

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE
GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“AUTOCONSUMO COLECTIVO DE 30 KW ENTRE UN
ALMACÉN DE PARAFARMACIA Y UN HOTEL”**

TRABAJO FIN DE GRADO

Septiembre 2023

Autor: Karen Stefani Samudio Samudio

Tutor: Juan Carlos Brotons

ÍNDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	9
1.1. INTRODUCCIÓN.....	9
1.1.1. Antecedentes.....	9
1.1.2. Objeto del proyecto.....	9
1.2. DATOS DE LOS TITULARES.....	11
1.3. NORMATIVA APLICABLE.....	11
1.3. EMPLAZAMIENTO.....	13
1.4.1. Emplazamiento de la instalación generadora.....	13
1.4.2. Emplazamiento de la instalación consumidora.....	13
1.4.3. Justificación urbanística.....	16
1.4.4. Clasificación.....	16
1.5. DATOS DE PARTIDA.....	16
1.5.1. Descripción general de la instalación.....	16
1.5.2. Clasificación de las instalaciones diseñadas.....	17
1.5.3. Modalidades del autoconsumo.....	19
1.5.3.1. Autoconsumo colectivo.....	19
1.5.3.2. Criterio reparto de energía.....	28
1.5.3.3. Permisos de acceso y conexión y avales o garantías.....	29
1.5.4. Orientación de la instalación.....	30
1.5.5. Demanda energética anual.....	30
1.5.5.1. Demanda energética del almacén de distribución de productos de farmacia y parafarmacia.....	30
1.5.6.2. Demanda energética Hotel B&B.....	32
1.6. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.....	33
1.6.1. Estructura soporte.....	33
1.6.2. Fijación de la estructura.....	35
1.6.3. Elección de los módulos fotovoltaicos.....	35
1.6.4. Campo fotovoltaico.....	37
1.6.5. Inversor.....	38
1.6.6. Cableado.....	42
2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	45
2.1. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	45
2.1.1. Orientación e inclinación de la instalación.....	45
2.1.2. Cálculo de sombras.....	46

2.1.3. Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos.	47
2.1.4. Determinación de la potencia pico a instalar.	52
2.1.4.1. Obtención de la irradiancia y la temperatura mediante PVGIS.	52
2.1.4.2. Cálculo de la producción.	54
2.1.4.3. Obtención de las curvas de producción.	57
2.1.4.4. Potencia pico a instalar.	60
2.1.4.5. Curva de consumo vs. generación.	60
2.1.4.6. Balance anual.	62
2.1.5. Selección del inversor.	63
2.1.5.1. Distribución – conexionado de los paneles fotovoltaicos.	63
2.1.5.2. Verifica de las condiciones de operación del inversor.	65
- Cálculo de la tensión circuito abierto.	66
- Cálculo de la tensión en el punto de máxima potencia.	66
2.1.5.3. Verifica de las condiciones de operación del inversor en condiciones extremas.	68
2.1.6. Cálculo de la sección del cableado.	70
2.1.6.1. Cálculo parte DC: tramo paneles – inversor.	71
2.1.6.2. Cálculo cableado parte AC: tramo inversor – CGP.	73
2.1.7. Cálculo de protecciones.	75
2.1.7.1. Cálculo protecciones parte DC: tramo paneles – inversor.	75
2.1.7.2. Cálculo Protecciones parte AC: tramo inversor – CGP.	76
2.1.8. Cálculo reparto de coeficientes.	78
3. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.	85
3.1. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.	85
3.2. OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.	86
3.3. NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES EN LA OBRA.	86
3.4. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS Y PREVENCIÓN DE LOS MISMOS.	87
3.4.1. Cubiertas planas, inclinadas, materiales ligeros.	87
3.4.2. Albañilería y cerramientos.	88
3.4.3. Terminaciones (alicatados, enfoscados, enlucidos, falsos techos, solados, pinturas, carpintería, cerrajería, vidriería).	89
3.4.4. Instalaciones (electricidad, fontanería, gas, aire acondicionado, calefacción, ascensores, antenas, pararrayos).	89
3.5. MEDIDAS PREVENTIVAS Y PRIMEROS AUXILIOS.	90
3.5.1. Botiquines.	90
3.5.2. Asistencia a accidentados.	90
3.6. PRESUPUESTO DE SEGURIDAD Y SALUD.	91

3.7.	TRABAJOS POSTERIORES.....	91
3.7.1.	Reparación, conservación y mantenimiento.....	91
3.8.	OBLIGACIONES DEL PROMOTOR.....	92
3.9.	COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD.....	92
3.10.	PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO.....	93
3.11.	OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS.....	93
3.12.	OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES AUTÓNOMOS.	94
3.13.	LIBRO DE INCIDENCIAS.....	95
3.14.	PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS.	95
3.15.	DERECHOS DE LOS TRABAJADORES.	96
3.16.	DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD QUE DEBEN APLICARSE EN LAS OBRAS.	96
3.17.	CAMPO DE APLICACIÓN.....	96
3.18.	NORMATIVA APLICABLE.....	96
3.19.	DESARROLLO DEL ESTUDIO.	97
3.19.1.	Aspectos generales.....	97
3.19.2.	Identificación de los riesgos.	98
3.19.3.	Medidas de prevención necesarias para evitar riesgos.....	98
3.19.4.	Protecciones.....	98
3.19.5.	Características generales de la obra.....	99
3.19.5.1.	Descripción de la Obra y Situación.....	99
3.19.5.2.	Suministro de Energía Eléctrica.....	99
3.19.5.3.	Suministro de Agua Potable.....	99
3.19.5.4.	Servicios Higiénicos.....	99
3.19.5.5.	Previsiones e Informaciones útiles para Trabajos Posteriores.	100
3.19.5.6.	Medidas Específicas Relativas a Trabajos que Implican Riesgos Especiales para la Seguridad y Salud de los Trabajadores.....	100
3.20.	ANEXO 1.....	100
3.21.	ANEXO 2.....	101
3.22.	ANEXO 3.....	102
4.	PRESUPUESTO.....	105
5.	SUBVENCIONES.	106
6.	ESTUDIO ECONÓMICO DEL TÉRMINO DE ENERGÍA.	110
7.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	114
7.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	114
7.2.	Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).....	115

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1: Provincia de Alicante	13
Ilustración 2: Municipio de Elche (Alicante)	13
Ilustración 3: Polígono industrial Carrús (Elche)	14
Ilustración 4: Cartografía catastral	14
Ilustración 5: Distancia entre generador y consumidor, 150 m	19
Ilustración 6: Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo. Fuente: IDAE.....	25
Ilustración 7: Cuadro resumen de las modalidades elegidas.....	26
Ilustración 8: Exenciones de permisos de acceso y depósito de garantías. Fuente: IDAE	28
Ilustración 9: Orientación de la cubierta de la nave	29
Ilustración 10: Demanda energética del almacén de distribución	30
Ilustración 11: Consumo medio horario anual del almacén	30
Ilustración 12: Demanda energética del Hotel B&B	31
Ilustración 13: Consumo medio horario anual del hotel B&B	31
Ilustración 14: Simulación estructura paneles fotovoltaicos.....	33
Ilustración 15: Simulación de paneles fotovoltaicos.....	33
Ilustración 16: Fijación estructura	34
Ilustración 17: Funcionamiento de una célula convencional y PERC	35
Ilustración 18: Medidas del inversor	39
Ilustración 19: Modo de operación.....	40
Ilustración 20: Cable RV - K	41
Ilustración 21: Cable RZ1 – K(AS)	41
Ilustración 22: Ángulo de acimut.....	44
Ilustración 23: Distancia mínima entre filas de módulos	46
Ilustración 24: Cubierta colindante almacén	46
Ilustración 25: Obtención de los datos diarios de irradiancia PVGIS	52
Ilustración 26: Irradiancia media diaria, mes de enero	53
Ilustración 27: Temperatura media diaria, mes de enero	53
Ilustración 28: Curva de generación	59
Ilustración 29: Curva de consumo vs generación noviembre	60
Ilustración 30: Curva de consumo vs generación julio	60
Ilustración 31: Balance anual de la demanda - generación	61
Ilustración 32: Esquema conexión inversor – módulos fotovoltaicos	68

Ilustración 33: Fusible de 25 A	75
Ilustración 34: Magnetotérmico de 63 A	76
Ilustración 35: Interruptor diferencial de 25 A	76
Ilustración 36: Esquema de la instalación	77
Ilustración 37: Periodos horarios	109
Ilustración 38: Gráfica VAN	117
Ilustración 39: Gráfica TIR	117



ÍNDICE TABLAS.

Tabla 1: Tabla de superficies	15
Tabla 2: Características del módulo fotovoltaico	36
Tabla 3: Características del campo fotovoltaico	36
Tabla 4: Especificaciones técnicas a la entrada del inversor	39
Tabla 5: Especificaciones técnicas a la salida del inversor	39
Tabla 6: Factor k	45
Tabla 7: Temperaturas máximas y mínimas absolutas de Elche	47
Tabla 8: Temperaturas en condiciones extremas	48
Tabla 9: Datos característicos de los módulos fotovoltaicos	48
Tabla 10: Valores de los coeficientes de pérdidas	56
Tabla 11: Parámetros de la generación	57
Tabla 12: Hoja de resultados de la generación en el mes de enero	57
Tabla 13: Hoja de resultados de la generación en el mes de agosto	58
Tabla 14: Parámetros característicos a la entrada	63
Tabla 15: Parámetros característicos a la salida	63
Tabla 16: Datos técnicos del panel fotovoltaicos	65
Tabla 17: Intensidades máximas del inversor.....	66
Tabla 18: Resultados de los parámetros calculados	68
Tabla 19: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento	69
Tabla 20: Intensidad admisible de 38 A y sección de 4 mm ²	71
Tabla 21: Intensidad admisible de 25 A y sección de 2,5 mm ²	73
Tabla 22: Intensidad admisible de 80 A y sección de 16 mm ²	74
Tabla 23: Estudio energético del reparto de coeficientes mes de julio	78
Tabla 24: Reparto de coeficientes en el mes de julio	79
Tabla 25: Estudio energético del reparto de coeficientes mes de noviembre	80
Tabla 26: Reparto de coeficientes en el mes de noviembre	81
Tabla 27: Reparto de coeficientes del hotel en el fin de semana	82
Tabla 28: Hoja de cálculo del presupuesto	104
Tabla 29: Valores de costes unitarios de instalación de referencia	107
Tabla 30: Valores de costes unitarios de instalación de referencia correspondiente a la ISF	108
Tabla 32: Consumo medio del hotel en fin de semana en el mes de julio	111
Tabla 33: Coste medio anual del término energético sin FV	112
Tabla 34: Coste medio anual del término energético con FV	112

Biblioteca
UNIVERSITAT Miguel Hernández

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. MEMORIA DESCRIPTIVA.

1.1. INTRODUCCIÓN.

1.1.1. Antecedentes.

Dada la situación global en la que se encuentran las grandes y pequeñas industrias en la actualidad, debido principalmente al aumento del precio de la energía, se ha generado la necesidad de disminuir los costes de la energía.

A raíz de esta necesidad, en el presente proyecto se van a estudiar las ventajas económicas de implantar un sistema fotovoltaico de autoconsumo colectivo en el que los distintos participantes puedan intercambiar sus excedentes de energía de forma interna. Este sistema permite reducir el coste la potencia contratada, la adhesión a tarifas de mercado con precios más reducidos, reducir el consumo de energía de la red y sacar un mayor beneficio de la energía generada en exceso, llevando a cabo el cálculo de una instalación solar fotovoltaica de 30 kW de potencia nominal.

1.1.2. Objeto del proyecto.

El propósito de este proyecto técnico, es la de definir, justificar y valorar los materiales y equipos necesarios para ejecutar una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo colectivo con excedentes acogida a compensación, para así potenciar el uso de los recursos energéticos renovables de los que se dispone, alcanzando objetivos de la siguiente índole:

- Reducir el consumo de energía y aumentar la eficiencia en su generación de energía y uso.
- Promover servicios energéticos de calidad para los ciudadanos del municipio de Carrús.
- Incrementar la proporción de energía procedente de fuentes renovables y limpias.
- Desarrollar y promover proyectos demostrativos de eficiencia energética y renovable.
- Aplicar criterios ambientales y de eficiencia en los desarrollos urbanísticos.
- Ayudar a adquirir hábitos cotidianos de ahorro de energía y buenas prácticas de compra y uso.

El autoconsumo colectivo es uno de los pilares fundamentales en el desarrollo de las energías renovables, y ofrece a la ciudadanía una oportunidad de desarrollo para colaborar directamente en la transición energética.

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, establece que “un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”. Es decir, un autoconsumo colectivo se forma cuando varios consumidores se unen para compartir la energía que genere una o varias instalaciones de autoconsumo.

En este caso, la instalación generadora estará ubicada en la cubierta de un almacén de distribución de productos de farmacia y parafarmacia (A) que se encuentra en el polígono industrial de Carrús, Elche, de la cual se acogerá energéticamente el Hotel B&B (B), que se encuentran a una distancia inferior a 500 m (como se puede ver en la ilustración 3).

Se ha alcanzado este acuerdo principalmente porque el hotel B&B (consumidora) no dispone de la superficie suficiente en la cubierta para una instalación fotovoltaica. Las dos empresas que pertenecen a la misma sociedad han acordado un criterio de reparto de energía, el cual se analizará en los apartados posteriores.

Además, como se verá en detalle más adelante, la conexión de las instalaciones de autoconsumo colectivo podrá realizarse en red interior, mediante líneas directas, o a través de red (utilizando la red pública), siempre que en ese último caso se cumplan los requisitos que establece el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, es decir que se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- La conexión se realice a la red de BT que se deriva del mismo centro de transformación al que pertenece el consumidor.
- Se encuentren conectados, generación y consumos, a una distancia entre ellos menor de 500 metros, medidos en proyección ortogonal en planta entre los equipos de medida. En el caso particular de instalaciones fotovoltaicas esta distancia podrá ser de hasta 2.000 metros siempre que la instalación se ubique en su totalidad en algunas de las siguientes ubicaciones:
 - Cubiertas de una o varias edificaciones.
 - Suelo industrial.
 - Estructuras artificiales con otro uso principal.

En términos generales, el presente proyecto consiste en dimensionar una instalación fotovoltaica para un autoconsumo colectivo de 30 kW y se ha realizado con el fin de también de disminuir los costes de la factura y conseguir así un ahorro significativo anual, justificando siempre el cumplimiento del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.D. 482/2002), del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Se llevará a cabo el dimensionado de la instalación teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y físicas del entorno, donde se seleccionarán los elementos principales de la instalación de autoconsumo, con el fin de poder cubrir la demanda energética tanto del almacén de distribución como la demanda energética del Hotel B&B.

1.2. DATOS DE LOS TITULARES.

Como se ha mencionado anteriormente las dos empresas pertenecen a la misma sociedad.

- Datos del titular del almacén de distribución:

GABILUC S.L.

N.I.F.: K58955226

Domicilio: C/. Benasau, Nº 6 Polígono industrial.

C.P.03206 Carrús, Elche.

- Datos del titular del hotel B&B:

Hotel B&B.

N.I.F.: K58955226

Domicilio: C/Almansa, 62

C.P. 03206 Carrús, Elche.

1.3. NORMATIVA APLICABLE.

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua.
- Real Decreto-ley 19/2021, de 5 de octubre, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

- Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.
- Real Decreto-ley 14/2022 de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- 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.
- Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE "Ahorro de Energía", del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre de prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Decreto 88/2005, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica que son competencia de la Generalitat.
- Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden TED/1247/2021, de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo, el anexo I del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631. Versión 2.1
- Orden 13/3/2002 de la Consejería de Industria y trabajo por la que se establece el contenido mínimo de los proyectos de industrias e instalaciones industriales.

- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobada por Orden de 9 de marzo de 1971 y Disposiciones Complementarias.
- Decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Ordenanzas Municipales vigentes.
- Normas particulares de la empresa distribuidora de energía eléctrica IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.
- Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

1.3. EMPLAZAMIENTO.

Al tener dos instalaciones, se procede a indicar los emplazamientos tanto de la instalación generadora como de la instalación consumidora:

1.4.1. Emplazamiento de la instalación generadora.

El inmueble donde se ubica la actividad que tiene por objeto la presente Memoria Técnica, se encuentra situado en la localidad de Carrús (Elche, Alicante). Domicilio: C/. Benasau, nº 6, Polígono Industrial Carrús, cuyo código postal es 03206.

Las coordenadas geográficas (DD) del solar se muestran junto con el mapa (ilustraciones 1 y 2):

- Latitud: 38.279891
- Longitud: -0.721096

1.4.2. Emplazamiento de la instalación consumidora.

El inmueble donde se ubica la instalación consumidora, se encuentra situado en la localidad de Carrús (Elche, Alicante). Domicilio: C/. Almansa, nº 62, Carrús, cuyo código postal es 03206.

Las coordenadas geográficas (DD) del solar se muestran junto con el mapa (ilustraciones 1 y 2):

- Latitud: 38.279153.
- Longitud: -0.719793.



Ilustración 1: Provincia de Alicante.

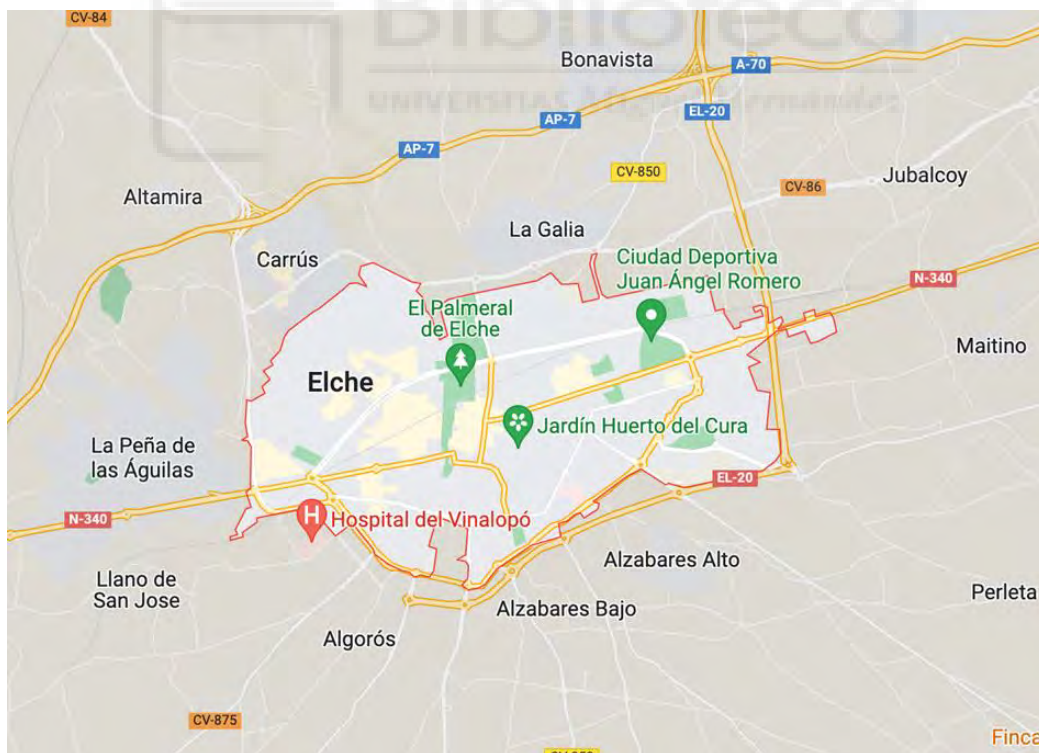


Ilustración 2: Municipio de Elche (Alicante).

En la ilustración 3, se pueden observar las instalaciones en objeto, donde como se han indicado anteriormente, el recuadro A hace referencia a la instalación generadora (almacén de distribución de productos de farmacia y parafarmacia) y el recuadro B hace referencia a la instalación consumidora (hotel B&B).



Ilustración 3: Polígono industrial Carrús (Elche).

La referencia catastral del almacén de distribución es 9496025XH9399E0001RZ, cuya superficie construida es de 420,00 m² en planta baja con una superficie gráfica de la parcela de 438,00 m², y según catastro, con uso Industrial.

La referencia catastral del hotel es 9496016XH9399E0004XQ, cuya superficie construida es 3223 m², y según catastro con uso de ocio y hostelería.



Ilustración 4: Cartografía catastral.

1.4.3. Justificación urbanística.

Es de aplicación el P.G.O.U (Plan General de Ordenación Urbana) del ayuntamiento de Elche.

1.4.4. Clasificación.

El uso del suelo donde se encuentra la nave, según el plan general, es industrial.

La calificación urbanística es SUELO URBANO, Clave 11^a: INDUSTRIAL EN EDIFICACIÓN ABIERTA, área de reparto 83. Altura permitida II.

Según el vigente P.G.O.U. de 25 de mayo de 1998 del Excmo. Ayto. ELCHE.

Por lo tanto, la instalación fotovoltaica de autoconsumo va prevista sobre una edificación que se encuentra en suelo urbano y quedará integrada en la propia instalación, siendo así compatible con el P.G.O.U de Elche.

1.5. DATOS DE PARTIDA.

1.5.1. Descripción general de la instalación.

El edificio donde se encuentra la nave industrial (utilizado como almacén de distribución) fue construido en el año 1993. Se encuentra situada en una nave industrial en planta primera (baja) sobre un solar que tiene una superficie ocupada de 438,00 m² según catastro, con una superficie construida de 420 m² y una superficie útil 404,60 m², según el siguiente cuadro de superficies:

DEPENDENCIA	Superficie	altura libre
PLANTA BAJA		
- Administración y dirección técnica	38,59 m ²	2,40 m.
- Gerencia	16,51 m ²	2,40 m.
- Pasillo	11,47 m ²	2,40 m.
- Carga y descarga	19,21 m ²	4,50 m.
- Almacenaje productos farmacéuticos	254,40 m ²	4,50 m.
- Cuarto almacén productos farmacéuticos	54,90 m ²	3,09 m.
- Office	4,89 m ²	2,30 m.
- Aseo	4,63 m ²	2,30 m.

Tabla 1: Tabla de superficies.

Total superficie útil: 404,60 m²

Total superficie construida 420 m²

La planta baja de la nave, está compartimentada en varias dependencias como administración y dirección técnica, gerencia, aseos, zona carga y descarga, almacenaje, y cuarto de almacén de productos.

La cubierta en objeto está formada por un panel sándwich (compuesto por dos placas de acero prelacado y un aislamiento intermedio de espuma de poliuretano) con una superficie de $(12\text{m} \times 35\text{m}) = 420 \text{ m}^2$.

En cuanto a las fincas colindantes, son naves industriales de dos alturas, consolidadas, y destinadas a uso industrial. Referidos con el fin de valorar las posibles sombras que se pudiesen producir.

1.5.2. Clasificación de las instalaciones diseñadas.

La clasificación de la instalación diseñada atendiendo a su funcionamiento respecto a la red de distribución pública es la siguiente:

- Instalación generadora de Baja Tensión: ITC BT 40.

En el apartado “4.3 Instalaciones generadoras interconectadas” de la ITC BT 40, nos describe las condiciones para que sea una instalación de baja tensión:

La potencia máxima de las centrales interconectadas a una Red de Distribución Pública, estará condicionada por las características de ésta: tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc.

Con carácter general la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de $3 \times 400/230 \text{ V}$ será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA , ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central.

Para el acoplamiento de la instalación generadora a la red de distribución pública, la central deberá poseer un equipo de sincronización, automático o manual.

La conexión de la central a la red de distribución pública deberá efectuarse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y la red no sean superiores a las siguientes:

- Diferencia de tensión: $\pm 8 \%$
- Diferencia de frecuencia: $\pm 0,1\%$
- Diferencia de fase: $\pm 10^\circ$

En el origen de la instalación y en un punto único y accesible de forma permanente a la Empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático sobre el que actuarán una serie de protecciones. Éstas deben garantizar que las faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas y en caso de defecto de éstas, deben desconectar el interruptor de la interconexión, que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la red de distribución pública.

Las protecciones y el conexionado del interruptor serán precintados y el dispositivo de maniobra será accesible al Auto generador.

El interruptor de acoplamiento llevará un contacto auxiliar que permita desconectar el neutro de la red de distribución pública y conectar a tierra el neutro de la generación cuando ésta deba trabajar independiente de aquella.

Cuando se prevea la entrega de energía de la instalación generadora a la red de distribución pública, se dispondrá, al final de la instalación de enlace, un equipo de medida que registre la energía suministrada por el auto generador. Este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía por la red de distribución pública, siempre que los registros de la energía en ambos sentidos se contabilicen de forma independiente.

Los elementos a disponer en el equipo de medida serán los que correspondan al tipo de discriminación horaria que se establezca.

Deberán tener una capacidad de generación de energía reactiva suficiente para mantener el factor de potencia entre 0,8 y 1 en adelanto o retraso. Con objeto de mantener estable la energía reactiva suministrada se instalará un control de la excitación que permita regular la misma.

La tensión generada será prácticamente senoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden Par: $4/n$
- Armónicos de orden 3: $5/n$
- Armónicos de orden impar (>5): $25/n$

La tasa de armónicos es la relación, en %, entre el valor eficaz del armónico de orden n y el valor eficaz del fundamental.

Por otro lado, en las instalaciones de generación que puedan estar interconectadas con la red de distribución pública, se dispondrá un conjunto de protecciones que actúan sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior. Estas corresponderán a un modelo homologado y deberán estar debidamente verificadas y precintadas por un laboratorio reconocido.

Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes:

- De sobreintensidad, mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente.
- De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro que actuarán, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85 % de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110 % de su valor asignado.

- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases y neutro, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de un periodo.

Cuando la instalación receptora esté acoplada a una red de distribución pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la red de distribución pública.

1.5.3. Modalidades del autoconsumo.

En este apartado se verán las distintas modalidades de autoconsumo existentes, el cual se puede clasificar en individual, si solo existe un consumidor asociado a la instalación o instalaciones de producción, o colectivo, si se trata de varios consumidores asociados a la instalación o instalaciones de producción próximas. En el presente proyecto se enfatizará sobre todo en el autoconsumo colectivo ya que es uno de los objetos del proyecto.

El Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Lo dispuesto en este Real Decreto resulta de aplicación a las instalaciones y sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Así, las instalaciones de autoconsumo deberán pertenecer a una de las siguientes modalidades:

- Autoconsumo sin excedentes.
- Autoconsumo con excedentes, dentro de este grupo las instalaciones con excedentes podrán ser:
 - Autoconsumo con excedentes ACOGIDA a compensación.
 - Autoconsumo con excedentes NO ACOGIDA a compensación.

A continuación, se verán las especificaciones para cada una de estas modalidades pero para el autoconsumo colectivo con el respaldo de la “Guía de autoconsumo colectivo” y con la “Guía profesional de tramitación del autoconsumo”.

1.5.3.1. Autoconsumo colectivo.

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, establece que “un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”.

Por lo que un autoconsumo colectivo estará formado por una o varias instalaciones generadoras de energía eléctrica y por varios consumidores que se asocien a ellas.

La conexión de las instalaciones de autoconsumo colectivo podrá realizarse en red interior, mediante líneas directas, o a través de red (utilizando la red pública), siempre que en ese último caso se cumplan los requisitos que establece el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, es decir que se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- La conexión se realice a la red de BT que se deriva del mismo centro de transformación al que pertenece el consumidor.



- Se encuentren conectados, generación y consumos, a una distancia entre ellos menor de 500 metros, medidos en proyección ortogonal en planta entre los equipos de medida.



En el caso particular de instalaciones fotovoltaicas esta distancia podrá ser de hasta 2 metros siempre que la instalación se ubique en su totalidad en:

- cubiertas de una o varias edificaciones, o
- suelo industrial, o
- estructuras artificiales con otro uso principal.
- La instalación generadora y los consumidores asociados se ubiquen en la misma referencia catastral, tomada como tal sí coinciden los 14 primeros dígitos (con la excepción de las comunidades autónomas con normativa catastral propia).

La distancia entre la generación y el consumo es inferior a 150 m, de modo que, cumple con unos de los requisitos como se puede ver en la siguiente ilustración:



Ilustración 5: Distancia entre generador y consumidor, 150m.

En un autoconsumo colectivo es necesario que todos los consumidores asociados pertenezcan a la misma modalidad de autoconsumo. De mismo modo, un consumidor puede asociarse a varias instalaciones de autoconsumo colectivo distintas, con diferentes porcentajes de reparto, pero en todas ellas deberá estar asociado con la misma modalidad. Por lo que un consumidor podría disponer de un autoconsumo individual y, simultáneamente, formar parte de un autoconsumo colectivo, siempre que en los dos casos tenga la misma modalidad.

Todos los autoconsumos colectivos tienen que disponer de un equipo de medida que registre la generación neta de la instalación, tal y como se recoge en el punto 3 del artículo 10 del Real Decreto 244/2019, de 5 abril. De esta manera, los consumidores asociados mantendrán sus equipos de medida de consumo (la distribuidora activará el modo bidireccional cuando se realice el alta del autoconsumo) y únicamente se instalará un equipo de medida nuevo, el contador de generación neta de la instalación, para medir la generación.

El contador de generación neta puede ser en propiedad o alquilado a la distribuidora. En el caso de optar por tenerlo en propiedad, el contador debe estar homologado, calibrado y ensayado por un laboratorio acreditado, para posteriormente ser precintado por parte de la distribuidora.

Una vez activado el autoconsumo colectivo, la compañía distribuidora deberá modificar el contrato de acceso por terceros (denominado contrato ATR) de cada consumidor asociado, para incluir que dicho consumidor pertenece a una instalación de autoconsumo colectivo, con los correspondientes coeficientes de reparto horarios. La compañía comercializadora de cada consumidor modificará el contrato de suministro, reflejando si está acogido o no a compensación de excedentes y las condiciones económicas de dicha compensación.

Cada consumidor mantendrá la comercializadora de su elección por lo que no es necesario que todos los consumidores asociados se encuentren con la misma compañía comercializadora.

En cualquiera de las modalidades, la energía generada se reparte entre los consumidores que se asocian a la instalación. A este respecto debe tenerse en cuenta que cada consumidor vendrá identificado por su Código Universal de Punto de Suministro (CUPS) de forma que existirán tantos consumidores como CUPS haya asociados al autoconsumo colectivo.

El CUPS de cada consumidor se mantiene sin cambios, aunque el consumidor se asocie al colectivo, y puede consultarse en la factura de consumo eléctrico de cada consumidor.

Así, un autoconsumo colectivo quedará identificado por su Código de Autoconsumo (CAU)⁴, y estará formado por el conjunto de una o varias instalaciones generadoras y un grupo de CUPS que cumplirán los criterios de distancia mencionados anteriormente.

Toda la energía generada se reparte entre los consumidores asociados, siguiendo el criterio que dichos consumidores libremente acuerden, a través de los coeficientes de reparto β que se describen en el siguiente punto.

- **Autoconsumo colectivo SIN excedentes.**

En esta tipología de autoconsumo existirán varios consumidores asociados y la instalación generadora dispondrá de un sistema antivertido que impida en todo momento la cesión de energía a la red.

En este caso, la titularidad de la instalación de generación y del mecanismo antivertido será compartida solidariamente por todos los consumidores asociados, los cuales serán responsables de los posibles incumplimientos ante el sistema eléctrico.

En esta tipología, la energía generada se individualiza, es decir, se reparte entre los consumidores asociados según los coeficientes de reparto que se hayan acordado, pero nunca se cede físicamente energía a la red. Por ello, la instalación generadora debe estar perfectamente ajustada a los consumos de los consumidores asociados.

La generación en cada hora será como máximo el consumo total de los consumidores conectados aguas abajo de la generación y en cada momento sólo se generará la energía que se esté demandando sin que se genere excedente en ningún momento.

- **Autoconsumo colectivo SIN excedentes ACOGIDA a compensación.**

Esta tipología de autoconsumo es exclusiva de los autoconsumos colectivos y está diseñada para autoconsumos colectivos con todos los consumidores conectados en red interior; típicamente corresponde a autoconsumos colectivos en edificios de viviendas plurifamiliares. En estos casos, la conexión debe realizarse en las instalaciones de enlace, que unen el punto frontera con la compañía distribuidora y las instalaciones individuales de cada consumidor; este punto se denomina también centralización de contadores y suele ubicarse en el cuarto de contadores del edificio. A efectos de autoconsumo, las instalaciones de enlace tienen la consideración de red interior.

Al igual que en el caso anterior, la titularidad de la instalación de generación y del mecanismo antivertido será compartida solidariamente por todos los consumidores asociados y, sin perjuicio de los acuerdos que puedan firmar las partes, los consumidores serán responsables de los posibles incumplimientos ante el sistema eléctrico.

En este caso, la instalación de generación estará dotada de un sistema antivertido de manera que nunca se pueda ceder físicamente energía a la red. Sin embargo, los consumidores asociados sí se pueden acoger al mecanismo de compensación de excedentes, los cuales deberán estar conectados a la misma red interior y que en ese momento estén demandando más energía de la que tienen asignada.

La energía generada se individualiza, es decir, se reparte entre los consumidores asociados según los coeficientes de reparto que se hayan acordado, pero la energía que cada consumidor no utilice instantáneamente se convierte en excedente de ese consumidor, que se compensará según el mecanismo de compensación simplificada. Así, este segundo consumidor utilizará esa energía que a sus efectos será energía comprada a su comercializadora y por la que pagará su tarifa de suministro habitual, mientras que para el primero será energía excedentaria que compensará en su factura.

- **Autoconsumo colectivo CON excedentes ACOGIDA a compensación.**

En esta tipología de autoconsumo existirán varios consumidores asociados y la energía que no sea utilizada de forma instantánea será cedida a la red y compensada posteriormente a cada consumidor de forma individual.

En los edificios sujetos a la Ley de Propiedad Horizontal (LPH) no está permitido realizar la conexión directamente a la red interior de ninguno de los consumidores asociados a la instalación de autoconsumo colectivo, por tanto, en estos casos la conexión debe realizarse en las instalaciones de enlace, que unen el punto frontera con la compañía distribuidora y las instalaciones individuales de cada consumidor; este punto se denomina también centralización de contadores y suele ubicarse en el cuarto de contadores del edificio. A efectos de autoconsumo, las instalaciones de enlace tienen la consideración de red interior.

En el caso de que existan consumidores asociados conectados al autoconsumo colectivo a través de red, para que sea posible acogerse al mecanismo de compensación deberá existir al menos un consumidor asociado conectado a la instalación en red interior.

Debe recordarse que en una instalación de autoconsumo colectivo la gestión de los excedentes se realiza de forma individual para cada consumidor asociado. Es decir, si un consumidor asociado tiene excedentes en una hora concreta, esos excedentes se le compensarán a él individualmente en su factura y de forma independiente para cada uno de los asociados.

Debe tenerse en cuenta que, tal y como contempla el RD 244/2019, de 5 de abril, la titularidad de la instalación de generación en estos casos será del productor, que será quien se inscriba como tal en los registros de autoconsumo.

- **Autoconsumo colectivo CON excedentes NO ACOGIDA a compensación.**

En esta tipología de autoconsumo existirán varios consumidores asociados y la energía que no sea utilizada de forma instantánea será cedida a la red y se venderá en el mercado eléctrico.

En este caso, la titularidad de la instalación de generación recae sobre el productor de manera que los excedentes le pertenecen y es el productor quien, a través de un representante o por cualquier otro mecanismo de participación en el mercado, venderá dichos excedentes recibiendo por ellos el importe que corresponda. El productor deberá hacerse cargo de las obligaciones fiscales y tributarias que se desprendan de dicha venta, como cualquier otro productor de energía eléctrica.

Al igual que en el caso anterior, cuando las instalaciones de producción se conecten a la red interior de un consumidor o cuando compartan infraestructuras de conexión con los consumidores asociados, ambos (productor y consumidores) responderán solidariamente por los posibles incumplimientos ante el sistema eléctrico.

- **Mecanismos de compensación.**

En este mecanismo de compensación, la energía procedente de la instalación de autoconsumo que no sea consumida instantáneamente o almacenada por los consumidores asociados, se inyecta a la red; cuando los consumidores precisen más energía de la que les proporciona la instalación de autoconsumo, comprarán la energía a la red al precio estipulado en su contrato de suministro (PVPC o de mercado libre pactado con la comercializadora).

Al final del periodo de facturación (que no podrá ser superior a un mes) se realiza la compensación entre el coste de la energía comprada de la red y el valor de la energía excedentaria inyectada a la red (valorada a precio medio horario de mercado menos el coste de los desvíos o al precio acordado entre las partes, según sea el contrato de suministro a PVPC o de mercado libre respectivamente).

Todos los excedentes horarios de cada consumidor serán asignados a su empresa comercializadora por el Operador del Sistema (OS), a partir de la información que el encargado de la lectura comunique al OS. La comercializadora obtendrá el precio medio horario del mercado eléctrico para todos los excedentes que se le asignen, y compensará al consumidor según se establece en el RD 244/2019.

Sin embargo, el máximo importe que puede compensarse será el importe de la energía comprada a la red, puesto que en ningún momento el resultado de la compensación podrá ser negativo ni podrá compensar los pagos por peajes de acceso.

Para poder acogerse al mecanismo de compensación de excedentes deberán cumplirse todas las condiciones siguientes:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, en este proyecto se ha optado por una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED CON excedentes ACOGIDA a compensación, por siguientes motivos:

- Cumple con los requisitos de que se encuentran conectados, generación y consumos, a una distancia entre ellos menor de 500 metros, medidos en proyección ortogonal en planta entre los equipos de medida, a una distancia de alrededor de 120 metros.
- Existe un acuerdo del reparto de energía entre ambas partes.

- La potencia de producción es menor a 100kW, siendo la potencia total instalada de 32,4 kWp proveniente de los módulos fotovoltaicos, con una potencia final de 30 kW a la salida del inversor, ya que si la potencia de producción fuese mayor que 100 kW, no habría la posibilidad de acogerse a la compensación, más bien, a la venta de la energía excedentaria.
- **Criterios sobre la venta de energía.**

En este proyecto no se ha considerado el autoconsumo colectivo con excedentes no acogida a compensación, es decir, a la venta de la energía excedentaria por los motivos que se verán a continuación.

Para acogerse a la venta de la energía excedentaria, la instalación generadora tiene que cumplir una serie de requisitos como:

- Obtener la licencia de actividad del Ayuntamiento, ya que al vender energía a la red, se realiza una actividad económica.
- Darse de alta en la Agencia Tributaria en impuesto electricidad.
- Contar con el acuerdo de representación y contrato de venta de energía con comercializadora de referencia

El generador está clasificado como pequeña empresa, es decir, cuenta con menos de 50 trabajadores, y se mantiene por debajo de la facturación media anual de una pequeña empresa que serían alrededor de 10 millones de euros. Esto implica que para darse de alta como productor de energía, se exige los mismos trámites que a una instalación generadora de miles de MW que a una pequeña impresa. Es decir, se trata de un proceso administrativo complicado y costoso soportado por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre., donde se debe justificar capacidad técnica, legal y económica. Acción que carece de sentido, ya que, una generación como la del presente proyecto se puede acoger al mecanismo de compensación simplificada sin inconvenientes y sin contratiempos.

A continuación, se muestra un cuadro resumen de todas las modalidades y diferentes posibilidades de autoconsumo existentes, extraída de la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo del IDAE:

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.	SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido. SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo CT. Distancia < 500 m o 2.000 m FV en cubierta, suelo industrial o estructuras con otro uso. Misma referencia catastral (14dígitos).	CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción ≤ 100kW. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente

Ilustración 6: Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo. Fuente: IDEA

En la siguiente ilustración se muestra las modalidades de autoconsumo elegidas para el presente proyecto y las cuales se llevarán a cabo:

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.	SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
		SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo CT. Distancia < 500 m o 2.000 m FV en cubierta, suelo industrial o estructuras con otro uso. Misma referencia catastral (14dígitos).	CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción ≤ 100kW. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente

Ilustración 7: Cuadro resumen de las modalidades elegidas.

1.5.3.2. Criterio reparto de energía.

En un autoconsumo colectivo todos los consumidores asociados deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo. Es necesario que los intervinientes firmen un acuerdo con los criterios de reparto de la energía generada.

Este acuerdo deberá ser firmado por todos los consumidores asociados y remitido de forma individual por cada consumidor asociado a la compañía distribuidora (directamente o a través de su comercializadora).

Este reparto de la energía podrá realizarse con los criterios que más se acomoden a las necesidades de los consumidores. El reparto podrá ser distinto para cada hora del periodo de facturación, con la única restricción de que la suma de esos coeficientes debe ser 1 para cada hora del periodo de facturación. También será posible mantener el mismo coeficiente para todas las horas.

En cualquier caso, para cada consumidor asociado a la instalación de autoconsumo se calculará la “energía horaria neta individualizada” como:

$$ENG_{h,i} = \beta_{h,i} * ENG_h$$

donde:

ENG h = energía neta horaria total producida por el generador o los generadores.

$\beta_{h,i}$ = coeficiente de reparto horario en la hora “h” entre los consumidores que participan del autoconsumo colectivo de la energía generada en la hora “h”.

Este coeficiente es el que debe figurar en el acuerdo de reparto entre los consumidores y deberá cumplir las siguientes limitaciones:

- Podrá ser distinto para cada hora del periodo de facturación (mes), siempre que exista acuerdo firmado por todos los participantes.
- La suma de las $\beta_{h,i}$ de todos los consumidores asociados a la misma instalación de autoconsumo deberá ser 1 para cada hora del periodo de facturación.
- $\beta_{h,i}$ tomará el valor 1 para cada hora del periodo de facturación cuando exista un único consumidor asociado.

Para el cálculo de las $\beta_{h,i}$ podrá utilizarse cualquier criterio que se acuerde entre los consumidores asociados, como por ejemplo la potencia a facturar de cada uno de los consumidores asociados participantes o la aportación económica de cada uno de los consumidores para la instalación de generación.

Debe tenerse en cuenta que el acuerdo de reparto estará vigente mientras no se comunique otro acuerdo firmado por todos los consumidores asociados. Por tanto, si un consumidor da de baja su contrato de suministro o abandona el autoconsumo colectivo por otra causa, deberá comunicarse un nuevo acuerdo de reparto que tenga en cuenta esta circunstancia.

Del mismo modo, si se desea añadir un nuevo consumidor al autoconsumo colectivo, la incorporación obliga a redefinir coeficientes modificando los acuerdos de reparto y a comunicarlos nuevamente.

En conclusión, en el apartado (2.1.8. Cálculo reparto de coeficientes.), se explica detalladamente el criterio a seguir para obtener el reparto de coeficientes, siendo prioritario cubrir la demanda del almacén de farmacia y parafarmacia.

1.5.3.3. Permisos de acceso y conexión y avales o garantías.

Come indica la “Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo” del IDEA, las instalaciones de producción en autoconsumo con excedentes (estén o no acogidas a compensación), de potencia inferior a 15 kW que no cumplan las condiciones de suelo urbanizado, es decir, que no cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, y el resto de instalaciones de potencia igual o inferior a 100 kW, están obligadas a solicitar el permiso de acceso y conexión, pero estarían exentas de la presentación del aval, tal y como se describe en la siguiente imagen:

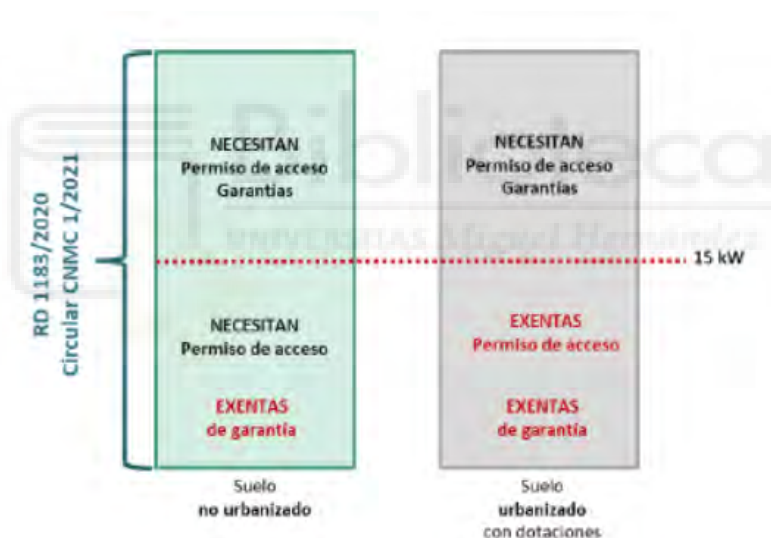


Ilustración 8: Exenciones de permisos de acceso y depósito de garantías. Fuente: IDEA

Es decir, la instalación generadora cumple con los requisitos de suelo urbanizado, pero debido a su potencia de 30 kW, requerirá solicitar el permiso de acceso y conexión, la cual estará exenta de la presentación de avales y/o garantías.

En el caso de autoconsumos colectivos se deberán modificar los contratos de acceso de todos los consumidores asociados indicando la modalidad de autoconsumo elegida, la cual deberá ser la misma para todos ellos. Cada consumidor asociado deberá remitir la comunicación de manera individual, indicando la modalidad de autoconsumo y aportando el acuerdo de reparto de energía firmado por todos los consumidores asociados.

En el caso de las instalaciones menores de 100kW, una vez que la distribuidora modifique el contrato de acceso, la comercializadora contactará con el consumidor y le remitirá la información de su autoconsumo (modalidad, potencia etc.) para su revisión por parte del consumidor y su corrección en el plazo de 10 días si procede.

1.5.4. Orientación de la instalación.

La orientación de la cubierta de la nave es de $\alpha = -40^\circ$, lo que significa que está orientada al sureste. Dado que α sería igual a 0° si estuviera orientada al sur, -90° si estuviera orientada al este y 90° si estuviera orientada al oeste.



Ilustración 9: Orientación de la cubierta de la nave.

1.5.5. Demanda energética anual.

1.5.5.1. Demanda energética del almacén de distribución de productos de farmacia y parafarmacia.

La demanda energética anual del almacén son 30.219,90 kWh, cuyos consumos mensuales a lo largo del año se puede ver en el siguiente gráfico teniendo un consumo medio anual de 2.518,33 kWh.

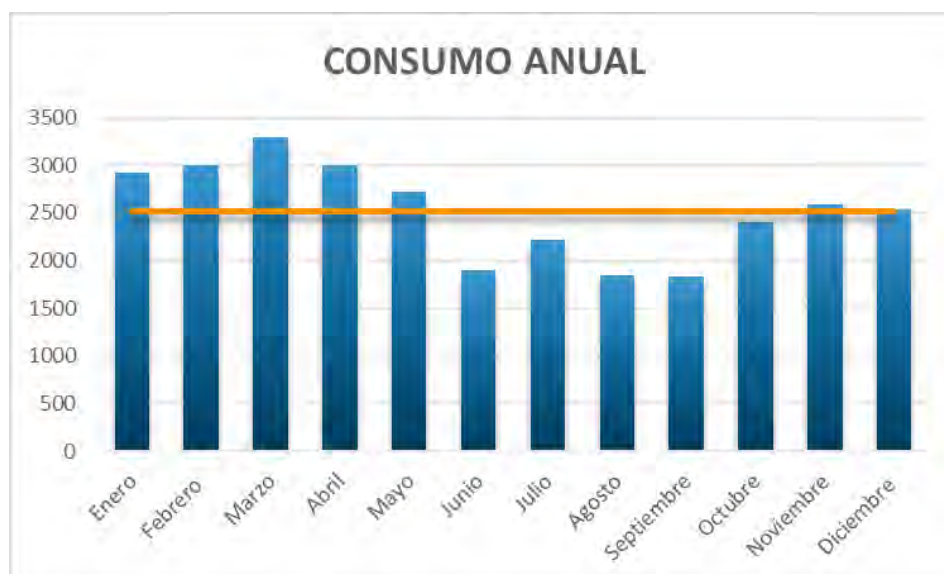


Ilustración 10: Demanda energética del almacén de distribución.

Como se puede observar en la ilustración 10, en los meses de verano disminuye ligeramente el consumo, ya que es un periodo de vacaciones, por lo tanto, disminuye la actividad en el almacén de distribución. Cabe destacar que el periodo de actividad del almacén se limita a los días de la semana (de lunes a viernes) excluyendo festivos y fines de semana. A continuación, se muestra el consumo medio horario a lo largo de un año:



Ilustración 11: Consumo medio horario anual del almacén.

1.5.6.2. Demanda energética Hotel B&B.

La demanda energética total anual del hotel son 38.248,96 kWh, cuyos consumos mensuales a lo largo del año se puede observar en el siguiente gráfico, con un consumo medio anual de 3.187,41 kWh.

Como se muestra en la ilustración 12, la demanda energética del hotel es superior en los meses de más calor, ya que corresponden a periodos de vacaciones. Sin embargo, en los meses de más frío que son los meses de diciembre, enero y febrero, disminuye considerablemente el consumo, ya que el hotel permanece prácticamente cerrado al público.

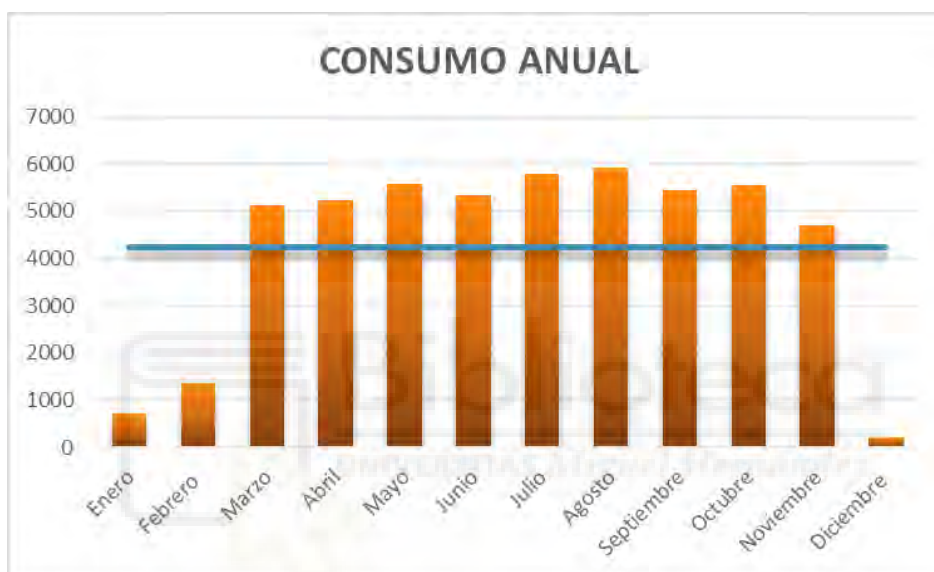


Ilustración 12: Demanda energética del Hotel B&B.

A continuación, se muestra el consumo medio horario a lo largo de un año:



Ilustración 13: Consumo medio horario anual del hotel B&B.

1.6. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.

La instalación de paneles fotovoltaicos en la cubierta supondrá una carga mínima añadida a la estructura del edificio, siendo el peso propio de estructura y panel inferior a 29 kg/m^2 . Haciendo referencia a las exigencias de la normativa de aplicación CTE, a fecha de construcción de la vivienda y sin aparentes defectos visuales en la estructura actual, se estima que la estructura puede aguantar las sobrecargas (paneles y perfilera de aluminio) con seguridad.

Respecto a la influencia de la nieve, observando la zona climática de invierno, donde se ubica la vivienda y comparando la sobrecarga admisible por kg/m^2 , según CTE, se puede confirmar que la estructura soporta la sobrecarga de estimación de nieve caída en la zona conjuntamente con el peso de la instalación.

1.6.1. Estructura soporte.

La estructura soporte de módulos resistirá, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el código técnico de la edificación documento básico seguridad estructural: CTE-DB-SE, CTE-DB-SE-A.

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

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

En la instalación, se colocará una estructura soporte tipo coplanar, ya que la cubierta tiene la inclinación prevista para la instalación, el modelo a instalar es la siguiente:

Estructura 4 Paneles 30-45mm Coplanar Falcat.

Se instalará un total de 15 soportes, en los cuales se pueden colocar 4 paneles fotovoltaicos en horizontal en cada una de ellas, llegando así hasta los 60 paneles calculados para la instalación.

La "Estructura 4 Paneles 30-45mm Coplanar Falcat" sirve para ubicar los paneles solares sobre una superficie de cubierta metálica o panel de sándwich como es en nuestro caso. Este modelo es apto para paneles con un grosor de 35-45 mm.

- Descripción estructura:

La estructura está diseñada para estar instalada en posición vertical, con la misma inclinación que la cubierta existente. Pero también es posible la instalación en horizontal, sujetando sus paneles por el lado más ancho, que es como se procederá a instalar los respectivos módulos fotovoltaicos, ya que según las condiciones del tejado y según los requisitos requeridos, es la opción que mejor se adapta.

Este tipo de estructura está diseñado para soportar cargas de nieve de hasta 50 cm y una velocidad del viento de unos 45 m/s. Para que no haya ningún problema es necesario que antes de la instalación se compruebe la fijación de la chapa y se compruebe que es capaz de soportar esas cargas. Estas comprobaciones son muy interesantes cuando la chapa es de sándwich, debido a su escasa capacidad de soporte normalmente. El grosor mínimo recomendado de la chapa trapezoidal es, por norma general, de 0,6mm.

- Materiales:

Los materiales de la estructura están fabricados en aluminio anodizado 6005 T5 y acero inoxidable. El aluminio anodizado 6005 T5 se trata de una aleación de aluminio de alta resistencia por su capacidad para ser anodizado y se utiliza para realizar perfiles estructurales. Todos los herrajes serán de aluminio anodizado y apto para uso exterior.

Respecto a la influencia de la nieve, observando la zona climática de invierno, donde se ubica la vivienda y comparando la sobrecarga admisible por kg/m², según CTE, se puede confirmar que la estructura soporta la sobrecarga de estimación de nieve caída en la zona conjuntamente con el peso de la instalación.

La influencia del viento no supone un valor adicional al colocarse a una inclinación de 25° y adheridos a la cubierta, no interfiriendo ni oponiendo resistencia aparente que pueda incrementar la carga por efecto vela. Por lo que no aplica para esta justificación.

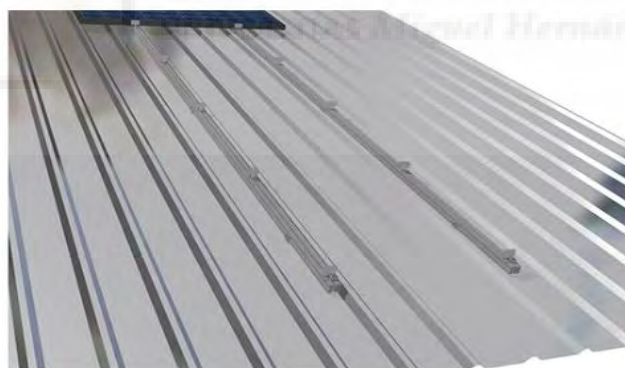


Ilustración 14: Simulación estructura paneles fotovoltaicos.

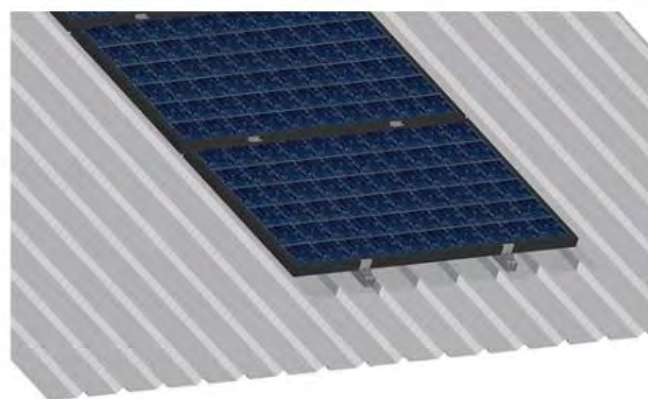


Ilustración 15: Simulación de paneles fotovoltaicos.

1.6.2. Fijación de la estructura.

Para fijar la estructura se utilizará la “Fijación L Feet Hook Falcat” ya que es una opción práctica y confiable para la sujeción de estructuras de paneles solares en diversas superficies de instalación. Con su diseño en forma de L, materiales resistentes y tornillería incluida, brinda una opción conveniente y segura para la instalación de sistemas solares con estructuras Falcat. Se trata de un anclaje en forma de L para poder sujetar un perfil de guía de módulos a la superficie sobre la que se lleva a cabo la instalación, ideal para un panel de sándwich.



Ilustración 16: Fijación estructura.

1.6.3. Elección de los módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos a instalar son del modelo OPTIMUM GS A-540M de 540W monocristalino que se compone de 144 medias células de silicio monocristalino, encapsuladas entre un cristal de alta transmisividad, que le permite aprovechar toda la luz proyectada por el sol, y una capa posterior de poliéster modificado. El cristal AR utilizado en la fabricación del panel solar de 540W tiene un espesor de 35mm.

Debido a su tecnología dispone de 3 cajas de conexiones. La caja de conexiones de cada polaridad incorpora cables de 4 mm de sección de cobre con un conector combinable MC4 que facilita la interconexión en serie de los módulos sin necesitar ninguna herramienta adicional.

El marco de aluminio dispone de múltiples agujeros para adaptarse a una gran variedad de combinaciones de fijación. El marco dispone de una protección contra la oxidación mediante un tratamiento de anodizado, que le protege a lo largo de toda la vida del módulo solar.

Con la aparición de los inversores cargadores con MPPT (Seguidor de Punto de Máxima potencia por sus siglas en inglés Maximum Power Point Tracker) estos paneles son una elección válida tanto para instalaciones de inyección a red como para instalaciones aisladas. Estos paneles tienen una tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Cell), es decir, se añade una capa reflectante (Dielectric Layer) para aprovechar al máximo la radiación.

– **Funcionamiento de la tecnología PERC:**

Se coloca un material dieléctrico pasivo entre la capa de aluminio y la capa base de silicio, se consigue así que los electrones de la luz infrarroja no penetren hasta la capa de aluminio, sino que sean reflejados y permitan generar corriente entre la capa base y la emisora.

Este aprovechamiento de la luz infrarroja le proporciona a la célula PERC una mayor “sensibilidad” ante longitudes de onda larga.

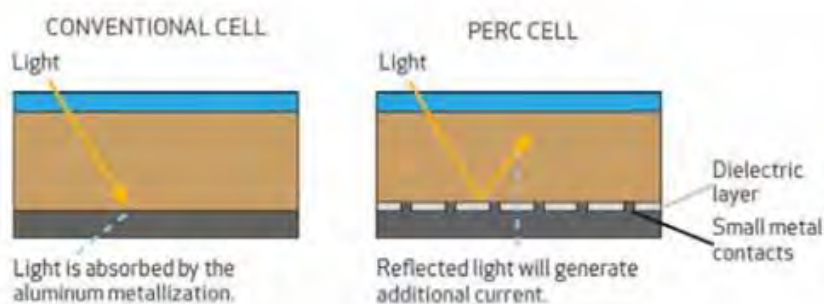


Ilustración 17: Funcionamiento de una célula convencional y PERC.

– **Características de las Half Cells (media células):**

- Reducen a la mitad su corriente (mitad tamaño), es decir, las pérdidas resistivas se reducen también y las células pueden producir un poco más de energía.
- Al ser más pequeñas sufren menos tensiones mecánicas, es decir, menos posibilidad de agrietamiento o rotura.

En general los módulos de media celda tienen valores de salida algo más altos, siendo igual o incluso más fiables o resistentes.

– **Materiales de construcción:**

- Cubierta frontal: cristal templado, grado PV con un espesor de 3,2 mm.
- Células: 144 células (6 x 24), mono PERC 9BB (10BB) con dimensiones de 182x91.
- Marco: aleación de aluminio anodizado con color plata.
- Caja de conexiones: con protección IP68 y 3 diodos.
- Cable: con una longitud de 1.400 mm y una sección de 4 mm².

A continuación, las características eléctricas el módulo seleccionado:

CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS	A-540M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	540 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.71 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	13.27 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.42 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	13.85 A
Eficiencia del Módulo (%)	20.89
Clasificación de Potencia (W)	0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)	25
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1.500V
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2

Tabla 3: Características módulo fotovoltaico.

Cuyas características eléctricas están medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.

1.6.4. Campo fotovoltaico.

La instalación estará compuesta por 60 módulos de silicio policristalino, de 540 Wp de potencia, agrupados en un sistema fotovoltaico de potencia nominal igual a 32,4 kW, es decir, se colocarán 4 filas de 15 módulos fotovoltaicos cada una, que en su conjunto nos dará el campo fotovoltaico de potencia nominal igual a 32,4kW.

A continuación, las características del campo fotovoltaico:

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	
Potencia máxima Wp.	32.400
Nº de módulos fotovoltaicos	60
Nº de módulos por String (Ver esquema unifilar)	4 string (15 modulos cada uno)
Corriente en el punto de máxima potencia	13,27 A
Tensión en el punto de máxima potencia	610,65 V
Orientación	- 40° (sureste)
Inclinación	25°
Tipo de estructura	Coplanar
Localización	Cubierta inclinada
Perdidas globales del sistema	14%
Superficie ocupada por módulos fotovoltaicos	155,06 m ²
Peso total de los paneles	1734 kg

Tabla 4: Características del campo fotovoltaico.

1.6.5. Inversor.

Los inversores de conexión a red desempeñan un papel fundamental en la conversión de la energía de corriente continua (CC), generada por los paneles solares, en energía de corriente alterna (CA). Estos dispositivos incorporan un bucle de enganche de fase para lograr la sincronización de la fase y la frecuencia con la energía proveniente de la red de distribución eléctrica. De esta manera, se asegura una integración adecuada y eficiente de la energía solar en el sistema eléctrico existente.

Esta energía procedente del sol puede ser auto consumida en las viviendas, naves industriales, etc. debido a que la tensión procedente del inversor es ligeramente superior a la de la red eléctrica, dándole prioridad al consumo de la instalación solar. Y en caso de necesitar más energía, se cogerá la necesaria de la red.

Las especificaciones eléctricas fundamentales para las instalaciones de inversores fotovoltaicos existentes en el mercado son:

- Tensión nominal: es la tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor.
- Potencia nominal: es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continuada.
- Capacidad de sobrecarga: se refiere a la capacidad del inversor para suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal, así como el tiempo que puede mantener esta situación.
- Tensión de entrada de arranque: tensión de entrada a partir de la cual el inversor empieza a verter energía a la red.
- Tensión máxima del MPP: tensión máxima de seguimiento de máxima potencia.
- Tensión mínima del MPP: tensión mínima de seguimiento de máxima potencia.
- Corriente máxima de entrada: máxima corriente a la cual puede funcionar el inversor. Si el inversor tiene múltiples MPPT (seguimientos del punto de máxima potencia), I_{cc}, máx se relaciona con cada una de las entradas individuales.
- Eficiencia (o rendimiento): es la relación, expresada en tanto por ciento, entre las potencias presentes a la salida y a la entrada del inversor. Su valor depende de las condiciones de carga del mismo, es decir de la potencia total de los aparatos de consumo alimentados por el inversor en relación con su potencia nominal.

– **Funcionamiento de un inversor de conexión a red.**

Los inversores de conexión a red necesitan estar sincronizados con la red eléctrica para que funcionen correctamente.

Una de las funciones que debe cumplir cualquier inversor solar es la de regular el valor de la tensión de salida. Esto se consigue básicamente de tres distintas formas:

- Regulando la tensión antes del inversor (convertidores DC/DC).
 - Regulando la tensión en el propio inversor mediante un sistema de control (variando el ángulo de fase, mediante modulación de ancho de pulso (PWM)).
 - Regulando a la salida del inversor (mediante un auto - transformador).
- **Tipos de inversores de conexión a red**

Se pueden encontrar distintos tipos de inversores de conexión a red teniendo en cuenta el funcionamiento que tengan:

- **Inversores monofásicos:** invierten la corriente continua en alterna pero sin variar el voltaje. Se emplean en redes monofásicas, es decir, emplean una fase y una única corriente alterna. Es el más común en las viviendas de España y se utiliza principalmente para calefacción e iluminación.
- **Inversores trifásicos:** invierten la corriente continua en alterna y modifican el voltaje. Contienen tres fases y tres corrientes alternas diferentes. Su tensión normalizada se encuentra entre los 380-400V y 50Hz por lo que se utilizan en instalaciones grandes como viviendas con piscina, empresas y naves industriales.

El inversor escogido para esta instalación es un inversor trifásico del siguiente modelo:

Inversor de conexión a red Huawei SUN2000-30KTL-M3

El inversor Huawei Solar SUN2000-30 KTL-M3 es un inversor trifásico de conexión a red que cuenta con una potencia de 30 kW y 33 kVA. Puede conectarse a un máximo de ocho cadenas fotovoltaicas y tiene cuatro circuitos MPPT en su interior. Cada circuito MPPT rastrea el punto de máxima potencia de dos cadenas fotovoltaicas. La protección contra sobretensión se admite tanto del lado de la CC como del lado de la CA.

Es posible realizar la monitorización ya que dispone de conexión a través de Bluetooth o USB. La monitorización y la puesta en marcha se lleva a cabo desde la aplicación móvil SUN2000 de Huawei. También incluye una pantalla con indicadores LED para facilitar la comunicación con el usuario.

Como se ha mencionado anteriormente, cuenta con cuatro seguidores del punto de máxima potencia con dos entradas cada uno, lo que le otorga una flexibilidad a la instalación maximizando la eficiencia y pudiendo integrar módulos fotovoltaicos en diferentes orientaciones o con características eléctricas diferentes.

Se trata de un inversor seguro y fiable al contar con una protección IP65 y un sistema de refrigeración natural que asegura una elevada durabilidad. Para que el sistema de refrigeración sea efectivo ha de situarse en un lugar bien ventilado.

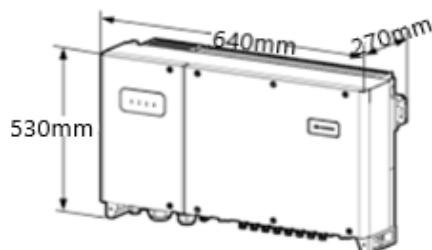


Ilustración 18: Medidas del inversor.

– **Características del inversor:**

- Máxima eficiencia del 98,7%.
- Amplio rango de tensiones de entrada, de 200 a 1000 V.
- Dimensiones 640 x 530 x 270 mm.
- Cuatro seguidores MPPT con dos entradas cada uno.
- Bluetooth y puerto USB.
- Grado de protección IP 65.
- Protecciones anti-isla, cortocircuitos, sobrecorrientes, sobretensiones, inversión de polaridad y térmicas integradas.
- Refrigeración natural.

A continuación, se muestra las características eléctricas del inversor:

INVERSOR SUN2000-30KTL-M3	ENTRADA
Tensión máxima de entrada	1100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de Tensión de operación	200 V - 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Tabla 5: Especificaciones técnicas a la entrada del inversor.

INVERSOR SUN2000-30KTL-M3	SALIDA
Potencia nominal activa de CA	30.000 W
Máx. potencia aparente de CA	33.000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	52 A
Máx. intensidad de salida	58 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%

Tabla 6: Especificaciones técnicas a la salida del inversor.

– **Modos de operación:**

Puede operar en modo de espera, funcionamiento y apagado.

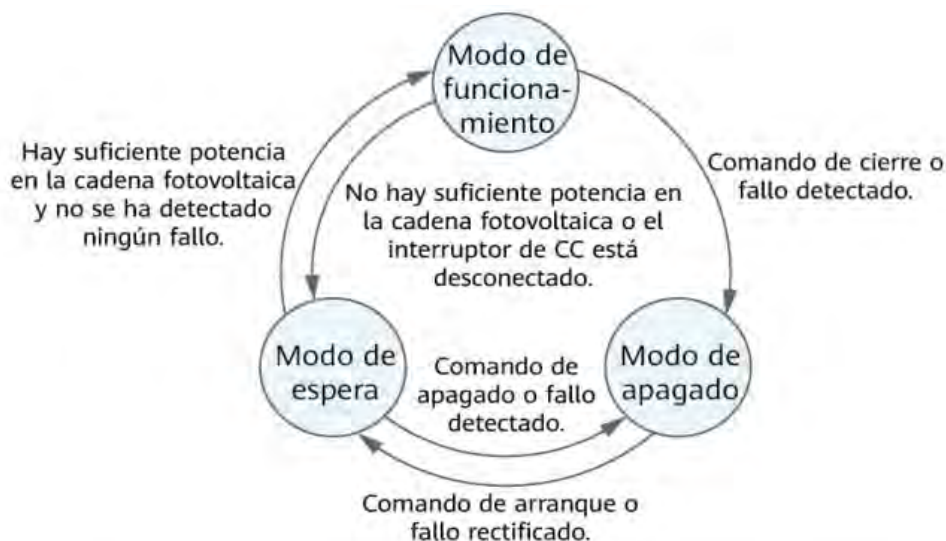


Ilustración 19: Modo de operación.

1. En espera: entra en modo de espera cuando el entorno exterior no cumple con los requisitos de funcionamiento.

- Realiza continuamente comprobaciones de estado y pasa a modo de funcionamiento cuando se cumplen las condiciones de funcionamiento.
- Pasa al modo de apagado después de detectar un comando de apagado o un fallo después de la puesta en marcha.

2. En funcionamiento:

- Convierte la potencia de CC procedente de cadenas fotovoltaicas en potencia de CA y sirve de alimentación para la red eléctrica.
- Rastrea el punto de potencia máxima para maximizar la salida de la cadena fotovoltaica.
- Detecta un fallo o un comando de apagado, pasa a modo de apagado.
- Pasa al modo de espera después de detectar que la potencia de salida de la cadena fotovoltaica no es la adecuada para conectar a la red eléctrica y generar potencia

3. En apagado:

- En modo de espera o funcionamiento, el inversor pasa al modo de apagado cuando detecta un fallo o un comando de apagado.
- En modo de apagado, sin embargo, pasa al modo de espera después de detectar un comando de arranque o una rectificación del fallo.

En el apartado de cálculos se explicará el porqué de la elección de este inversor con una potencia a la salida de 30 kW.

1.6.6. Cableado.

Todos los cableados de continua serán cables RV-K 0,6/1kV que son los indicados para el transporte y distribución de energía eléctrica en baja tensión. Estos cables son altamente recomendados para diversas aplicaciones, como conexiones industriales, acometidas, distribución interna y otras instalaciones fijas. Son adecuados tanto para su uso en interiores como en exteriores, ya sea instalados al aire libre, en tuberías o enterrados en el suelo.

Destacan por su notable flexibilidad, lo que los convierte en la elección ideal para instalaciones complejas y de alta dificultad. Su capacidad para adaptarse a diferentes configuraciones facilita su manipulación y tendido, lo que a su vez contribuye a una instalación más eficiente y segura.



Ilustración 20: Cable RV - K.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. La sección de los conductores está calculada para no sobrepasar en la parte de DC una caída de tensión de 1% y los de la parte de AC, una caída de tensión del 1,5%, además de superar los criterios de calentamiento e intensidades máximas admisibles tal y como marca el PCT IDAE 2002 y el R.E.B.T.

En el diseño de la instalación eléctrica, se emplearán conductores unipolares con aislamiento, que cumplen con los requisitos de seguridad y eficiencia necesarios. Para tal fin, se utilizarán cables del tipo RZ1-K (AS) con una tensión nominal de 0,6/1 kV, los cuales cuentan con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) en la parte correspondiente a la corriente alterna.

Estos cables, debido a su composición y características, son especialmente adecuados para instalaciones donde se busca incrementar la protección contra incendios. Asimismo, son apropiados tanto para instalaciones en interiores como en exteriores, ya sea que se instalen al aire libre, en tubos o enterrados en el suelo.



Ilustración 21: Cable RZ1 – K(AS).

Los conductores deberán de tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas.

1.6.7. Protecciones.

Existen diversos tipos de protecciones tanto en continua como en alterna, que deberán tener en cuenta los siguientes puntos:

- Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos: protecciones tipo fusibles o magnetotérmicos preparados para continua.
- Protecciones contra contactos indirectos: mediante vigilante de aislamiento, que proporciona un aviso pero no protege en sí.
- Con la correcta realización de la instalación de puesta a tierra, según el artículo 15 del RD 1699/2011, para condiciones de puesta a tierra de las instalaciones, indica lo siguiente:

1. La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

2. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

3. Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

Todos los generadores para suministro con autoconsumo con excedentes independientemente de su potencia y los generadores para suministro con autoconsumo sin excedentes de potencia instalada superior a 800 VA, 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.

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.

2.1. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

2.1.1. Orientación e inclinación de la instalación.

Como se ha mencionado anteriormente, la cubierta del almacén tiene una orientación de $\alpha = -40^\circ$, es decir, está orientado al sureste.

Este ángulo, se conoce como el ángulo de acimut, que es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar, cuyos valores típicos son: 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste, como se puede observar en la ilustración siguiente.

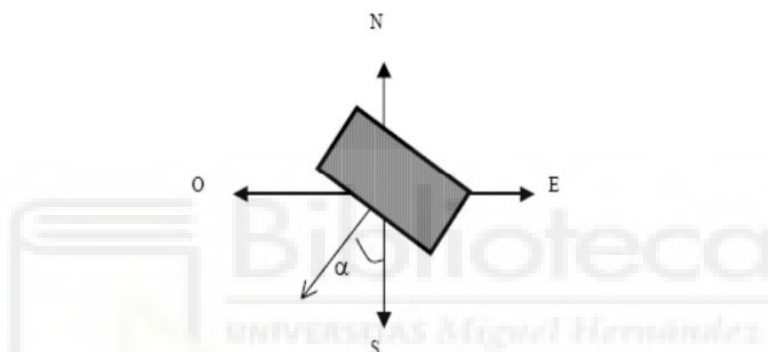


Ilustración 22: Ángulo de acimut.

El ángulo de inclinación, β , en cambio es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal, cuyo valor es 0° para módulos horizontales y 90° para módulos verticales.

Se ha comprobado mediante una simulación con el programa PVGIS, la inclinación óptima que tendría la instalación en las condiciones señaladas:

- Latitud: 38.279891
- Longitud: -0.721096
- $\alpha = -40^\circ$
- $\beta =$ desconocido
- Potencia FV pico instalada = 1 kWp (potencia pico de referencia).
- Pérdidas del sistema = 14% (estimación estándar que viene predefinida por la herramienta PVGIS).

Obteniendo así, un ángulo de inclinación óptimo de $\beta = 31^\circ$ con una producción anual de FV = 1512,92 kWh. Sin embargo, podemos ver que con el ángulo de inclinación $\beta = 25^\circ$ (ángulo de inclinación que tiene la propia cubierta del almacén de distribución), la producción anual es de 1505,26 kWh.

Al analizar las cifras, podemos observar que la disparidad en la producción anual de energía fotovoltaica entre ambas opciones es mínima, con una variación de tan solo un 0,5% respecto a la producción óptima. Aprovechando esta característica, se tomará la decisión de ubicar los módulos solares de forma integrada en la cubierta del almacén de distribución, lo que permitirá lograr un ángulo de inclinación de 25° sin la necesidad de utilizar ningún tipo de soporte adicional para incrementar dicha inclinación.

Esta configuración garantizará un óptimo aprovechamiento de la radiación solar disponible para maximizar la generación de energía fotovoltaica en el lugar.

2.1.2. Cálculo de sombras.

Se ha llevado a cabo un estudio exhaustivo para evaluar la posible incidencia de sombras generadas por edificios cercanos sobre la cubierta del almacén.

El objetivo de este análisis es poder realizar una distribución óptima de los paneles solares en dicha cubierta. Es crucial evitar la presencia de obstáculos que proyecten sombras sobre los paneles fotovoltaicos, ya que estas sombras afectan negativamente su rendimiento, reduciendo la cantidad de energía que son capaces de generar. Por lo tanto, se tomarán en consideración los resultados de este estudio para garantizar una ubicación estratégica de los paneles solares y maximizar así su eficiencia y capacidad de producción energética.

Por todo ello, hay que dejar una distancia mínima al elemento que pueda producir un sombreado en los paneles solares, que denominaremos d .

Según lo indicado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE):

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

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

En la tabla 6 pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

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

Tabla 7: Factor k .

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

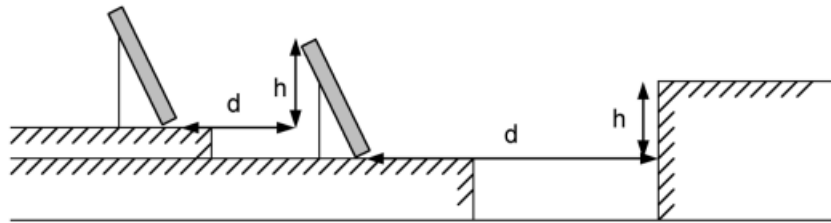


Ilustración 23: Distancia mínima entre filas de módulos.

Por lo tanto, se procede a calcular con la $h = 2,5063\text{m}$ (altura de la cubierta colindante como se puede observar en la ilustración 24) si se producen sombras sobre la cubierta del almacén:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{2.5063}{\tan(61^\circ - 38,279891)} = 5,985 \text{ m}$$

Se ha obtenido un valor de distancia mínima a la que se produciría sombra que es $5,985\text{m}$, valor que se sitúa por debajo de la distancia a la que se encuentra el inicio de los soportes con los respectivos paneles, por consiguiente, se verifica que la cubierta colindante no producirá sombra en la instalación fotovoltaica.

$$5,985 \text{ m} < 6,5005 \text{ m}$$

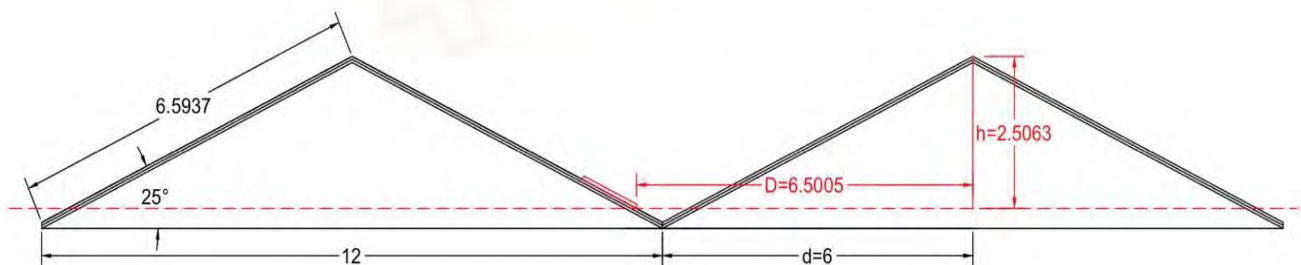


Ilustración 24: Cubierta colindante almacén.

2.1.3. Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos.

En este apartado, se efectuará el cálculo de diversos parámetros que más adelante resultarán necesarios para garantizar el funcionamiento apropiado del inversor. Uno de los aspectos importantes a tener en cuenta es saber en qué condiciones de operación se han llevado a cabo las mediciones de los parámetros del módulo.

Anteriormente, en el apartado 1.6.2 Elección de los módulos fotovoltaicos, se especificaba que las características eléctricas de los módulos están medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m^2 , espectro AM 1.5 y temperatura de 25°C .

Donde TONC (Temperatura de Operación Nominal de la Célula) se somete a las siguientes condiciones de operación:

- Irradiancia: $800\text{W}/\text{m}^2$.
- Temperatura de la célula: $20\text{ }^\circ\text{C}$.

Por lo tanto, una vez conocidas las condiciones estándares, se deben conocer las temperaturas máximas y mínimas de la ubicación de la instalación, ya que las condiciones climatológicas extremas afectan la corriente generada y la tensión de la instalación, y consecuentemente la producción generada.

Las temperaturas mínimas y máximas históricas han sido recogidas en la estación meteorológica de Elche, Altabix y se pueden ver en la tabla siguiente:

Temperatura mínima absoluta ($^\circ\text{C}$)	- 3,5
Temperatura máxima absoluta ($^\circ\text{C}$)	43,2

Tabla 8: Temperaturas máximas y mínimas absolutas de Elche.

Por lo que conociendo estos datos, se procede a calcular a qué temperaturas estaría trabajando la célula solar fotovoltaica en estas condiciones extremas.

- **Temperatura más alta a la que puede llegar la célula:**

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

Donde los términos de la ecuación son:

- T_c : Temperatura de las células solares, en $^\circ\text{C}$.
- $TONC$: Temperatura de operación nominal del módulo.
- E : Irradiancia solar media dependiendo del periodo en el que se encuentre. (En verano= $1000\text{W}/\text{m}^2$ y en invierno = $100\text{W}/\text{m}^2$).
- T_{amb} : Temperatura ambiente donde irán instalados los paneles, en $^\circ\text{C}$.

$$T_c = 43,2 + \frac{(45 - 20) \cdot 1000}{800} = 74,45\text{ }^\circ\text{C}$$

- **Temperatura más baja a la que puede llegar la célula:**

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

$$T_c = -3,5 + \frac{(45 - 20) \cdot 100}{800} = -0,375\text{ }^\circ\text{C}$$

Temperatura célula más baja	- 0,375 °C
Temperatura célula más alta	74,45 °C

Tabla 9: Temperaturas en condiciones extremas.

Según lo calculado previamente, se puede ver que el módulo fotovoltaico seleccionado siempre trabajará en el rango de temperaturas establecido, ya que como indica la ficha técnica del panel solar, la temperatura de operación del panel varía entre los - 40°C y los 85°C y las temperaturas máximas y mínimas que se podrían alcanzar se encuentran dentro de los límites.

A continuación, se procede a calcular otros parámetros y condiciones para verificar el correcto funcionamiento del inversor. Con ese propósito, se hará uso de los datos de la ficha técnica del módulo fotovoltaico seleccionado.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS	A-540M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	540 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.71 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	13.27 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.42 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	13.85 A
Eficiencia del Módulo (%)	20.89
Clasificación de Potencia (W)	0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)	25
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1.500V
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2

Tabla 10: Datos característicos de los módulos fotovoltaicos.

– **Cálculo de la intensidad de cortocircuito.**

La corriente de cortocircuito se calcula con la siguiente fórmula

$$I_{sc}(T') = I_{sc}(25^{\circ}C) + \Delta T \cdot Coef Temp Isc \cdot I_{sc}(25^{\circ}C)$$

Donde:

- $I_{sc}(T')$ es la corriente de cortocircuito a una temperatura deseada.
- $I_{sc}(25^{\circ}C)$ es la intensidad de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida que viene en la ficha técnica del módulo: 13,85 A.
- ΔT es la variación entre la temperatura deseada y las condiciones estándar de medida.
- $Coef Temp Isc$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel: 0,048%.

- La corriente de cortocircuito para la temperatura más alta ($T_c = 74,45^\circ\text{C}$):

$$I_{sc} = 13,85 + (74,45 - 25) \cdot \frac{0,048}{100} \cdot 13,85 = 14,179 \text{ A}$$

- La corriente de cortocircuito para la temperatura más baja ($T_c = -0,375^\circ\text{C}$):

$$I_{sc} = 13,85 + (-0,375 - 25) \cdot \frac{0,048}{100} \cdot 13,85 = 13,68 \text{ A}$$

- Cálculo de la tensión de circuito abierto.

La tensión de circuito abierto se puede calcular con la siguiente fórmula, y se calculará con las dos temperaturas obtenidas en las condiciones extremas expuestas anteriormente:

$$V_{voc}(T') = V_{voc}(25^\circ\text{C}) + \Delta T \cdot \Delta V_{voc}(25^\circ\text{C})$$

Donde:

- $V_{voc}(T')$ es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura dada de la célula.
- $V_{voc}(25^\circ\text{C})$ es la tensión de circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida: 49,42 V.
- ΔT es la variación entre la temperatura deseada y las condiciones estándar de medida.
- $Coef Temp Voc$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel: -0,28%.

- La tensión de circuito abierto para la temperatura más alta ($T_c = 74,45^\circ\text{C}$):

$$V_{voc} = 49,42 + (74,45 - 25) \cdot -\frac{0,28}{100} \cdot 49,42 = 42,58 \text{ V}$$

- La tensión de circuito abierto para la temperatura más baja ($T_c = -0,375^\circ\text{C}$):

$$V_{voc} = 49,42 + (-0,375 - 25) \cdot -\frac{0,28}{100} \cdot 49,42 = 52,93 \text{ V}$$

Finalmente se procederá a calcular la corrección de tensión e intensidad en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico, con el fin de garantizar como se ha repetido en varias ocasiones el correcto funcionamiento del inversor en su rango de tensión e intensidad.

- Cálculo de la intensidad en el punto de máxima potencia.

La corriente en el punto de máxima potencia se calculará con ambas temperaturas pero es más interesante calcularlo con la temperatura más alta, ya que esta nos dará la intensidad más alta a la que podría funcionar la instalación y se obtiene con la siguiente fórmula:

$$I_{pmp}(T') = I_{pmp}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta T \cdot \text{Coef Temp } I_{sc} \cdot I_{pmp}(25^{\circ}\text{C})$$

Donde:

- $I_{pmp}(T')$ es la corriente en el punto de máxima potencia del panel a una temperatura dada de la célula.
 - $I_{pmp}(25^{\circ}\text{C})$ es la corriente en el punto de máxima potencia del panel en condiciones estándar de medida que viene en la ficha técnica del módulo: 13,27 A.
 - ΔT es la variación entre la temperatura deseada y las condiciones estándar de medida.
 - $\text{Coef Temp } I_{sc}$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel: 0,048%.
- La corriente en el punto de máxima potencia para la temperatura más alta ($T_c = 74,45^{\circ}\text{C}$):

$$I_{pmp}(T') = 13,27 + (74,45 - 25) \cdot \frac{0,048}{100} \cdot 13,27 = 13,585 \text{ A}$$

- La corriente en el punto de máxima potencia para la temperatura más baja ($T_c = -0,375^{\circ}\text{C}$):

$$I_{pmp}(T') = 13,27 + (-0,375 - 25) \cdot \frac{0,048}{100} \cdot 13,27 = 13,11 \text{ A}$$

- Cálculo de la tensión en el punto de máxima potencia.

La tensión en el punto de máxima potencia se calcula con la siguiente fórmula, considerando siempre las temperaturas en condiciones extremas calculados anteriormente:

$$V_{pmp}(T') = V_{pmp}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta T \cdot \text{Coef Temp } V_{oc} \cdot V_{pmp}(25^{\circ}\text{C})$$

Donde:

- $V_{pmp}(T')$ es la tensión en el punto de máxima potencia del panel a una temperatura dada de la célula.
- $V_{pmp}(25^{\circ}\text{C})$ es la tensión en el punto de máxima potencia del panel en condiciones estándar de medida que viene en la ficha técnica del módulo: 40,71 V.
- ΔT es la variación entre la temperatura deseada y las condiciones estándar de medida.
- $\text{Coef Temp } V_{oc}$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel: -0,28%.

- La tensión en el punto de máxima potencia para la temperatura más alta ($T_c = 74,45^\circ\text{C}$):

$$V_{pmp}(T_c) = 40,71 + (74,45 - 25) \cdot -\frac{0,28}{100} \cdot 40,71 = 35,073V$$

- La tensión en el punto de máxima potencia para la temperatura más baja ($T_c = -0,375^\circ\text{C}$):

$$V_{pmp} = 40,71 + (-0,375 - 25) \cdot -\frac{0,28}{100} \cdot 40,71 = 43,6V$$

2.1.4. Determinación de la potencia pico a instalar.

Con el fin de establecer la potencia pico de la instalación, se ha empleado tanto la herramienta PVGIS como una hoja de cálculo en Excel.

En esta hoja, se ingresarán los datos obtenidos de PVGIS para posteriormente generar una curva de producción correspondiente a la ISF (Instalación Solar Fotovoltaica) según la potencia pico introducida, la cual seguidamente se comparará con las curvas previas de la demanda energética para verificar la idoneidad de la potencia pico instalada.

2.1.4.1. Obtención de la irradiancia y la temperatura mediante PVGIS.

Para conocer la potencia pico a instalar, es decir, cuántos módulos fotovoltaicos se necesitan instalar para cubrir la demanda, se realiza un estudio de los datos diarios de irradiancia existente en la localidad de Carrús (Elche) de cada uno de los meses del año y de la temperatura.

Donde la irradiancia es la: “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/m^2 ”.

Dicho estudio se realiza a través de una herramienta denominada PVGIS 5.2, cuyas siglas en inglés significa: Photovoltaic Geographical Information System, que proporciona información sobre la radiación solar y el rendimiento del sistema fotovoltaico (PV) para cualquier ubicación en la Unión Europea y prácticamente de todo el mundo.

Como se puede ver en la ilustración 24, se selecciona los datos de nuestra instalación:

- La ubicación (latitud = 38.280 y longitud = -0.721).
- La pestaña de “Datos Diarios”.
- La irradiancia sobre plano fijo, ya que nuestra instalación no tiene planos con seguimiento solar.
- La inclinación, $\beta = 25^\circ$ e azimut, $\alpha = -40^\circ$ (sureste).

- El mes, iniciando por el mes de enero.
- La temperatura (perfil diario de la temperatura).



Ilustración 25: Obtención de los datos diarios de irradiancia PVGIS.

Esto se realiza con el fin de obtener las curvas de producción medias de cada mes, que posteriormente se enfrentarán a las curvas de la demanda y se comprobará así el correcto dimensionado de la instalación como también se justificará el correcto funcionamiento de todos los componentes de la ISF.

Por último, se obtendrá los datos diarios de la irradiancia descargándolo en formato “CSV” para más tarde utilizarlos en la hoja de cálculo Excel que se ha desarrollado para la obtención de los datos de generación y con ello sus respectivas curvas.

Estos pasos se deben de repetir con todos los meses del año simplemente seleccionando el mes consecutivo.

A continuación, las curvas de irradiancia media diaria de un día de enero y su consecuente perfil de temperatura media.

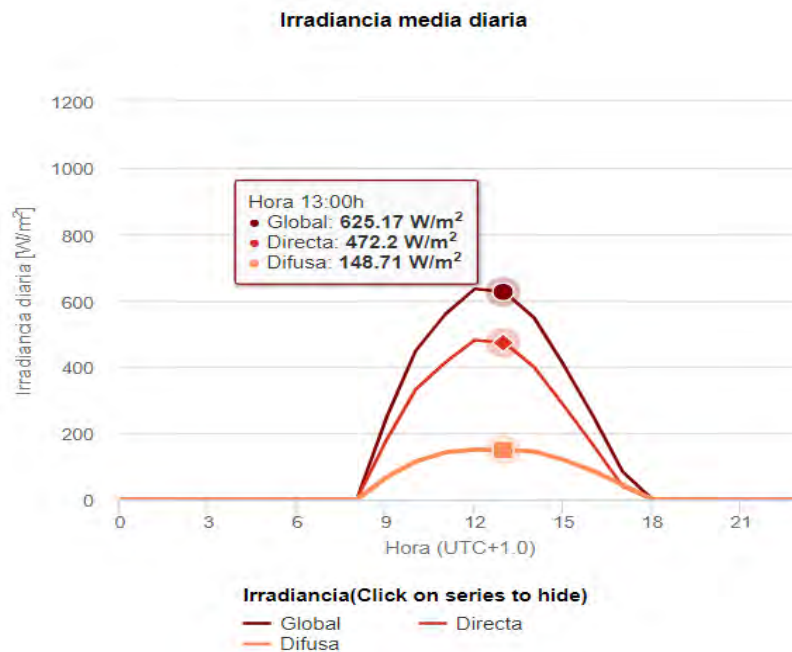


Ilustración 26: Irradiancia media diaria, mes de enero.

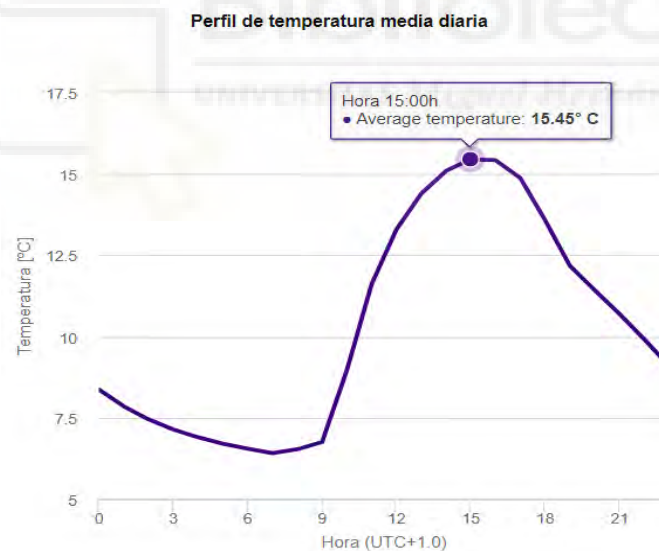


Ilustración 27: Temperatura media diaria, mes de enero.

2.1.4.2. Cálculo de la producción.

De los datos descargados, los más interesantes para la instalación fotovoltaica son los siguientes:

- G(i): Irradiancia global sobre plano fijo (W/m²)
- T2m: Temperatura ambiente (°C)

Dado que esta información será útil para efectuar los cálculos necesarios con el fin de dimensionar la instalación fotovoltaica. Sin embargo, antes de avanzar con la hoja de cálculo de Excel, es fundamental aclarar ciertos factores especificados en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDAE, los cuales se emplearán en dicha hoja de cálculo.

Tal como se puede apreciar en este Pliego, la instalación presenta una serie de pérdidas que constituyen la eficiencia total del sistema y se calcula mediante la siguiente ecuación:

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

Donde:

- L_{pol} : Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
- L_{dis} : Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
- L_{ref} : Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

Cuando no se disponen de medidas, datos o información se pueden consultar los valores de la tabla 11 que vienen indicados en el Pliego.

Por otro lado, las condiciones atmosféricas también influyen en la producción de la instalación solar fotovoltaica, por lo que la temperatura de las células solares es un parámetro a tener en cuenta y se calcula del siguiente modo:

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

Donde los términos de la ecuación son:

- T_c : Temperatura de las células solares, en °C.
- T_{amb} : Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.
- $TONC$: Temperatura de operación nominal del módulo.
- E : Irradiancia solar, en W/m^2 .

De los factores mencionados previamente, los valores de T_{amb} y E se obtienen mediante la herramienta PVGIS y el dato de la temperatura de operación nominal del módulo ($TONC$) se obtiene de la ficha técnica del módulo solar.

En la hoja de cálculo se obtendrá la temperatura de la célula para cada hora ya que esta irá cambiando y afectando al funcionamiento de la instalación.

Una vez calculados estos parámetros, es posible calcular la potencia en corriente continua a la salida de los módulos fotovoltaicos, que se puede obtener con la siguiente fórmula, en W:

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

Donde los términos de la ecuación son:

- P_o : Potencia nominal del generador en CEM, en W.
- $R_{to,var}$: Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
- g : Coeficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ\text{C}$.
- T_c : Temperatura de las células solares, en $^\circ\text{C}$.
- E : Irradiancia solar, en W/m^2 .

En esta ecuación, puede sustituirse el término $[1 - g(T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$, donde L_{tem} son las pérdidas medias anuales por temperatura (dato que también se puede consultar en la tabla 11 mencionado anteriormente).

El indicador “g” es un parámetro característico del módulo que se puede consultar directamente en la ficha técnica de dicho módulo.

El parámetro “Po” sin embargo, es la potencia pico instalada de la instalación, la cual, como se mencionó anteriormente, se irá modificando hasta que la producción satisfaga las necesidades del cliente.

En el siguiente apartado, se profundizará con el cálculo de la potencia pico de la instalación.

Una vez determinada la potencia fotovoltaica ($P_{cc,fov}$) que generan los módulos, se debe de tener en cuenta las pérdidas producidas en el cable que conecta las placas solares con el inversor, para así poder calcular la potencia que llega al inversor ($P_{cc,inv}$), que se calcula con la siguiente fórmula:

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

- $P_{cc,fov}$: Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
- L_{cab} : Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelos si hay, etc.

Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes vistos hasta el momento.

Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes, pero cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla 11.

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

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

Tabla 11: Valores de los coeficientes de pérdidas.

Todos los procedimientos previamente vistos, se han realizado con el objetivo de calcular la potencia a la salida del inversor, en W, donde se tendrá en cuenta el rendimiento del inversor. En este caso se tomará un rendimiento del 97% ya que, no se conoce todavía el modelo del inversor a instalar, y prácticamente todos los inversores del mercado en la actualidad rondan este valor.

La potencia alterna a la salida del inversor, P_{ca} , se calcula con la siguiente fórmula:

$$P_{ca,inv} = P_{cc,inv} (1 - L_{inv})$$

Donde:

- $P_{ca,inv}$: Potencia en corriente alterna, CA, inmediatamente a la salida del inversor, en W.
- $P_{cc,inv}$: Potencia en corriente continua, CC, inmediatamente a la entrada del inversor, en W
- L_{inv} : Pérdidas de potencia debidas al rendimiento del inversor.

Tras llevar a cabo todos estos pasos, conoceremos la producción en corriente alterna que la instalación proporcionará.

Estas fórmulas han sido implementadas en las hojas de Excel, y se han introducido tanto los datos extraídos de PVGIS como los parámetros requeridos de los módulos con el fin de seleccionar la potencia pico adecuada.

2.1.4.3. Obtención de las curvas de producción.

A continuación, se muestra una representación gráfica de la disposición y apariencia que tiene la hoja de Excel con los datos de entrada de la instalación, obteniendo automáticamente los datos de la demanda.

Potencia módulo	540
Número de módulo	¿?
g (Coeficiente de variación de la potencia con la Tª)	0,0035
TONC	45
Lcab	0,02
Ldis	0,02
Lref	0,03
Lpol	0,03
Rto, var	0,922082
Linv	0,03

Tabla 12: Parámetros de la generación.

Una vez introducidos los parámetros y datos anteriores, se verá una hoja de cálculo por cada mes del año en la que se calcularán todos los datos desarrollados en los apartados anteriores, obteniendo de este modo la producción fotovoltaica para cada mes. La siguiente tabla muestra todos los cálculos de un día típico de enero, obteniendo así la potencia a la salida del inversor, siendo mayor a las 12:00 h con una producción de 17.752,96 Wh.

Hora local	G(i)	T2m	TªCélula	Pcc, fov	Pcc, inv	Pca
00:00	0	8,37	8,37	0	0	0
01:00	0	7,85	7,85	0	0	0
02:00	0	7,45	7,45	0	0	0
03:00	0	7,14	7,14	0	0	0
04:00	0	6,9	6,9	0	0	0
05:00	0	6,7	6,7	0	0	0
06:00	0	6,55	6,55	0	0	0
07:00	0	6,41	6,41	0	0	0
08:00	0	6,53	6,53	0	0	0
09:00	244,31	6,75	14,38	7570,05	7418,65	7299,95
10:00	448,29	8,96	22,97	13488,07	13218,31	13006,81
11:00	558,07	11,61	29,05	16436,28	16107,55	15849,83
12:00	634,22	13,29	33,11	18409,83	18041,63	17752,96
13:00	625,17	14,39	33,93	18093,71	17731,83	17448,12
14:00	548,4	15,09	32,23	15969,25	15649,87	15399,47
15:00	406,13	15,45	28,14	11999,91	11759,91	11571,75
16:00	251,61	15,42	23,28	7562,14	7410,90	7292,32
17:00	84,11	14,87	17,50	2578,80	2527,22	2486,79
18:00	0,43	13,57	13,58	13,36	13,09	12,88
19:00	0	12,17	12,17	0	0	0
20:00	0	11,42	11,42	0	0	0
21:00	0	10,69	10,69	0	0	0
22:00	0	9,91	9,91	0	0	0
23:00	0	9,09	9,09	0	0	0

Tabla 13: Hoja de resultados de la generación en el mes de enero.

La siguiente tabla muestra todos los cálculos mencionados anteriormente de un día típico de agosto, obteniendo así la potencia a la salida del inversor, siendo mayor en este caso también a las 12:00 h con una producción de 24.075,92 Wh.

Hora local	G(i)	T2m	T°Célula	Pcc, fov	Pcc, inv	Pca
0:00	0	23,65	23,7	0	0	0
1:00	0	23,16	23,2	0	0	0
2:00	0	22,62	22,6	0	0	0
3:00	0	22,14	22,1	0	0	0
4:00	0	21,71	21,7	0	0	0
5:00	0	21,35	21,4	0	0	0
6:00	0	21,05	21,1	0	0	0
7:00	143,61	21,12	25,6	4281,29	4195,66	4128,53
8:00	381,61	23,58	35,5	10981,58	10761,95	10589,76
9:00	588,59	26,2	44,6	16378,51	16050,94	15794,12
10:00	759,28	28,02	51,7	20560,26	20149,06	19826,67
11:00	883,05	29,53	57,1	23415,22	22946,92	22579,77
12:00	954,35	30,7	60,5	24966,73	24467,4	24075,92
13:00	937,42	31,47	60,8	24500,21	24010,21	23626,04
14:00	838,26	31,81	58	22150,39	21707,39	21360,07
15:00	681,03	31,73	53	18351,3	17984,27	17696,52
16:00	490,88	31,32	46,7	13553,49	13282,42	13069,9
17:00	279,68	30,54	39,3	7937,96	7779,2	7654,73
18:00	94,54	29,46	32,4	2751,13	2696,11	2652,97
19:00	44,97	28,12	29,5	1322,22	1295,78	1275,04
20:00	0	26,45	26,5	0	0	0
21:00	0	25,5	25,5	0	0	0
22:00	0	24,81	24,8	0	0	0
23:00	0	24,23	24,2	0	0	0

Tabla 14: Hoja de resultados de la generación en el mes de agosto.

Una vez que se hayan obtenido los datos de generación, se generará de manera automática el gráfico correspondiente a la producción fotovoltaica, utilizando la potencia pico aproximada que previamente se ha introducido. Luego, se llevará a cabo una comparación entre esta curva y la curva de demanda para evaluar si se ajusta a los objetivos establecidos.

A continuación, se muestra la curva de generación diaria de todos los meses del año que proporcionaría la instalación fotovoltaica según las características expuestas anteriormente.

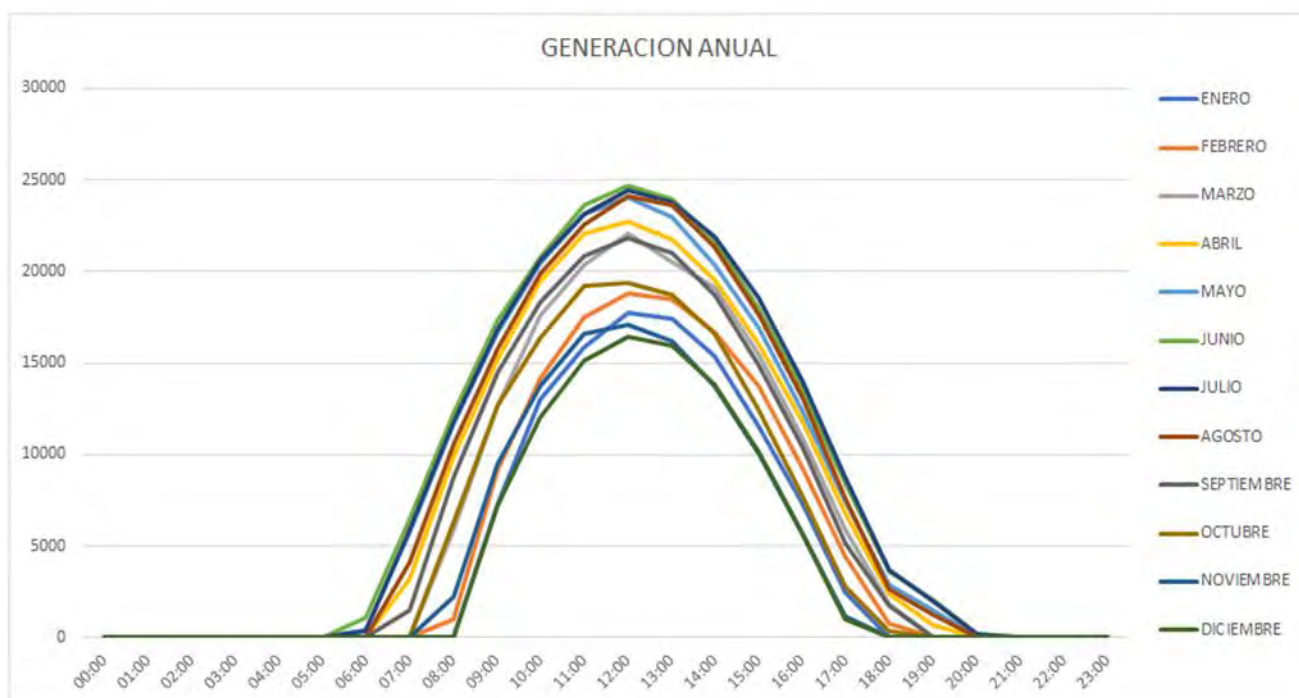


Ilustración 28: Curva de generación.

2.1.4.4. Potencia pico a instalar.

Tal como se mencionó en la sección previa, se han confrontado las curvas de la demanda con las curvas de producción y con la ayuda de los gráficos obtenidos en todo el proceso, se ha concluido que la cantidad de módulos a instalar es de 60, lo que dará lugar a una potencia pico de 32.400 Wp. No se ha considerado ampliar la cantidad de módulos para la instalación (aunque esto podría generar beneficios a través de la compensación), debido a la limitación de espacio en el tejado que no permite la incorporación de un número mayor de paneles.

2.1.4.5. Curva de consumo vs. generación.

Seguidamente, se pueden comparar las curvas de generación previstas o estimadas para unas condiciones determinadas y una potencia pico instalada con la curva de demanda o consumo habitual del consumidor eléctrico (usuario de la instalación de autoconsumo).

Para conseguir el mayor ahorro posible en el término variable de la factura es necesario que la instalación de autoconsumo sea capaz de cubrir las necesidades del consumidor y sobre todo que el consumidor adapte su demanda a la curva de producción de la instalación generadora, de manera que maximice el autoconsumo instantáneo de la energía FV, y por tanto, genere los mínimos excedentes posibles.

Posteriormente, se muestran las curvas de consumo – generación de los meses de julio y noviembre, como ejemplo de las estaciones de invierno y verano.

Como se puede observar, al no tratarse de una vivienda unifamiliar, es más complejo adaptarse a la curva de generación, ya que tienen un consumo considerable en los periodos nocturnos por el tipo de actividad que realizan.

En el mes de noviembre, se ha ajustado al máximo la generación con el consumo, ya que al pertenecer a los meses de invierno, disminuye la irradiación media diaria.

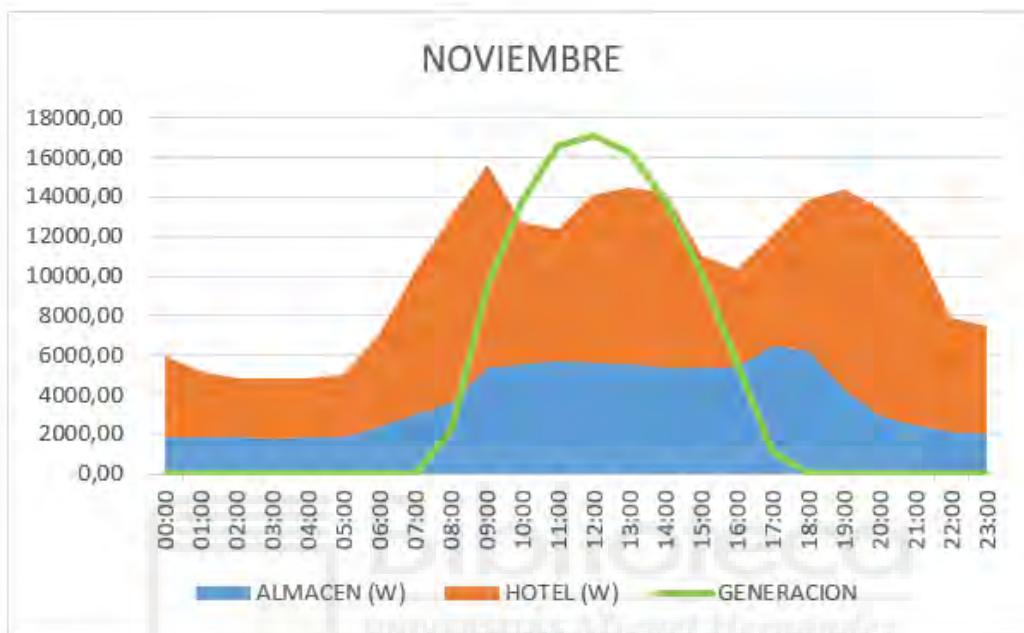


Ilustración 29: Curva de consumo vs generación noviembre.

En los meses de verano, como se puede observar aumenta la irradiancia media diaria, por lo tanto, aparte de cubrir la demanda considerablemente, se producirá unos excedentes que se inyectarán a red que después serán compensados en la factura.

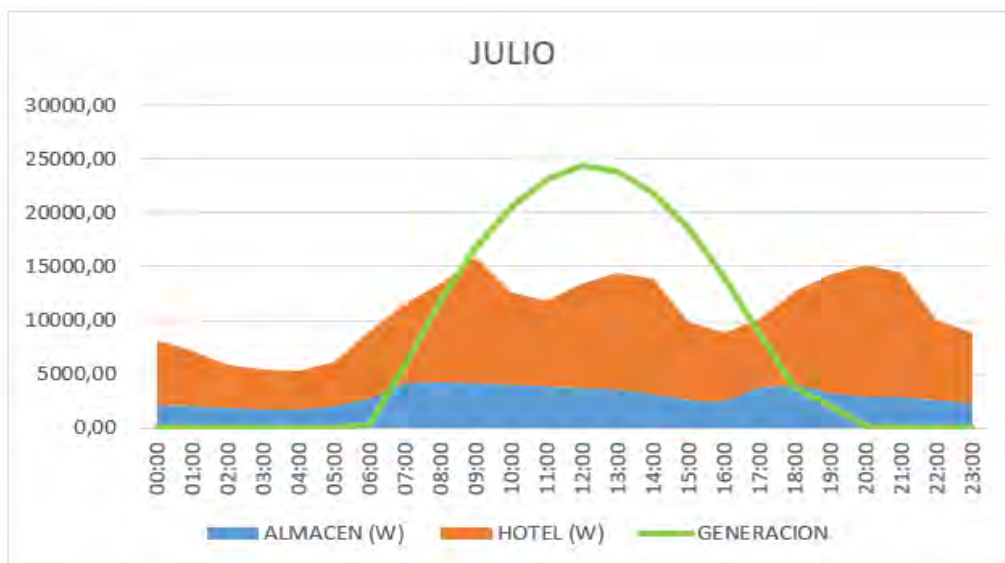


Ilustración 30: Curva de consumo vs generación julio.

2.1.4.6. Balance anual.

En el siguiente gráfico se puede visualizar el balance de la demanda energética media anual y la generación media anual de la energía.

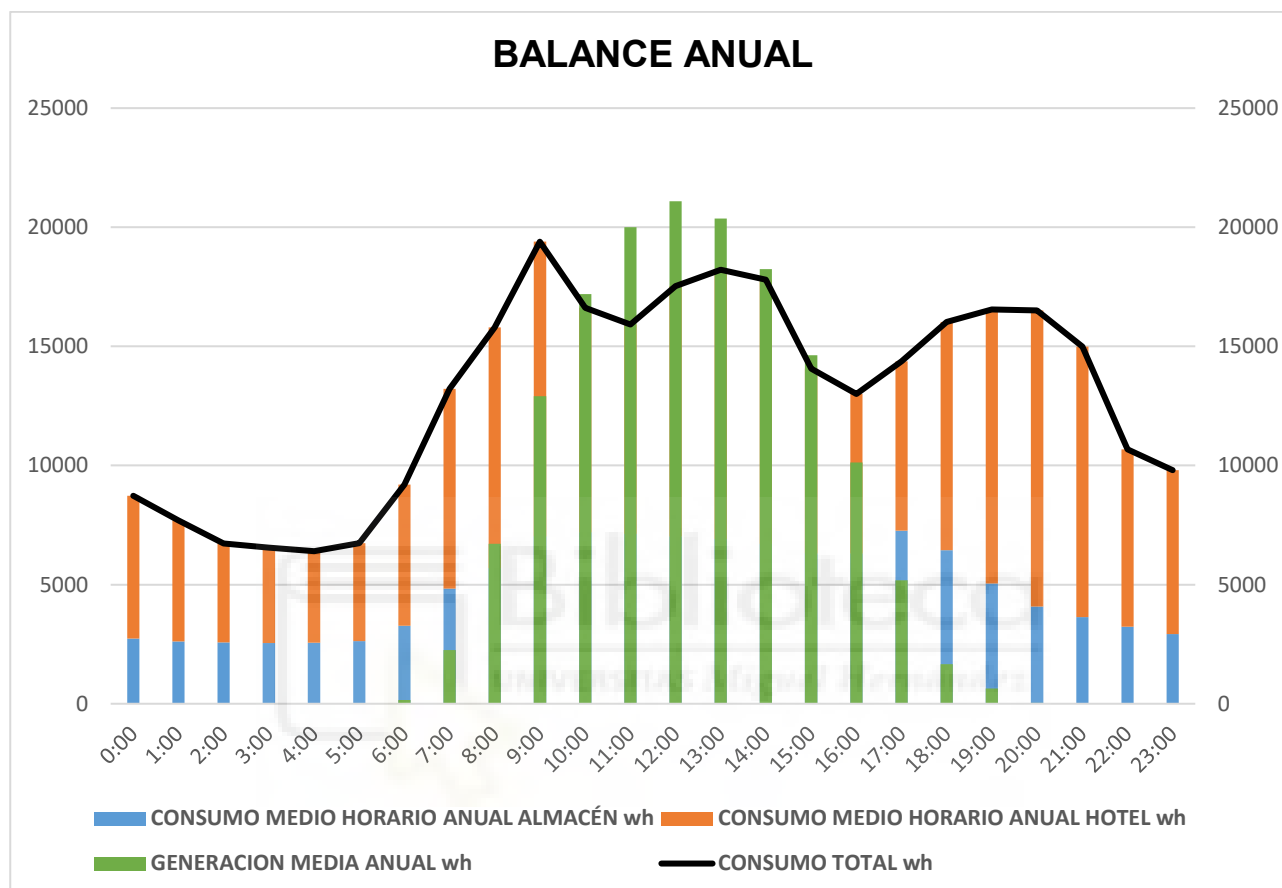


Ilustración 31: Balance anual de la demanda - generación.

En la leyenda se puede observar las siguientes especificaciones:

- Azul: corresponde al consumo medio horario anual de almacén.
- Naranja: corresponde al consumo medio horario anual del hotel.
- Verde: generación media anual (producción fotovoltaica).
- Negro: consumo total.

2.1.5. Selección del inversor.

Una vez conocida toda la información sobre la generación de la instalación solar fotovoltaica (ISF), el siguiente paso es elegir el inversor que más se adapte a la potencia instalada. Además de calcular la distribución de las placas solares, es decir, el conexionado más apto para el inversor, se comprobarán que se cumplan todos los parámetros del correcto funcionamiento del inversor.

Como se ha descrito en apartados anteriores, el inversor seleccionado es el inversor de conexión a red de Huawei, modelo SUN2000-30KTL-M3. Un inversor trifásico con 4 seguidores MPPT (consultar el apartado 1.6.4. para los detalles técnicos del inversor).

La ISF en objeto produce 32.400 Wp y el inversor seleccionado tiene una potencia máxima de salida de 30 kW, que en este caso no supondrá ningún tipo de problema, ya que rara vez estará sujeto a las condiciones estándar en escenarios operativos del mundo real. Las condiciones de funcionamiento pueden variar a lo largo del día y la temperatura tiene un gran impacto en la potencia de salida de un módulo; ya que con temperaturas más altas se reduce el voltaje y la potencia.

Por lo tanto, en situaciones donde los Wp de un panel solar no son siempre alcanzados y disminuyen con el tiempo, y si la potencia pico de la placa solar se toma como base para ajustar la instalación a la capacidad del inversor, se utilizará su máxima potencia únicamente en momentos puntuales. Por ende, para obtener un rendimiento óptimo del inversor, es interesante instalar una potencia mayor en el tejado. También se podría haber seleccionado un modelo de inversor de potencia inferior, pero el panel seleccionado es más económico y limita menos la instalación

Los parámetros más significativos del módulo son los siguientes:

- Eficiencia europea: es la eficiencia real del inversor.
- Máxima tensión de entrada: tensión máxima de entrada que soporta el inversor.
- Tensión de arranque: tensión mínima a la que el inversor comienza a trabajar.
- Tensión nominal de entrada: tensión óptima de entrada al inversor.
- Rango de tensión de operación de MPPT: tensión de rango para el seguimiento del punto de máxima potencia del inversor.
- Máxima intensidad: intensidad máxima de entrada al inversor.
- Máxima intensidad de cortocircuito: intensidad máxima de entrada al inversor cuando la tensión es 0.

2.1.5.1. Distribución – conexionado de los paneles fotovoltaicos.

Para continuar con los cálculos, es fundamental conocer los parámetros más característicos del inversor. Con este propósito, se ha elaborado unas tablas en la cuales se han elegido los parámetros esenciales y más representativos, con el fin de llevar a cabo todas las comprobaciones y cálculos pertinentes.

A continuación, se pueden observar dichas tablas con las características a la entrada y a la salida del inversor.

INVERSOR SUN2000-30KTL-M3	ENTRADA
Eficiencia	98,40%
Tensión máxima de entrada	1100V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación	200 V - 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Tabla 15: Parámetros característicos a la entrada.

INVERSOR SUN2000-30KTL-M3	SALIDA
Potencia nominal activa de CA	30.000 W
Intensidad máxima de salida	47,9 A

Tabla 16: Parámetros característicos a la salida.

Inicialmente, se llevará a cabo la determinación del número de conjuntos de paneles que pueden ser conectados en paralelo. Esta elección es crucial, ya que la disposición en paralelo conlleva a la suma de las corrientes de todos los conjuntos de paneles interconectados.

- Distribución en paralelo:

Para el cálculo, se utilizará la intensidad máxima en el punto de máxima potencia del módulo y la intensidad máxima para el punto de seguimiento de máxima potencia del inversor.

$$N^{\circ} \text{ paralelo} = \frac{I_{pmp \text{ inv}}}{I_{pmp \text{ cél}}}$$

- $N^{\circ} \text{ paralelo}$: cantidad de paneles conectados en paralelo.
- $I_{pmp \text{ inv}}$: intensidad máxima en el punto de seguimiento de máxima potencia.
- $I_{pmp \text{ cél}}$: intensidad máxima en el punto de máxima potencia de la célula.

Obteniendo así:

$$N^{\circ} \text{ paralelo} = \frac{I_{pmp \text{ inv}}}{I_{pmp \text{ cél}}} = \frac{26 \text{ A}}{13,27 \text{ A}} = 1,95$$

El valor calculado debe ser interpretado como que el inversor solo será capaz de trabajar con una serie de paneles en paralelo por cada punto de seguimiento de máxima potencia.

En un segundo lugar, se procederá a establecer la cantidad de paneles que pueden ser conectados en serie al inversor. La configuración en serie de los paneles significa que se sumarán las tensiones que producen.

- Distribución en serie:

En el cálculo, se utilizará la tensión máxima en el punto de máxima potencia del módulo y la tensión máxima de entrada al inversor en el punto de seguimiento de máxima potencia.

$$N^{\circ} \text{ serie} = \frac{V_{pmp \text{ inv}}}{V_{pmp \text{ cél}}}$$

Donde:

- $N^{\circ} \text{ serie}$: cantidad de paneles conectados en serie.
- $V_{pmp \text{ inv}}$: tensión máxima en el punto de seguimiento de máxima potencia del inversor.
- $V_{pmp \text{ cél}}$: tensión máxima en el punto de máxima potencia de la célula.

Obteniendo así:

$$N^{\circ} \text{ serie} = \frac{1100 \text{ V}}{40,71 \text{ V}} = 27,02$$

Esto significa que el inversor elegido sería capaz de admitir la conexión de hasta 27 módulos en serie por cada punto de seguimiento de máxima potencia.

Dado que el inversor cuenta con 8 entradas y 4 MPPTs, se deberá comprobar el rango de tensión e intensidad máxima admisible en cada entrada MPPT del inversor. En función de este rango de tensión e intensidad admisible, se debe configurar una combinación de paneles en serie o en serie-paralelo de tal manera que la tensión e intensidad de salida de los paneles solares esté dentro de los parámetros admisibles para el MPPT del inversor donde se conectarán.

A pesar de que pueda parecer, debido al desarrollo de los apartados anteriores, que la elección de los componentes se haya llevado a cabo conforme se realizaban los cálculos, en realidad no es así. Una vez que se tienen conocimiento de los parámetros más significativos y distintivos de los componentes, es posible realizar una preselección de estos, y será poco probable que se necesite realizar modificaciones en la elección.

2.1.5.2. Verifica de las condiciones de operación del inversor.

En este apartado se comprobará una serie de condiciones de operación del inversor que vienen establecidas por el conexionado de los paneles, y por las correcciones que se han visto anteriormente, sea en condiciones estándares como en condiciones de temperaturas extremas. Según las medidas de los módulos fotovoltaicos y la superficie del tejado del almacén de distribución, se pensó en colocar 15 paneles solares conectados en serie por una de las entradas de cada MPPT, para así lograr la instalación de los 60 paneles (15 x 4 MPPT = 60 módulos), la cual se comprobará a continuación:

- Cálculo de la tensión circuito abierto.

Se determina la tensión de circuito abierto que entrega el generador al inversor, para poder después evaluar si entran en los rangos de funcionamiento requeridos por el inversor seleccionado.

Para poder realizar los cálculos, se muestra nuevamente los datos característicos del módulo fotovoltaico:

PANEL FOTOVOLTAICO	CARACTERISTICAS
Potencia máxima	540 W
Tensión máxima potencia (Vpmp)	40,71 V
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,42 V
Corriente en cortocircuito (Ipmp)	13,27 A
Corriente maxima potencia (Isc)	13,85 A
Dimensiones	2279x1134x35 mm
T° coef. Voc	-0,28%

Tabla 17: Datos técnicos del panel fotovoltaico.

La tensión de circuito abierto (que es la tensión máxima disponible de una célula solar y esto se produce a corriente cero) se calcula multiplicando la tensión de circuito abierto por el número de paneles solares existentes por string:

$$V_{VOC} = V_{VOC_Panel} \cdot N^{\circ}_{Serie}$$

$$V_{VOC} = 49,42 \cdot 15 = 741,3 \text{ v}$$

- Cálculo de la tensión en el punto de máxima potencia.

Se calcula la tensión en el punto de máxima potencia que entrega el generador al inversor, donde como se sabe, los voltajes se suman y las intensidades se mantienen constantes.

La tensión en el punto de máxima potencia se calcula del siguiente modo, multiplicando la tensión en el punto de trabajo por el número de paneles solares existentes por string:

$$V_{PMP} = V_{PMP_Panel} \cdot N^{\circ}_{Serie}$$

$$V_{PMP} = 40,71 \cdot 15 = 610,65 \text{ v}$$

Los rangos de tensión de operación del inversor son los siguientes:

Rango de tensión de operación	200 V - 1000 V
-------------------------------	----------------

Por lo que, las tensiones tanto de circuito abierto como en el punto de máxima potencia calculadas en condiciones estándares, entran en el rango de operación del inversor, cumpliendo así unos de los requisitos necesarios para poder colocar dicho inversor en la instalación.

$$[610,15 \text{ V} - 741,3 \text{ V}] \in [200 \text{ V} - 1000 \text{ V}]$$

A continuación, se calcula la intensidad de cortocircuito y la intensidad en el punto de máxima potencia, que son siempre las mismas como se muestra seguidamente, ya que la intensidad en un circuito en serie permanece siempre constante.

- Cálculo de la intensidad de cortocircuito:

$$I_{SC} = I_{SC_panel} \cdot N^{\circ}_{Serie}$$

$$I_{PMP} = 13,85 \cdot 1 = 13,85 \text{ A}$$

- Intensidad en el punto de máxima potencia:

$$I_{PMP} = I_{PMP_panel} \cdot N^{\circ}_{Serie}$$

$$I_{PMP} = 13,27 \cdot 1 = 13,27 \text{ A}$$

Los módulos fotovoltaicos no irán conectados en paralelo, ya que en este caso, no se cumpliría con la intensidad de entrada máxima por MPPT del inversor al superar los 26 A. La intensidad interesante para comprobarlo es la intensidad en el punto de máxima potencia:

$$I_{PMP} = 13,27 \cdot 2 = 26,54 \text{ A} \notin I_{max} = 26 \text{ A}$$

Por lo que, el inversor al tener 4 MPPTs con dos entradas cada una, se conectará cada fila o string a una entrada de un MPPT, ocupando así una entrada de cada una de las 4 MPPTs del inversor, con el fin de cumplir con las condiciones de las especificaciones del inversor que se puede ver a continuación:

Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A

Tabla 18: Intensidades máximas del inversor.

$$I_{PMP} = 13,27 \text{ A} \in I_{max} = 26 \text{ A}$$

2.1.5.3. Verifica de las condiciones de operación del inversor en condiciones extremas.

En este apartado, se vuelven a evaluar los parámetros calculados anteriormente pero en condiciones extremas, es decir, con las correcciones hechas previamente.

La tensión máxima de entrada al inversor se debe verificar con la tensión máxima del módulo, que sería la $V_{VOC(-0,375)}$ que ha sido calculada anteriormente, multiplicando por el número de paneles fotovoltaicos conectados en serie:

- **Tensión de circuito abierto con $T_c = -0,375$ °C.**

$$V_{VOC(-0,375)} = 52,93 \cdot 15 = 793,97 \text{ v}$$

Dado que este valor es inferior a los 1100 V de tensión máxima que el inversor puede soportar, se garantiza que la instalación fotovoltaica no generará una tensión superior a la capacidad máxima del inversor.

La corriente máxima de entrada al inversor se verifica con el parámetro $I_{SC(74,45^\circ C)}$ calculado anteriormente. Dado que todos los paneles están conectados en serie, esta corriente será la máxima generada por la instalación.

- **Intensidad cortocircuito con $T_c=74,45$ °C.**

$$I_{SC(74,45^\circ C)} = 14,179 \cdot 1 = 14,179 \text{ A}$$

Comprobando así que la $I_{SC} = 14,179 \text{ A}$ es menor que la intensidad de entrada máxima por MPPT que es igual a 26 A.

Por último, se verifica que el inversor está siempre trabajando en el rango de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor, y se verifica con $V_{pmp(-0,375^\circ C)}$ y $V_{pmp(74,45^\circ C)}$.

- **Tensión máxima en el punto de máxima potencia con $T_c = -0,375$ °C.**

$$V_{\max_pmp} = V_{pmp(-0,375^\circ C)} = 43,6 \cdot 15 = 654,04 \text{ v}$$

- **Tensión mínima en el punto de máxima potencia con $T_c = 74,45$ °C.**

$$V_{\min_pmp} = V_{pmp(74,45^\circ C)} = 35,073 \cdot 15 = 526,1 \text{ v}$$

Como se puede ver, el rango de operación del inversor es [200 V – 1000 V], por lo que se cumplen las condiciones requeridas para su correcto funcionamiento. Así mismo, se comprueba que la distribución de 15 módulos fotovoltaicos por cada una de las entradas de los 4 MPPT existentes, cumple con los parámetros requeridos del inversor. Por lo tanto, el inversor elegido es válido para la instalación diseñada, obteniendo así una potencia a la salida del inversor de 30 kW.

$$[526,1 \text{ V} - 654,04 \text{ V}] \in [200 \text{ V} - 1000 \text{ V}]$$

A continuación, se muestra un resumen de todos parámetros calculados en todas las condiciones mencionadas:

	Temperatura Máxima	Temperatura Mínima
	74,45 °C	-0,375 °C
V _{mp}	526,1 V	654,04V
V _{oc}	638,58V	793,97V
I _{mp}	13,585 A	13,11 A
I _{sc}	14,179 A	13,68 A

Tabla 18: Resultados de los parámetros calculados.

En la siguiente ilustración queda reflejada el esquema del conexionado de los módulos fotovoltaicos a cada entrada del inversor:

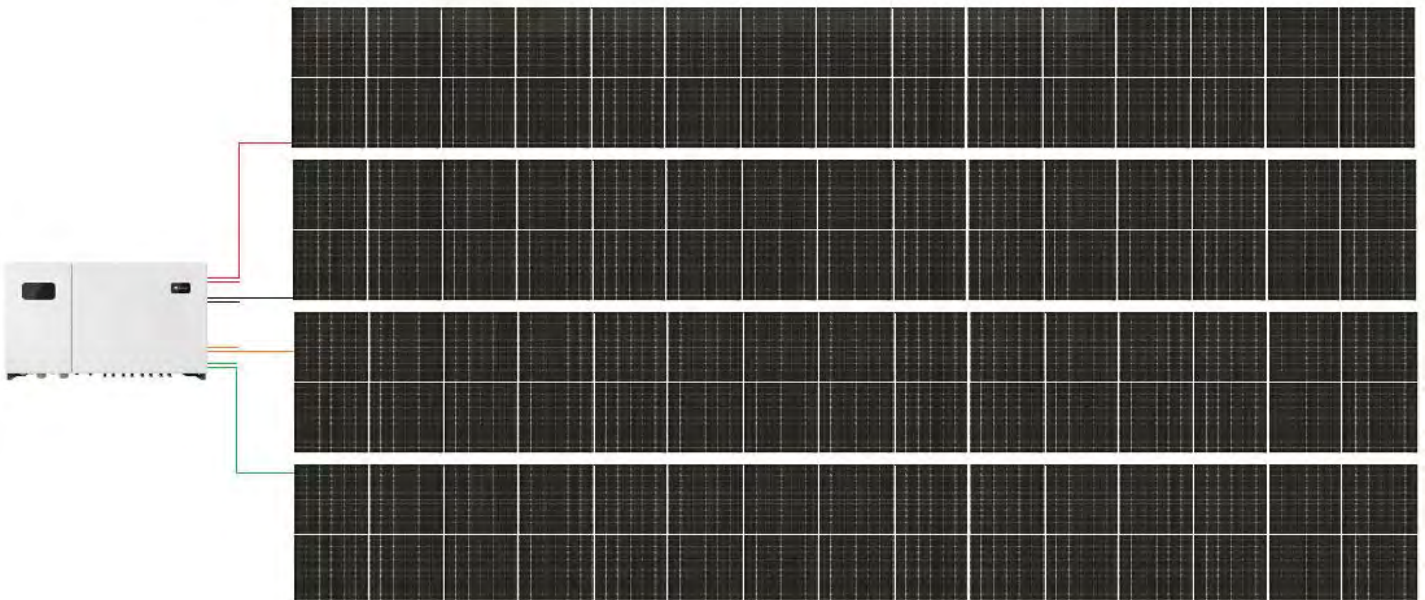


Ilustración 32: Esquema conexión inversor – módulos fotovoltaicos.

2.1.6. Cálculo de la sección del cableado.

Existen dos tramos bien diferenciados, la parte de corriente continua y la parte de corriente alterna. La parte de corriente continua es el tramo existente entre los paneles fotovoltaicos y el inversor, y la parte de corriente alterna es el tramo existente entre el inversor y el cuadro general de protección. Para hallar la sección adecuada de los cables se deben seguir tres criterios principales:

1. Criterio Intensidad máxima admisible:

La intensidad máxima admisible se considera aquella que puede circular por un conductor eléctrico en servicio permanente sin que esta sufra daños. La intensidad máxima admisible no es una característica propia del cable si no que dependerá directamente de factores de la instalación como pueden ser: tipo de cable, temperatura ambiente, método de instalación, circuitos activos instalados juntos, longitud de la línea de alimentación, etc. Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la Norma UNE 20460 -5-523 y su anexo Nacional.

En la siguiente tabla del R.E.B.T (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión) ITC-BT-19 se indican las intensidades admisibles para una temperatura ambiente del aire de 40°C y para distintos métodos de instalación, agrupamientos y tipos de cables.









A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x	2x	3x	2x									
			PVC	PVC	XLPE o EPR	XLPE o EPR	8	9	10	11					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR									
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾				3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0,3D ³⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ³⁾					3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾					
G		Cables unipolares separados mínimo D ³⁾							3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR				
Cobre			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-
			70				149	160	171	188	202	224	244	321	-
			95				180	194	207	230	245	271	296	391	-
			120				208	225	240	267	284	314	348	455	-
		150				236	260	278	310	338	363	404	525	-	
		185				268	297	317	354	386	415	464	601	-	
		240				315	350	374	419	455	490	552	711	-	
		300				360	404	423	484	524	565	640	821	-	

Tabla 19: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

2. Criterio caída de tensión.

La caída de tensión en la línea es la diferencia de tensión entre el origen y el final de la instalación. El paso de corriente por los conductores de un circuito ocasiona una pérdida de potencia en el transporte (caída de tensión por intensidad que circula). Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, que en este caso es del 1,5% (como viene marcada también en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA).

3. Intensidad de cortocircuito.

La intensidad de cortocircuito es aquella que circula por los conductores de una instalación cuando se produce un contacto directo entre dos conductores de distinto potencial.

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160°C para cables con aislamiento termoplástico y de 250°C para cables con aislamientos termoestables.

2.1.6.1. Cálculo parte DC: tramo paneles – inversor.

Según la siguiente fórmula y considerando las siguientes condiciones, se calcula la sección del cableado del tramo DC:

$$S = \frac{2 \cdot I \cdot L}{\frac{e}{100} \cdot \rho \cdot V}$$

- Longitud del conductor, en el punto más alejado de la instalación: $L = 25$ m.
- Máxima caída de tensión en este caso, $e = 1$ %.
- Temperatura máxima: la conductividad del cobre debería ser en condiciones de temperatura máxima, pero en realidad, simultáneamente no se podrán dar las temperaturas máximas y las condiciones estándar de temperatura, por lo tanto, para una temperatura del conductor de 40°C, $\rho_{40^\circ\text{C}} = 52 \Omega \cdot 1 \cdot \text{m}/\text{mm}^2$.
- La corriente máxima que circula por los conductores es la corriente de cortocircuito (I_{sc}), no obstante, ocurre solo en un momento dado (antes de que el inversor empieza a trabajar en el punto de máxima potencia), por lo tanto, $I = 13,85$ A.
- V_{string} : la tensión del string es la tensión en el punto de máxima potencia del panel ($V_{pmp}=40,71$ v), que es el resultado de multiplicar el número de módulos conectados en serie, 15, por la tensión V_{pmp} , quedando así:

$$V = 15 \cdot 40,71 = 610,65 \text{ v.}$$

$$S = \frac{2 \cdot 13,85 \cdot 25}{\frac{1}{100} \cdot 52 \cdot 610,65} = 2,18 \text{ mm}^2$$

La sección comercial mínima del cable RV-K a utilizar es de 4 mm^2 , por lo tanto, se comprueba si cumple tanto el criterio de caída de tensión como la intensidad máxima admisible:

- Caída de tensión admisible: se calcula aplicando la misma fórmula pero esta vez dejando como incógnita “e”:

$$4 = \frac{2 \cdot 13,85 \cdot 25}{\frac{e}{100} \cdot 52 \cdot 610,65}; \quad e = 0,55\%$$

Cumple el criterio de máxima caída de tensión, ya que $e = 0,55 \%$ es menor al 1%, que ha sido definido con este valor porque es un estándar de diseño utilizado a nivel europeo.

- Intensidad máxima admisible: al ser conductores aislados en tubos en montaje superficial será de tipo B, con aislamiento XLPE y con una sección de 4 mm^2 , se obtiene una intensidad máxima admisible de: $I_{adm} = 38\text{A}$.









A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC		2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR					
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a $0,3D$ ³⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ¹⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ¹⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ¹⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR		
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
185				268	297	317	354	386	415	464	601			
240				315	350	374	419	455	490	552	711			
300				360	404	423	484	524	565	640	821			

Tabla 20: Intensidad admisible de 38 A y sección de 4 mm^2 .

Como indica el punto 5 de la ITC-BT-40 del R.E.B.T, el conductor debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito, por lo tanto:

$$I_{sc} \cdot 1,25 = 13,85 \cdot 1,25 = 17,31 \text{ A}$$

$$17,31 \text{ A} < 38 \text{ A}$$

Según los cálculos realizados anteriormente, se confirma que cumple tanto con los criterios de caída de tensión permitida como con los de intensidad máxima admisible, colocando así 25 m de cables unipolares de Cu con aislamiento XLPE de sección 4 mm² del tipo RV-K.

2.1.6.2. Cálculo cableado parte AC: tramo inversor – CGP.

Según la siguiente fórmula y considerando las siguientes condiciones, se calcula la sección del cableado del tramo AC:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L}{\frac{e}{100} \cdot \rho \cdot V}$$

- Longitud del conductor, en el punto más alejado de la instalación: L = 5 m.
- Máxima caída de tensión en este caso: e = 1,5%.
- Temperatura máxima: la conductividad del cobre debería ser en condiciones de temperatura máxima, pero en realidad, simultáneamente no se podrán dar las temperaturas máximas y las condiciones estándar de temperatura, por lo tanto, para una temperatura del conductor de 25°C, $\rho_{25^\circ\text{C}} = 56 \Omega \cdot \text{m} / \text{mm}^2$.
- La corriente máxima a la salida del inversor: I = 47,9 A (dato de la ficha técnica).
- V línea: la tensión entre fases: v = 400 V.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 47,9 \cdot 5}{\frac{1,5}{100} \cdot 56 \cdot 400} = 1,23 \text{ mm}^2$$

Pero como indica el punto 5 de la ITC-BT-40 del R.E.B.T, el conductor debe soportar 1,25 veces la intensidad máxima, por lo tanto:

$$I \cdot 1,25 = 47,9 \cdot 1,25 = 59,88 \text{ A}$$

La sección comercial mínima del cable RZ1- K (AS) a utilizar es de 2,5 mm², con el cual se obtiene una intensidad admisible $I_{adm} = 25 \text{ A}$ (obtenida de la tabla 22 que hace referencia a la ITC-BT-19), sin embargo, la intensidad máxima del inversor sigue siendo mayor que la máxima intensidad admisible por el cable, por lo tanto, la sección de 2,5 mm² no cumple con los requisitos, por lo tanto, se debe calcular nuevamente la sección que cumpla lo requerido (25 A < 59,88 A).

Los cableados de la instalación de alterna irán en tubos en montaje superficial, de tipo B, con aislamiento XLPE.

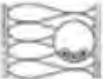







A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁶⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ⁷⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC ⁸⁾		3x XLPE o EPR		
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1.4	11	11.5	13	13.5	15	16	-	18	21	24	-
			2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	279	310	338	367	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 21: Intensidad admisible de 25 A y sección de 2,5 mm².

Para calcular qué sección cumple con el criterio de intensidad máxima admisible, se repiten los pasos anteriores, obteniendo una sección del cable de 16 mm² con una intensidad máxima admisible del cable de 80 A, como se puede comprobar tabla en la tabla 23.

$$59,88 \text{ A} < 80 \text{ A}$$

Verificación del cumplimiento de la caída de tensión máxima permitida con una sección de 16 mm²:

$$16 = \frac{\sqrt{3} \cdot 47.9 \cdot 5}{\frac{e}{100} \cdot 56 \cdot 400}; e = 0,12\%$$

En conclusión, se colocarán 5 m de cable RZ1- K (AS) con una sección de 16 mm² para las condiciones señaladas.

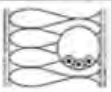
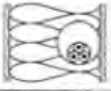


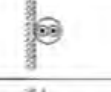
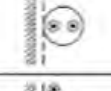
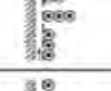
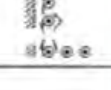
			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR			2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ ; Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾					3x PVC			2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁶⁾ ; Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC				3x XLPE o EPR ¹⁾	
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾									3x PVC ¹⁾	3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	8	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	15	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	14	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	14	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	10	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	100	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 22: Intensidad admisible de 80 A y sección de 16 mm².

2.1.7. Cálculo de protecciones

Después de calcular la sección que requiere toda la instalación, se procede a calcular y dimensionar las protecciones que estarán presentes en la instalación fotovoltaica. Estas protecciones servirán para salvaguardar tanto la instalación como la seguridad de las personas que puedan acceder a ella.

2.1.7.1. Cálculo protecciones parte DC: tramo paneles – inversor.

El tramo de corriente continua contará con unos fusibles como protección, los cuales protegerán tanto la integridad del cableado como la del inversor.

La intensidad a considerar es la de cortocircuito como se ha visto anteriormente. Para poder elegir el calibre del fusible se debe tener en cuenta la GUÍA-BT-22 (ITC-BT-22), donde la intensidad del fusible será la intensidad del generador multiplicado por 1,6:

$$I_{fusible} = I_{sc} \cdot 1,60 = 13,85 \cdot 1,60 = 22,16 \text{ A}$$

De modo que, el calibre de los fusibles estará entre este valor y la intensidad máxima que soporta el inversor. Se colocará un fusible de 25 A por cada entrada de MPPT utilizado, es decir, irán colocados un total de 4 fusibles con sus respectivos portafusibles, ya que así se cumplirían con los rangos de operación de la instalación y garantizaría la protección tanto del inversor como del cableado.

$$I_{sc} < I_{fusible} < I_{admissible}$$

$$13,85 \text{ A} < 25\text{A} < 38\text{A}$$



Ilustración 33: Fusible de 25 A.

2.1.7.2. Cálculo Protecciones parte AC: tramo inversor – CGP.

En el tramo de corriente alterna, las protecciones que se utilizarán son un interruptor diferencial y dos magnetotérmicos.

Por un lado, mediante el interruptor magnetotérmico se protege la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos. La elección del calibre de este, se basa en la sección que la instalación tiene en esta parte del circuito.

Para este tipo de interruptores, los parámetros característicos son la intensidad de corte, la curva de disparo y el poder de corte.

Una de las razones principales de colocar el interruptor magnetotérmico en el cuadro de mando y protección es tener un acceso más fácil y rápido para poder maniobrar sobre la instalación sin tener la necesidad de desplazarse hasta las otras protecciones cercanas y al mismo tiempo, asegurar una posible desconexión total del cable que une la instalación con el cuadro.

Para la elección del magnetotérmico, se considerará la intensidad máxima a la salida del inversor ($I = 47,9 \text{ A}$), y como se ha repetido anteriormente el conductor debe soportar 1,25 veces la intensidad máxima (ITC-BT-40 del R.E.B.T), por lo tanto:

$$I \cdot 1,25 = 47,9 \cdot 1,25 = 59,88 \text{ A}$$

La intensidad del magnetotérmico será:

$$I_{sc} < I_{\text{magnetotermico}} < I_{\text{admisible}}$$

$$59,88 \text{ A} < I_{\text{magnetotermico}} < 80 \text{ A}$$

Por lo tanto, se escoge un magnetotérmico de 63A, que una irá instalada en la caja de conexiones del inversor y la otra, en el cuadro general de mando y protección, ambas con las mismas características.



Ilustración 34: Magnetotérmico de 63 A.

Por otro lado, con el interruptor diferencial se asegura proteger a las personas de accidentes por contacto de partes activas de la instalación, es decir los contactos directos, y también a su vez por posibles faltas de derivaciones por un mal aislamiento de la instalación, esto es, los contactos indirectos.

Los parámetros característicos para este interruptor son la intensidad nominal, la sensibilidad de disparo y el tiempo de disparo.

El interruptor diferencial escogido es de 63 A, de tipo A y con una sensibilidad de 30 mA, como viene indicado en la ITC-BT-24 del R.E.B.T. según el R.D 244/2019.



Ilustración 35: Interruptor diferencial de 63 A.

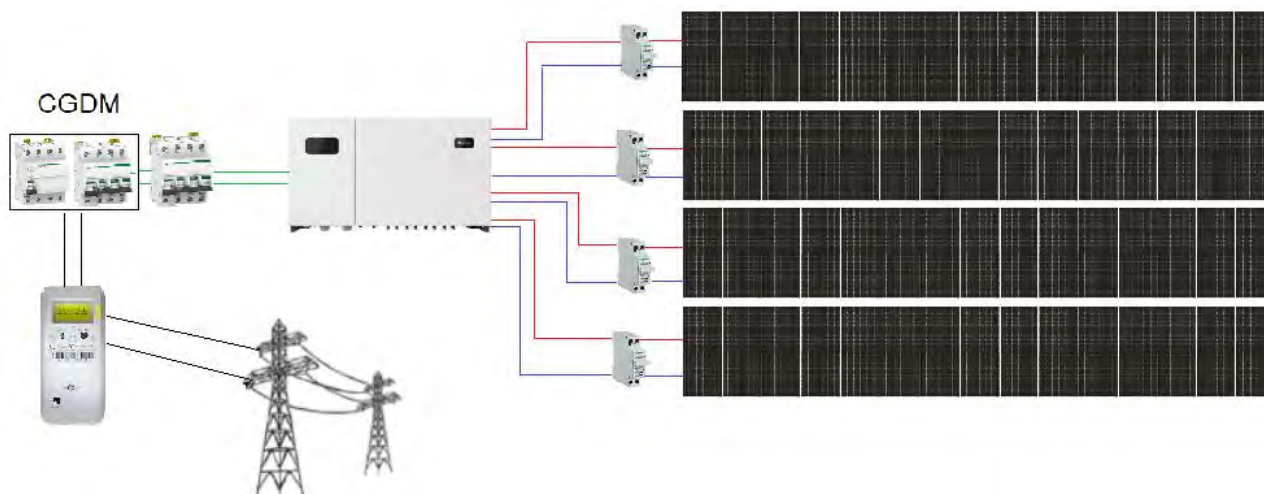


Ilustración 36: Esquema de la instalación.

2.1.8. Cálculo reparto de coeficientes.

Se ha realizado un estudio energético con el propósito de determinar los coeficientes de reparto óptimos tanto para el almacén como para el hotel. Este análisis se realizó siguiendo las directrices establecidas de a continuación, teniendo en cuenta los consumos y los posibles excedentes que podrían tener ambas instalaciones, es decir, que ambas partes se beneficien de manera equitativa mediante la compensación de los excedentes:

1. El objetivo principal es cubrir primero la demanda del almacén de distribución de farmacia y parafarmacia. Esta elección se fundamenta en el hecho de que el almacén opera únicamente durante los días laborables, de lunes a viernes.
2. El hotel B&B consumirá toda la energía generada en los días del fin de semana y festivos, siendo el coeficiente igual a 1 y consumirá la energía sobrante de lo consumido por el almacén de distribución en el resto de la semana, es decir, siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{ENERGIA SOBRENTE} = \text{GENERACION PANELES} - \text{CONSUMO ALMACEN}$$

3. Que el vertido a red se reparta de manera equitativa entre la entidad generadora y la consumidora, es decir, que el 50 % de los excedentes correspondan al almacén de distribución y los otros 50% restantes que correspondan al hotel, de este modo, al ser datos medios horarios, se asegura la generación para cada hora.
- 4.

Realizando dicho estudio energético se verá que el valor del coeficiente irá variando a cada hora, como se puede ver en la tabla 24.

El coeficiente de reparto se ha calculado siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{Coef} = (\text{FV consumida almacén} + \text{vertido red almacén}) / \text{generación}$$

Es decir, el coeficiente se obtiene conociendo la cantidad de energía fotovoltaica consumida por el almacén más la generación media horaria dividido por el vertido del almacén, dando como resultado, por ejemplo a las 10:00 de la mañana un coeficiente de 0,43 para el almacén.

$$\text{Coef} = (5426,09 + 3356,9) / 20616,09 = 0,43$$

CONSUMO (wh)			GENERACIÓN (Wh) JULIO	FV CONSUMIDA ALMACÉN	FV CONSUMIDA HOTEL	VERTIDO ALMACÉN	VERTIDO HOTEL
HORA	ALMACÉN	HOTEL ENTRE SEMANA					
0:00	2860,87	5914,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	2626,09	5047,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	2534,78	3876,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	2382,61	3657,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	2295,65	3552,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	2652,17	4076,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	3721,74	6085,71	359,58	359,58	0,00	0,00	0,00
7:00	5534,78	7285,71	5909,40	5534,78	374,62	0,00	0,00
8:00	5830,43	8971,43	11796,22	5830,43	5965,78	0,00	0,00
9:00	5600,00	11514,29	16833,95	5600,00	11233,95	0,00	0,00
10:00	5426,09	8476,19	20616,09	5426,09	8476,19	3356,90	3356,90
11:00	5239,13	7790,48	23147,24	5239,13	7790,48	5058,82	5058,82
12:00	5026,09	9600,00	24424,56	5026,09	9600,00	4899,24	4899,24
13:00	4739,13	10752,38	23801,03	4739,13	10752,38	4154,76	4154,76
14:00	4221,74	10161,52	21896,57	4221,74	10161,52	3756,66	3756,66
15:00	3395,65	7257,14	18593,31	3395,65	7257,14	3970,26	3970,26
16:00	3295,65	6266,67	13960,44	3295,65	6266,67	2199,06	2199,06
17:00	4969,57	6285,71	8757,54	4969,57	3787,97	0,00	0,00
18:00	5382,61	8561,90	3682,19	3682,19	0,00	0,00	0,00
19:00	4500,00	10828,57	2025,51	2025,51	0,00	0,00	0,00
20:00	3869,57	12057,14	165,66	165,66	0,00	0,00	0,00
21:00	3852,17	11371,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	3465,22	7295,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	3113,04	6485,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 23: Estudio energético del reparto de coeficientes mes de julio.

Del mismo modo, se realiza el cálculo para el hotel, como se puede ver a continuación:

$$\text{Coef} = (\text{FV consumida hotel} + \text{vertido red hotel}) / \text{generación}$$

$$\text{Coef} = (8476,19 + 3356,9) / 20616,09 = 0,57$$

La suma de todos los coeficientes es igual a uno, cumpliendo así con los criterios mencionados en los apartados anteriores:

$$\text{Suma coeficientes} = 0,143 + 0,57 = 1$$

Los procedimientos visto anteriormente deben ser implementados para cada hora, sea para el almacén como para el hotel, con el propósito de calcular el coeficiente medio horario correspondiente a cada mes.

CONSUMO (wh)			GENERACIÓN (Wh) JULIO	REPARTO COEF. FV TOTAL		FV ALMACÉN	FV HOTEL
HORA	ALMACÉN	HOTEL ENTRE SEMANA					
0:00	2860,87	5914,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	2626,09	5047,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	2534,78	3876,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	2382,61	3657,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	2295,65	3552,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	2652,17	4076,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	3721,74	6085,71	359,58	1,00	0,00	359,58	0,00
7:00	5534,78	7285,71	5909,40	0,94	0,06	5534,78	374,62
8:00	5830,43	8971,43	11796,22	0,49	0,51	5830,43	5965,78
9:00	5600,00	11514,29	16833,95	0,33	0,67	5600,00	11233,95
10:00	5426,09	8476,19	20616,09	0,43	0,57	8782,99	11833,10
11:00	5239,13	7790,48	23147,24	0,44	0,56	10297,95	12849,29
12:00	5026,09	9600,00	24424,56	0,41	0,59	9925,32	14499,24
13:00	4739,13	10752,38	23801,03	0,37	0,63	8893,89	14907,14
14:00	4221,74	10161,52	21896,57	0,36	0,64	7978,40	13918,18
15:00	3395,65	7257,14	18593,31	0,40	0,60	7365,91	11227,40
16:00	3295,65	6266,67	13960,44	0,39	0,61	5494,71	8465,73
17:00	4969,57	6285,71	8757,54	0,57	0,43	4969,57	3787,97
18:00	5382,61	8561,90	3682,19	1,00	0,00	3682,19	0,00
19:00	4500,00	10828,57	2025,51	1,00	0,00	2025,51	0,00
20:00	3869,57	12057,14	165,66	1,00	0,00	165,66	0,00
21:00	3852,17	11371,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	3465,22	7295,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	3113,04	6485,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 24: Reparto de coeficientes en el mes de julio.

A continuación se muestran las tablas resumen que corresponden al mes de noviembre, donde se pueden ver el coeficiente de reparto horario y el porcentaje de energía fotovoltaica que corresponden a ambas instalaciones:

CONSUMO (Wh)			GENERACIÓN (Wh) NOVIEMBRE	FV CONSUMIDA ALMACÉN	FV CONSUMIDA HOTEL	VERTIDO ALMACÉN	VERTIDO HOTEL
HORA	ALMACÉN	HOTEL ENTRE SEMANA					
0:00	2566,67	2829,55	0	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	2519,05	2263,64	0	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	2523,81	2079,55	0	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	2476,19	2052,27	0	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	2538,10	2038,64	0	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	2580,95	2154,55	0	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	3242,86	3259,09	0	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	4014,29	4943,18	0	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	4842,86	6422,73	2202,42	2202,42	0,00	0,00	0,00
9:00	7266,67	7036,36	9499,37	7266,67	2232,70	0,00	0,00
10:00	7600,00	4888,64	13745,95	7600,00	4888,64	628,66	628,66
11:00	7790,48	4520,45	16602,07	7790,48	4520,45	2145,57	2145,57
12:00	7623,81	5809,09	17121,67	7623,81	5809,09	1844,38	1844,38
13:00	7514,29	6136,36	16222,48	7514,29	6136,36	1285,91	1285,91
14:00	7290,48	6027,27	13767,70	7290,48	6027,27	224,98	224,98
15:00	7261,90	3893,18	10072,01	7261,90	2810,11	0,00	0,00
16:00	7252,38	3415,91	5679,42	5679,42	0,00	0,00	0,00
17:00	8919,05	3790,91	1161,39	1161,39	0,00	0,00	0,00
18:00	8547,62	5229,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	5876,19	6859,09	0	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	3933,33	7172,73	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	3371,43	6272,73	0	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	2961,90	3947,73	0	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	2685,71	3729,55	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 25: Estudio energético del reparto de coeficientes mes de noviembre.

Al realizar el estudio energético de esta manera, se asegura que el coeficiente calculado tiene en cuenta que primero se abastecerá el almacén de distribución, además de considerar que los excedentes sean equitativos en ambas instalaciones.

CONSUMO (Wh)			GENERACIÓN (Wh) NOVIEMBRE	REPARTO COEF. FV TOTAL		FV ALMACÉN	FV HOTEL
HORA	ALMACÉN	HOTEL ENTRE SEMANA					
0:00	2566,67	2829,55	0	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	2519,05	2263,64	0	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	2523,81	2079,55	0	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	2476,19	2052,27	0	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	2538,10	2038,64	0	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	2580,95	2154,55	0	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	3242,86	3259,09	0	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	4014,29	4943,18	0	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	4842,86	6422,73	2202,42	1,00	0,00	2202,42	0,00
9:00	7266,67	7036,36	9499,37	0,76	0,24	7266,67	2232,70
10:00	7600,00	4888,64	13745,95	0,60	0,40	8228,66	5517,29
11:00	7790,48	4520,45	16602,07	0,60	0,40	9936,05	6666,03
12:00	7623,81	5809,09	17121,67	0,55	0,45	9468,19	7653,47
13:00	7514,29	6136,36	16222,48	0,54	0,46	8800,20	7422,28
14:00	7290,48	6027,27	13767,70	0,55	0,45	7515,45	6252,25
15:00	7261,90	3893,18	10072,01	0,72	0,28	7261,90	2810,11
16:00	7252,38	3415,91	5679,42	1,00	0,00	5679,42	0,00
17:00	8919,05	3790,91	1161,39	1,00	0,00	1161,39	0,00
18:00	8547,62	5229,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	5876,19	6859,09	0	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	3933,33	7172,73	0	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	3371,43	6272,73	0	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	2961,90	3947,73	0	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	2685,71	3729,55	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 26: Reparto de coeficientes en el mes de noviembre.

• **Cálculo coeficiente hotel B&B fin de semana:**

Como se ha señalado anteriormente, el reparto de coeficientes para los fines de semana se divide de la siguiente manera:

- Coeficiente = 0 para el almacén, ya que permanece cerrado, por tanto no hay consumo de energía al no haber actividad.

- Coeficiente = 1 para el hotel B&B, ya que permanece abierto al público y el cien por cien de la energía generada será destinada al hotel B&B.

A continuación, se muestra un cuadro resumen del consumo medio horario (que corresponde al mes de noviembre) del hotel en el fin de semana, el vertido a red y el coeficiente de reparto que le corresponde a cada tramo horario:

HORA	CONSUMO HOTEL FIN DE SEMANA	GENERACIÓN (wh) JULIO	VERTIDO A RED	COEF. REPARTO
0:00	2175,00	0	0,00	0,00
1:00	1706,25	0	0,00	0,00
2:00	1481,25	0	0,00	0,00
3:00	1518,75	0	0,00	0,00
4:00	1518,75	0	0,00	0,00
5:00	1612,50	0	0,00	0,00
6:00	2175,00	0	0,00	0,00
7:00	3862,50	0	0,00	0,00
8:00	4781,25	2202,42	0,00	1,00
9:00	5456,25	9499,37	4043,12	1,00
10:00	3881,25	13745,95	9864,70	1,00
11:00	3487,50	16602,07	13114,57	1,00
12:00	4275,00	17121,67	12846,67	1,00
13:00	4743,75	16222,48	11478,73	1,00
14:00	4612,50	13767,70	9155,20	1,00
15:00	3131,25	10072,01	6940,76	1,00
16:00	2625,00	5679,42	3054,42	1,00
17:00	2643,75	1161,39	0,00	1,00
18:00	4050,00	0	0,00	0,00
19:00	5043,75	0	0,00	0,00
20:00	5268,75	0	0,00	0,00
21:00	4818,75	0	0,00	0,00
22:00	3000,00	0	0,00	0,00
23:00	2831,25	0	0,00	0,00

Tabla 27: Reparto de coeficientes del hotel en el fin de semana.



ESTUDIO SEGURIDAD Y SALUD.

3. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

3.1. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

El Real Decreto 1627/1.997 de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, establece en el apartado 2 del Artículo 4 que en los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Por lo tanto, se debe comprobar que se cumplen todos los supuestos siguientes:

a) El Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) es inferior a 450.759,08 €.

- $PEC = PEM + \text{Gastos Generales} + \text{Beneficio Industrial} + 21\% \text{ IVA}$
- $PEM = \text{Presupuesto de Ejecución Material} - 21.615,88 \text{ €}$.

b) La duración estimada de la obra no es superior a 30 días o no se emplea en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.

- Plazo de ejecución previsto = 5 días.
- N° de trabajadores previsto que trabajen simultáneamente = 4

c) El volumen de mano de obra estimada es inferior a 500 trabajadores día (sumado los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra).

- Núm. de trabajadores día = 5

Este número se puede estimar con la siguiente expresión:

$$\frac{PEM \times MO}{CM}$$

- PEM: Presupuesto de Ejecución Material.
- MO: Influencia del coste de la mano de obra en el PEM en tanto por uno (varía entre 0,4 y 0,5).
- CM: Coste medio diario del trabajador de la construcción (varía entre 60 y 90€).

d) No es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Como no se da ninguno de los supuestos previstos en el apartado 1 del Artículo 4 del R.D. 1627/1997 se redacta el presente ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

3.2. OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

Conforme se especifica en el apartado 2 del Artículo 6 del RD 1627/1.997, el Estudio Básico deberá precisar:

1. Las normas de seguridad y salud aplicables en la obra.
2. La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias.
3. Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas (en su caso, se tendrá en cuenta cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma y contendrá medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del Anexo II del Real Decreto.)
4. Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

3.3. NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES EN LA OBRA.

- Ley 31/1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994).
- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-70, O.M. 28-07-77, O.M. 4-07-83, en los títulos no derogados).
- Real Decreto. 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el código técnico de la edificación.

3.4. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS Y PREVENCIÓN DE LOS MISMOS.

El redactor del Estudio Básico deberá elegir las fases de obra, los riesgos más frecuentes y las medidas preventivas aplicables a cada caso.

3.4.1. Cubiertas planas, inclinadas, materiales ligeros.

RIESGOS MÁS FRECUENTES	MEDIDAS PREVENTIVAS	PROTECCIONES INDIVIDUALES
Caídas de operarios al mismo nivel	Marquesinas rígidas	Orden y limpieza
Caídas de operarios a distinto nivel	Barandillas	Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa
Caída de operarios al vacío	Pasos o pasarelas	Cinturón de seguridad
Caída de objetos sobre operarios	Redes verticales	Utilización de EPI's
Caída de materiales transportados	Se prohíbe la permanencia de trabajadores bajo la trayectoria de los materiales suspendidos	Casco de seguridad y ropa de trabajo
Choques o golpes contra objetos	-	Ropa de trabajo, guantes y botas de seguridad
Atrapamientos y aplastamientos	Mallazos	Control de maniobras y vigilancia continuada
Lesiones y/o cortes en manos y pies	-	Calzado y guantes de seguridad
Ambiente polvoriento	-	Utilizar mascarillas de protección
Ruidos, contaminantes acústicos	-	Protectores auditivos
Vibraciones	Carcasas resguardos de protección de partes móviles de maquinaria	Ropa de trabajo, protectores auditivos, cinturones antivibración

3.4.2. Albañilería y cerramientos.

RIESGOS MÁS FRECUENTES	MEDIDAS PREVENTIVAS	PROTECCIONES INDIVIDUALES
Caídas de operarios al mismo nivel	Marquesinas rígidas	Orden y limpieza
Caídas de operarios a distinto nivel	Barandillas	Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa
Caída de operarios al vacío	Pasos o pasarelas	Utilización de EPI's
Caída de objetos sobre operarios	Redes verticales	Casco de seguridad
Caída de materiales transportados	Se prohíbe la permanencia de trabajadores bajo la trayectoria de los materiales suspendidos	Utilización de EPI's
Choques o golpes contra objetos	-	Ropa de trabajo
Atrapamientos y aplastamientos	Mallazos	Control de maniobras y vigilancia continuada.
Lesiones y/o cortes en manos y pies	-	Guantes y botas de seguridad
Sobreesfuerzos	-	Utilizar fajas de protección lumbar
Ruidos, contaminantes acústicos	-	Protectores auditivos
Vibraciones	-	Protectores auditivos y cinturón elástico antivibración
Dermatitis por contacto de cemento y cal.	Limpieza de zonas de trabajo y tránsito	Guantes de PVC y botas de seguridad
Contactos eléctricos directos e indirectos	Habilitar caminos de circulación	Guantes de PVC y botas de seguridad
Condiciones meteorológicas adversas	Andamios adecuados	Traje para ambientes lluviosos y botas antideslizantes
Trabajos en zonas húmedas o mojadas	-	Botas antideslizantes
Derivados de medios auxiliares	Los sobrantes se irán retirando conforme se produzcan	
Quemaduras en impermeabilizaciones	-	Botas, polainas, mandiles y guantes de cuero para impermeabilización
Derivados del acceso al lugar de trabajo	Los sobrantes se irán retirando conforme se produzcan	-

3.4.3. Terminaciones (alicatados, enfoscados, enlucidos, falsos techos, solados, pinturas, carpintería, cerrajería, vidriería).

RIESGOS MÁS FRECUENTES	MEDIDAS PREVENTIVAS	PROTECCIONES INDIVIDUALES
Caídas de operarios al mismo nivel	Marquesinas rígidas	Orden y limpieza
Caídas de operarios a distinto nivel	Barandillas	Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa
Caída de operarios al vacío	Pasos o pasarelas	Utilización de EPI's
Caída de objetos sobre operarios	Redes verticales	Utilización de EPI's
Caída de materiales transportados	Se prohíbe la permanencia de trabajadores bajo la trayectoria de los materiales suspendidos	Casco de seguridad

3.4.4. Instalaciones (electricidad, fontanería, gas, aire acondicionado, calefacción, ascensores, antenas, pararrayos).

RIESGOS MÁS FRECUENTES	MEDIDAS PREVENTIVAS	PROTECCIONES INDIVIDUALES
Caídas de operarios al mismo nivel	Marquesinas rígidas	Orden y limpieza
Caídas de operarios a distinto nivel	Barandillas	Utilización de equipos de protección individual y
Caída de operarios al vacío	Pasos o pasarelas	Utilización de EPI's
Caída de objetos sobre operarios	Redes verticales	Casco de seguridad
Caída de materiales transportados	Se prohíbe la permanencia de trabajadores bajo la trayectoria de los materiales suspendidos	Utilización de EPI's
Choques o golpes contra objetos	-	Ropa de trabajo
Atrapamientos y aplastamientos	Mallazos	Ropa de trabajo.
Lesiones y/o cortes en manos y pies	-	Guantes y botas de seguridad

Sobreesfuerzos	-	Utilizar fajas de protección lumbar
Ruidos, contaminantes acústicos	-	Botas, polainas, mandiles y guantes de cuero para impermeabilización
Vibraciones	-	Protectores auditivos y cinturón elástico antivibración
Dermatitis por contacto de cemento y cal.	Limpieza de zonas de trabajo y tránsito	Guantes de PVC y botas de seguridad
Contactos eléctricos directos e indirectos	Habilitar caminos de circulación	Guantes de PVC y botas de seguridad
Condiciones meteorológicas adversas	Andamios adecuados	Traje para ambientes lluviosos y botas antideslizantes
Trabajos en zonas húmedas o mojadas	-	Botas antideslizantes
Derivados de medios auxiliares	Los sobrantes se irán retirando conforme se produzcan	-
Quemaduras en impermeabilizaciones	-	Botas, polainas, mandiles y guantes de cuero para impermeabilización
Derivados del acceso al lugar de trabajo	Los sobrantes se irán retirando conforme se produzcan	-

3.5. MEDIDAS PREVENTIVAS Y PRIMEROS AUXILIOS.

3.5.1. Botiquines.

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, con los medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente, y estará a cargo de él una persona capacitada designada por la empresa constructora.

3.5.2. Asistencia a accidentados.

Se deberá informar a la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.) donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es muy conveniente disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista de los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de Asistencia.

3.6. PRESUPUESTO DE SEGURIDAD Y SALUD.

El Real Decreto 1627/1.997 establece disposiciones mínimas y entre ellas no figura, para el Estudio Básico la de realizar un Presupuesto que cuantifique el conjunto de gastos previstos para la aplicación de dicho Estudio. (Aunque no sea obligada Seguridad y Salud, que obra).

Aunque no sea obligatorio se recomienda reservar en el Presupuesto del proyecto una partida de Seguridad y Salud, que puede variar entre el 1% y el 2% del PEM, en función del tipo de obra.

Se ha previsto una partida en el presupuesto por un importe total de 350 €.

3.7. TRABAJOS POSTERIORES.

El apartado 3 del Artículo 6 del Real Decreto 1627/1.997 establece que en el Estudio Básico se contemplarán también las previsiones y las informaciones para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

(El redactor del Estudio Básico deberá elegir para los previsibles trabajos posteriores, los riesgos más frecuentes y las medidas preventivas aplicables en cada caso.)

3.7.1. Reparación, conservación y mantenimiento.

RIESGOS MÁS FRECUENTES	MEDIDAS PREVENTIVAS	PROTECCIONES INDIVIDUALES
Caídas de operarios al vacío	-	Utilización de EPI's
Caídas de operarios al mismo nivel	Orden y limpieza	-
Caídas de alturas por huecos horizontales	Tableros o planchas en huecos horizontales	Cinturón de seguridad y ropa de trabajo
Caída por resbalón	-	Botas antideslizantes
Contactos eléctricos directos e indirectos	-	Guantes de PVC y botas de seguridad
Condiciones meteorológicas adversas	-	Traje para lluvia y botas antideslizantes
Trabajos en zonas húmedas o mojadas	-	Botas antideslizantes

3.8. OBLIGACIONES DEL PROMOTOR.

Antes del inicio de los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

(En la introducción del Real Decreto y en el apartado 2 del Artículo 2 se establece que el contratista y el subcontratista tendrán la consideración de empresario a los efectos previstos en la normativa sobre prevención de riesgos laborales. Como en las obras de edificación es habitual la existencia de numerosos subcontratistas, será previsible la existencia del Coordinador en la fase de ejecución).

La designación del Coordinador en materia de Seguridad y Salud no eximirá al promotor de las responsabilidades. El promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente antes del comienzo de las obras, que se redactará con arreglo a lo dispuesto en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997 debiendo exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuera necesario.

3.9. COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD.

La designación del Coordinador en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra podrá recaer en la misma persona.

El Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra, y en particular, en las actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador.

3.10. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO.

En aplicación del Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista, antes del inicio de la obra, elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio Básico y en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho Plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de Prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, y que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en este Estudio Básico.

El Plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado, antes del inicio de la obra, por el Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la misma, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero siempre con la aprobación expresa del Coordinador. Cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador, las funciones que se le atribuyen serán asumidas por la Dirección Facultativa.

Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar por escrito y de manera razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas. El Plan estará en la obra a disposición de la Dirección Facultativa.

3.11. OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS.

El contratista y subcontratistas estarán obligados a:

1. Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos laborales y en particular:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados. La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.

- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
- 2. Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.
- 3. Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
- 4. Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiera a seguridad y salud.
- 5. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos contratados. Además responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor o eximirá de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

3.12. OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES AUTÓNOMOS.

Los trabajadores autónomos están obligados a:

1. Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:
 - El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
 - El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
 - La recogida de materiales peligrosos utilizados.
 - La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
 - La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
 - Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
2. Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
3. Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.

4. Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales. -Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1.997.
5. Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1.997
6. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

3.13. LIBRO DE INCIDENCIAS.

En cada centro de trabajo existirá, con fines de control y seguimiento del Plan de Seguridad y Salud, un Libro de Incidencias que constará de hojas por duplicado y que será facilitado por el Colegio profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

Deberá mantenerse siempre en obra y en poder del Coordinador. Tendrán acceso al Libro, la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas intervinientes, los representantes de los trabajadores, y los técnicos especializados de las Administraciones públicas competentes en esta materia, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

(Sólo se podrán hacer anotaciones en el Libro de Incidencias relacionadas con el cumplimiento del Plan).

Efectuada una anotación en el Libro de Incidencias, el Coordinador estará obligado a remitir en el plazo de veinticuatro horas una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará dichas anotaciones al contratista y a los representantes de los trabajadores.

3.14. PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS.

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

3.15. DERECHOS DE LOS TRABAJADORES.

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

3.16. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD QUE DEBEN APLICARSE EN LAS OBRAS.

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

El objeto de este estudio es dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1.997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, identificando, analizando y estudiando los posibles riesgos laborales que pueden ser evitados, identificando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

Así mismo este Estudio de Seguridad y Salud da cumplimiento a la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales en lo referente a la obligación del empresario titular de un centro de trabajo de informar y dar instrucciones adecuadas, en relación con los riesgos existentes en el centro de trabajo y las medidas de protección y prevención correspondientes.

En base a este estudio Básico de Seguridad, el Contratista elaborará su Plan de Seguridad y Salud, en el que tendrá en cuenta las circunstancias particulares de los trabajos objeto del contrato.

3.17. CAMPO DE APLICACIÓN.

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud es de aplicación en las obras de construcción de Instalaciones Generadoras de Baja Tensión así como las Líneas Aéreas y/o Subterráneas de alimentación.

3.18. NORMATIVA APLICABLE.

La relación de normativa que a continuación se presenta no pretende ser exhaustiva, se trata únicamente de recoger la normativa legal vigente en el momento de la edición de este documento, que sea de aplicación y del mayor interés para la realización de los trabajos objeto del contrato al que se adjunta este Estudio Básico de Seguridad y Salud.

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Resolución de 21 de septiembre de 2017, de la Dirección General de Empleo, por la que se registra y publica el Convenio colectivo general del sector de la construcción.
- Real Decreto 39/1995, de 17 de enero. Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 485/1997 en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997 relativo a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbar, para los trabajadores.
- Real Decreto 773/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de protección personal.
- Real Decreto 1215/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de octubre. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Ordenanza de Seguridad e Higiene en el trabajo año 1971, capítulo VI.
- Cualquier otra disposición sobre la materia actualmente en vigor o que se promulgue durante la vigencia de este documento.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el código técnico de la edificación.

3.19. DESARROLLO DEL ESTUDIO.

3.19.1. Aspectos generales.

El Contratista acreditará ante la Dirección Facultativa de la obra, la adecuada formación y adiestramiento de todo el personal de la obra en materia de Prevención y Primeros Auxilios.

Así mismo, la Dirección Facultativa, comprobará que existe un plan de emergencia para atención del personal en caso de accidente y que han sido contratados los servicios asistenciales adecuados. La dirección y teléfonos de estos servicios deberá ser colocada en forma visible en lugares estratégicos de la obra. Antes de comenzar la jornada, los mandos procederán a planificar los trabajos de acuerdo con el plan establecido, informando a todos los operarios claramente las maniobras a realizar, los posibles riesgos existentes y las medidas preventivas y de protección a tener en cuenta. Deben cerciorarse de que todo lo han entendido.

3.19.2. Identificación de los riesgos.

En función de las obras a realizar y de las fases de trabajos de cada una de ellas, se incorporan en los Anexos los riesgos más comunes, sin que su relación sea exhaustiva.

En el Anexo 1 se contemplan los riesgos en las fases de pruebas y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, como etapa común para toda obra nueva.

En los Anexos 2, 3 Y 4 se identifican los riesgos específicos para las obras siguientes:

- Líneas aéreas.
- Líneas subterráneas.

3.19.3. Medidas de prevención necesarias para evitar riesgos.

En los Anexos se incluyen, junto con las medidas de protección, las acciones tendentes a evitar o disminuir los riesgos en los trabajos, además de las que con carácter general se recogen a continuación:

- Protecciones y medidas preventivas colectivas, según normativa vigente relativa a equipos y medios de seguridad colectiva.
- Prohibir la permanencia de personal en la proximidad de las máquinas en movimiento.
- Prohibir la entrada a la obra a todo el personal ajeno.
- Establecer zonas de paso y acceso a la obra.
- Balizar, señalizar y vallar el perímetro de la obra, así como puntos singulares en el interior de la misma.
- Establecer un mantenimiento correcto de la maquinaria.
- Controlar que la carga de los camiones no sobrepase los límites establecidos y reglamentarios.
- Utilizar andamios y plataformas de trabajo adecuados.
- Evitar pasar o trabajar debajo de la vertical de otros trabajos.

3.19.4. Protecciones.

Las protecciones a utilizar son:

- Ropa de trabajo, adecuada a la tarea a realizar por los trabajadores del contratista.
- Equipos de protección. Se relacionan a continuación los equipos de protección individual y colectiva de uso más frecuente en los trabajos que desarrollan para Iberdrola. El Contratista deberá seleccionar aquellos que sean necesarios según el tipo de trabajo.
- Equipos de protección individual (EPI), de acuerdo con las normas UNE:
 - Calzado de seguridad.
 - Casco de seguridad.

- Guantes aislantes de electricidad de baja tensión y de alta tensión.
- Guantes de protección mecánica o Pantalla contra proyecciones
- Gafas de seguridad.
- Cinturón de seguridad.
- Discriminador de baja tensión, protecciones colectivas.
- Señalización: cintas, banderolas, etc.
- Cualquier tipo de protección colectiva que se pueda requerir en el trabajo a realizar.
- Equipos de primeros auxilios.
- Botiquín con los medios necesarios para realizar curas de urgencia en caso de accidente. Ubicado en el vestuario u oficina, a cargo de una persona capacitada designada por la Empresa Contratista.
- Equipo de protección contra incendios: extintores de polvo seco clase A, B, C.

3.19.5. Características generales de la obra.

En este punto se analizan con carácter general, independientemente del tipo de obra, las diferentes servidumbres o servicios que se pueden tener perfectamente definidas y solucionadas antes del comienzo de las obras.

3.19.5.1. Descripción de la Obra y Situación.

La situación de la obra a realizar y el tipo de la misma se recogen en el ANEXO 5. Se deberán tener en cuenta las dificultades que pudieran existir en los accesos, estableciendo los medios de transporte y traslado más adecuado a la orografía del terreno.

3.19.5.2. Suministro de Energía Eléctrica.

El suministro de energía eléctrica provisional de obra será facilitado por la Empresa constructora, proporcionando los puntos de enganche necesarios.

3.19.5.3. Suministro de Agua Potable.

El suministro de agua potable será a través de las conducciones habituales de suministro en la región, zona, etc., en el caso de que esto no sea posible dispondrán de los medios necesarios (cisternas, etc.) que garantice su existencia regular desde el comienzo de la obra.

3.19.5.4. Servicios Higiénicos.

Dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Si fuera posible, las aguas fecales se conectarán a la red de alcantarillado, en caso contrario, se dispondrá de medios que faciliten su evacuación o traslado a lugares específicos destinados para ello, de modo que no se agregue al medio ambiente

3.19.5.5. Previsiones e Informaciones útiles para Trabajos Posteriores.

Entre otras se deberá disponer de:

- Instrucciones de operación normal y de emergencia.
- Señalización clara de mandos de operación y emergencia.
- Dispositivos de protección personal y colectiva para trabajos posteriores de mantenimiento.
- Equipos de rescate y auxilio para casos necesarios.

3.19.5.6. Medidas Específicas Relativas a Trabajos que Implican Riesgos Especiales para la Seguridad y Salud de los Trabajadores.

En el ANEXO 1 se recogen las medidas específicas para las etapas de pruebas y puesta en servicio de la instalación, en las que el riesgo eléctrico puede estar presente.

3.20. ANEXO 1.

Pruebas y puesta en servicio de las instalaciones.

Se indican con carácter general los posibles riesgos existentes en la puesta en servicio de las instalaciones y las medidas preventivas y de protección a adoptar para eliminarlos o minimizarlos.

ACTIVIDADES	RIESGO	ACCIÓN PREVENTIVA Y PROTECCIONES
Pruebas y puesta en servicio	Golpes	Mantenimiento equipos y utilización de EPI's
-	Heridas	Utilización de EPI's
-	Caídas de Objetos	Adecuación de Cargas
-	Atrapamiento	Control de Maniobras: Vigilancia Continuada
-	Contactos Eléctricos Directos e Indirectos:	Utilización de EPI's
-	-	Seguir los procedimientos de descarga de instalaciones eléctricas:
-	-	Aplicar las 5 reglas de Oro. Apantallar en caso de proximidad los elementos en tensión. Informar por parte del Jefe de Trabajo a todo el personal, la situación en la que se encuentra la zona de trabajo y donde se encuentran los puntos de tensión más cercanos.

3.21. ANEXO 2.

Líneas aéreas.

Riesgos y medios de protección para evitarlos o minimizarlos.

ACTIVIDADES	RIESGO	ACCIÓN PREVENTIVA Y PROTECCIONES	
Acopio, carga y descargas	Golpes	Mantenimiento de equipos	
	Heridas	Utilización de EPI's	
	Caídas de objetos	Adecuación de las cargas	
	Atrapamiento	Control de maniobras Vigilancia continuada	
Excavaciones y hormigonado	Caídas al mismo nivel	Orden y limpieza	
	Caídas desde altura	Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa	
	Desprendimientos	Entubamiento	
	Golpes y heridas	Utilización de EPI's	
	Oculares, cuerpos extraños	Utilización de EPI's	
	Riesgos a terceros	Vallado de seguridad Protección de los huecos	
	Sobreesfuerzos	Utilizar fajas de protección lumbar	
	Atrapamientos	Control de maniobras y vigilancia continuada	
	Montaje, izado y armado	Caídas desde la altura	Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa
		Desprendimientos	Entubamiento
Golpes y heridas		Utilización de EPI's	
Oculares, cuerpos extraños		Utilización de EPI's	
Riesgos a terceros		Vallado de seguridad Protección de los huecos	
Sobreesfuerzos		Utilizar fajas de protección lumbar	
Cruzamientos	Caídas al mismo nivel	Orden y limpieza	
	Caídas desde altura	Utilización de equipos de protección individual y	

	Desprendimientos	Entubamiento
	Golpes y heridas	Utilización de EPI's
	Oculares, cuerpos extraños	Utilización de EPI's
	Riesgos a terceros	Vallado de seguridad Protección de los huecos
	Sobreesfuerzos	Utilizar fajas de protección lumbar
Tendido de conductores	Vuelco de maquinaria	Acondicionamiento de la zona de ubicación, anclaje correcto
	Caídas desde altura	Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa
	Riesgo eléctrico	Puesta a tierra de los conductores y señalización de ella
	Golpes y heridas	Utilización de EPI's
	Atrapamientos	Control de maniobras y vigilancia continuada
	Sobreesfuerzos	Utilizar fajas de protección lumbar
Tensado y grapado	Caídas desde altura	Utilización de equipos de protección individual y
	Riesgo eléctrico	Puesta a tierra de los conductores y señalización de ella
	Golpes y heridas	Utilización de EPI's
	Atrapamientos	Control de maniobras y vigilancia continuada
	Sobreesfuerzos	Utilizar fajas de protección lumbar
Pruebas y puesta en servicio	Ver anexo 1	

3.22. ANEXO 3.

Líneas subterráneas.

Riesgos y medios de protección para evitarlos o minimizarlos.

ACTIVIDADES	RIESGO	ACCIÓN PREVENTIVA Y PROTECCIONES
Acopio, carga y descargas	Golpes	Mantenimiento de equipos
	Heridas	Utilización de EPI's
	Caídas de objetos	Adecuación de las cargas
	Atrapamiento	Control de maniobras Vigilancia continuada

Excavaciones y hormigonado	Caídas al mismo nivel	Orden y limpieza
	Caídas desde altura	Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa
	Desprendimientos	Entubamiento
	Golpes y heridas	Utilización de EPI's
	Oculares, cuerpos extraños	Gafas de seguridad.
	Riesgos a terceros	Vallado de seguridad Protección de los huecos
	Sobreesfuerzos	Utilizar fajas de protección lumbar
	Atrapamientos	Control de maniobras y vigilancia continuada
Montaje, izado y armado	Caídas desde la altura	Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa
	Desprendimientos	Entubamiento
	Golpes y heridas	Utilización de EPI's
	Oculares, cuerpos extraños	Utilización de EPI's
	Riesgos a terceros	Vallado de seguridad Protección de los huecos
	Sobreesfuerzos	Utilizar fajas de protección lumbar
Cruzamientos	Caídas al mismo nivel	Orden y limpieza
	Caídas desde altura	Utilización de equipos de protección individual y
	Desprendimientos	Entubamiento
	Golpes y heridas	Utilización de EPI's
	Oculares, cuerpos extraños	Utilización de EPI's
	Riesgos a terceros	Vallado de seguridad Protección de los huecos
	Sobreesfuerzos	Utilizar fajas de protección lumbar
Tensado y grapado	Caídas desde altura	Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa
	Riesgo eléctrico	Puesta a tierra de los conductores y señalización de ella
	Golpes y heridas	Utilización de EPI's
	Atrapamientos	Control de maniobras y vigilancia continuada
	Sobreesfuerzos	Utilizar fajas de protección lumbar
Pruebas y puesta en servicio	Ver anexo 1	



PRESUPUESTO

4. PRESUPUESTO.

Una vez que se han establecido y seleccionado todos los elementos que conformarán la instalación, se procede a llevar a cabo una evaluación del costo de adquisición de dichos componentes, así como del gasto asociado al proceso de tramitación e instalación del sistema fotovoltaico.

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
Módulo solar fotovoltaico (144 ½ Mono PERC 7") 540 W - ATERSA	60	189,88 €	11.392,80 €
Inversor trifásico 30 kW- SUN2000-30/36/40KTL-M3	1	3.126,64 €	3.126,64 €
Estructura metálica - Soporte - Coplanar FALCAT	15	91,96 €	1.379,40 €
Fijación L Feet Hook Falcat	480	1,69 €	811,20 €
Cable RV K - Sección 4 mm ²	101 m	2,16 €	218,16 €
Cable RZ1 - K (AS) - Sección 16 mm ²	6 m	10,74 €	64,44 €
Portafusible	4	6,25 €	25,00 €
Fusibles de cartucho NFC, Tesys GS, cilíndrico 10 mm x 38 mm - 25A - Schneider	4	27,48 €	109,92 €
Magnetotérmico IC60H 4P 63A CURVA-C	2	183,90 €	367,80 €
Interruptor diferencial IID 4P 63A 30mA	1	1.218,04 €	1.218,04 €
Caja de conexión	6	13,99 €	83,94 €
Elementos varios necesarias la instalación	1	400,00 €	400,00 €
Presupuesto seguridad y salud	1	350,00 €	350,00 €
Mano de obra	100	33,00 €	3.300,00 €
Proyecto y legalización	1	1.500,00 €	1.500,00 €
			24.347,34 €

Tabla 28: Hoja de cálculo del presupuesto.

5. SUBVENCIONES.

En este apartado se gestionarán las diversas ayudas que existen en la Comunidad Valenciana, en concreto las ayudas del IVACE (Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial), las cuales son ayudas incentivadoras, es decir, se tienen que solicitar antes de iniciar con los trámites de la instalación, y las cuales se pueden consultar en el siguiente enlace:

<https://www.ivace.es/index.php/es/ayudas/ayudas-vigentes>

La ayuda que es interesante y que podría ser aplicable a la instalación, es la que está dirigida a empresas y se denomina “Ayudas al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, y a la implantación de sistemas térmicos renovables”.

Podrán acogerse a estas ayudas, conforme a lo previsto en el mismo para cada programa de incentivos previsto por el artículo 3, cualesquiera de las personas y entidades que se enumeran a continuación.

- Para los programas de incentivos 1, 2 y 3, se considerarán como entidades beneficiarias de las ayudas:
 - a) Personas jurídicas, personas físicas, y agrupaciones de las figuras anteriores, con o sin personalidad jurídica, que realicen una actividad económica por la que ofrezcan bienes o servicios en el mercado, incluyendo, entre otros:
 1. Los gestores de polígonos industriales, de naturaleza pública o privada.
 2. Las empresas explotadoras, arrendatarias o concesionarias de actuaciones en el ámbito de la energía.
 3. Las empresas de servicios energéticos (ESEs), o proveedores de servicios energéticos definidas en el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.
 - b) Las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía.
- Para el programa de incentivos 5, se considerarán como entidades beneficiarias de las ayudas:
 - a) Personas físicas que no realicen ninguna actividad económica por la que ofrezcan bienes y/o servicios en el mercado.
 - b) Las entidades locales y el sector público institucional.

- c) Las personas jurídicas que no realicen ninguna actividad económica, por la que ofrezcan bienes y/o servicios en el mercado, incluyendo las entidades u organizaciones del tercer sector.
 - d) Las personas físicas que realicen alguna actividad económica.
 - e) Comunidades de propietarios
 - f) Las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía
- Para el programa de incentivos 6, se considerarán como entidades beneficiarias de las ayudas:
- a) Personas físicas que no realicen ninguna actividad económica por la que ofrezcan bienes y/o servicios en el mercado.
 - b) Entidades u organizaciones públicas o privadas
 - c) Las personas físicas que realicen alguna actividad económica
 - d) Comunidades de propietarios
 - e) Las entidades locales y del sector público institucional

Serán actuaciones subvencionables las relacionadas a continuación:

Programa de incentivos 1: Realización de instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable en el sector servicios, con o sin almacenamiento.

Programa de incentivos 2: Realización de instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable en otros sectores productivos de la economía, con o sin almacenamiento.

Programa de incentivos 3: Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable, ya existentes en el sector servicios y otros sectores productivos.

Programa de incentivos 5: Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, ya existentes en el sector residencial, las administraciones y el tercer sector.

Programa de incentivos 6: Realización de instalaciones de energías renovables térmicas en el sector residencial.

Por una parte, la ISF en objeto se clasifica en el programa de incentivos 2, que a los efectos de este real decreto, se entiende por instalaciones de autoconsumo las establecidas en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

La subvención máxima a percibir se corresponderá con los 5 primeros MW de potencia de la instalación. Se permite la instalación de potencias superiores a este límite, pero en ningún caso podrán percibir ayuda por la potencia que supere los 5 MW indicados.

Para los programas de incentivos 1, 2 y 3, las ayudas se calcularán como un porcentaje sobre el total de costes subvencionables y se calculan del siguiente modo:

- Programas de incentivos 1, 2 y 3: Definición de costes subvencionables y cálculo de la ayuda.

Con la fórmula de a continuación, se realiza el cálculo de la ayuda en autoconsumo renovable. El coste subvencionable unitario de la instalación de generación, C_{su} , empleado para determinar el coste subvencionable para cada solicitud, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$C_{su} = C_{eu} - C_{uf}$$

Siendo:

C_{eu} : Coste elegible unitario de la instalación de generación, en €/kW.

C_{uf} : Coste unitario de la instalación de referencia en €/kW.

En la tabla 28, se presentan los costes unitarios de la instalación de referencia para cada actuación y el coste subvencionable unitario máximo que puede alcanzar el coste subvencionable unitario de la instalación de generación. A este coste subvencionable unitario se le podrá adicionar el correspondiente «Coste subvencionable adicional unitario», C_{sau} , cuando sea de aplicación, pero no es el caso, ya que, no habrá actuaciones de eliminación del amianto en cubiertas para proyectos de solar fotovoltaica o instalación de marquesinas para proyectos de solar fotovoltaica.

Los valores de costes unitarios de instalación de referencia, en su caso, costes subvencionables unitarios máximos e intensidades de ayuda o módulos aplicar en cada uno de los programas son los siguientes:

Actuaciones	Coste unitario de la instalación de referencia (C_{uf}) (€/kW)	Coste subvencionable unitario máximo (€/kW)	% ayuda gran empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda mediana empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda pequeña empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	120	460	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo Potencia (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	–	749	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	–	910	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10kWp).	–	1.188	15 %	25 %	45 %
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	258	1.070	20 %	30 %	40 %
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	129	3.072	30 %	40 %	50 %
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	86	4.723	30 %	40 %	50 %

Tabla 29: Valores de costes unitarios de instalación de referencia.

La ISF al tener una potencia de 32,4 kWp entra en el tercer rango como se señala a continuación:

Actuaciones	Coste unitario de la instalación de referencia (Cuf) (€/kW)	Coste subvencionable unitario máximo (€/kW)	% ayuda gran empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda mediana empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)	% ayuda pequeña empresa Ayuda (aplicable sobre coste subvencionable)
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	120	460	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo Potencia (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	-	749	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	-	910	15 %	25 %	35 %
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10kWp).	-	1.188	15 %	25 %	45 %
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	258	1.070	20 %	30 %	40 %
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	129	3.072	30 %	40 %	50 %
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	86	4.723	30 %	40 %	50 %

Tabla 30: Valores de costes unitarios de instalación de referencia correspondiente a la ISF.

Como se puede observar en la tabla 30, el parámetro Cuf no viene señalado para el rango de (10 kWp < P ≤ 100 kWp), por lo tanto, se procede a calcular el coste subvencionable unitario máximo (€/kW), que sería multiplicar los 30 kW por los 910€/kW dando un resultado de 27.300€ de subvención máximo.

Sin embargo, los costes totales de la instalación no superaran dicho importe, por lo tanto, se aplicará el porcentaje correspondiente al coste subvencionable unitario máximo. Es decir, a los 910€/kW se deberá aplicar el porcentaje de ayuda según el tipo de empresa (pequeña, mediana o grande), que como se ha visto en apartado anteriores, se trata de una pequeña empresa, por lo tanto se debe aplicar un 35%, dando como resultado 318,5€/kW de subvención.

El coste subvencionable en € serían: $910 \cdot \frac{35}{100} = 318,5 \text{ €/kW}$; $318,5 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot 30 \text{ kW} = 9555\text{€}$

Si se concediesen la ayuda mencionada, el coste de la instalación sería de 14.732,50€.

6. ESTUDIO ECONÓMICO DEL TÉRMINO DE ENERGÍA.

En este apartado se realizará un estudio económico considerando el término de la energía, es decir, analizando el coste del término de la energía antes de la implementación de la instalación fotovoltaica y después de su instalación considerando la compensación de excedentes de ambas instalaciones.

La tarifa contratada de ambas instalaciones es la 3.0TD, la cual tiene 6 periodos en potencia y 6 periodos en energía. En los siguientes relojes se muestran los periodos horarios a aplicar en función del Tipo de día.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Ilustración 37: Periodos horarios.

A continuación, se pueden observar los consumos medios horarios de un día de julio, donde el almacén, sin la implementación de los módulos fotovoltaicos, tiene un coste medio de 30,48€/h. En cambio, al implementar los módulos fotovoltaicos el coste de la energía disminuye hasta los 11,12€/h, igualmente sucede con el consumo del hotel pasando de un coste de 58,34€/h a 31,30€/h. Ambas instalaciones en las horas de mayor producción tienen energía excedentaria, por lo tanto, se produce un vertido a red.

Al final del periodo de facturación, un mes, la comercializadora realizará la compensación entre el coste de la energía comprada de la red y el valor de la energía excedentaria inyectada a la red, de manera que en la factura se descontará el valor de esos excedentes.

Este valor económico de esa energía excedentaria nunca podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, es decir, el resultado nunca será negativo.

Esta energía excedentaria será recompensada a un precio fijo de 0,1072 €/kWh que es la acordada con la comercializadora, obteniendo así un precio medio para un día cualquiera de julio de 2,94€/h, como se puede ver a continuación:

CONSUMO (wh)			GENERACIÓN (Wh) JULIO	TÉRMINO ENERGÍA SIN FV		TÉRMINO ENERGÍA CON FV		COMPENSACIÓN	
HORA	ALMACÉN	HOTEL ENTRE SEMANA		ALMACÉN	HOTEL	ALMACÉN	HOTEL	ALMACÉN	HOTEL
0:00	2860,87	5914,29	0,00	770,82	1593,53	770,82	1593,53	0,00	0,00
1:00	2626,09	5047,62	0,00	707,56	1360,02	707,56	1360,02	0,00	0,00
2:00	2534,78	3876,19	0,00	682,96	1044,39	682,96	1044,39	0,00	0,00
3:00	2382,61	3657,14	0,00	641,96	985,37	641,96	985,37	0,00	0,00
4:00	2295,65	3552,38	0,00	618,53	957,14	618,53	957,14	0,00	0,00
5:00	2652,17	4076,19	0,00	714,59	1098,28	714,59	1098,28	0,00	0,00
6:00	3721,74	6085,71	359,58	1002,77	1639,72	905,89	1639,72	0,00	0,00
7:00	5534,78	7285,71	5909,40	1491,28	1963,04	0,00	1862,10	0,00	0,00
8:00	5830,43	8971,43	11796,22	1884,68	2900,01	0,00	971,57	0,00	0,00
9:00	5600,00	11514,29	16833,95	1887,38	3880,68	0,00	94,48	0,00	0,00
10:00	5426,09	8476,19	20616,09	1828,76	2856,75	0,00	0,00	359,86	359,86
11:00	5239,13	7790,48	23147,24	1765,75	2625,64	0,00	0,00	542,31	542,31
12:00	5026,09	9600,00	24424,56	1693,95	3235,51	0,00	0,00	525,20	525,20
13:00	4739,13	10752,38	23801,03	1597,24	3623,90	0,00	0,00	445,39	445,39
14:00	4221,74	10161,52	21896,57	1364,67	3284,70	0,00	0,00	402,71	402,71
15:00	3395,65	7257,14	18593,31	1097,64	2345,86	0,00	0,00	425,61	425,61
16:00	3295,65	6266,67	13960,44	1065,32	2025,69	0,00	0,00	235,74	235,74
17:00	4969,57	6285,71	8757,54	1606,41	2031,85	0,00	807,39	0,00	0,00
18:00	5382,61	8561,90	3682,19	1814,11	2885,64	573,10	2885,64	0,00	0,00
19:00	4500,00	10828,57	2025,51	1516,64	3649,58	833,98	3649,58	0,00	0,00
20:00	3869,57	12057,14	165,66	1304,17	4063,64	1248,33	4063,64	0,00	0,00
21:00	3852,17	11371,43	0,00	1298,31	3832,54	1298,31	3832,54	0,00	0,00
22:00	3465,22	7295,24	0,00	1120,13	2358,18	1120,13	2358,18	0,00	0,00
23:00	3113,04	6485,71	0,00	1006,29	2096,50	1006,29	2096,50	0,00	0,00
				30,48	58,34	11,12	31,30	2,94	2,94
				€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh

Tabla 31: Panorámica del consumo medio del mes de julio.

A este estudio se le sumará el consumo del fin de semana del hotel, quedando del siguiente modo:

HORA	CONSUMO HOTEL FIN DE SEMANA	GENERACIÓN (wh) JULIO	VERTIDO A RED	COEF. REPARTO	TÉRMINO ENERGÍA SIN FV	TÉRMINO ENERGÍA CON FV	COMPENSACIÓN
0:00	3920,00	0,00	0,00	0,00	1056,19	1056,19	0,00
1:00	3340,00	0,00	0,00	0,00	899,92	899,92	0,00
2:00	2480,00	0,00	0,00	0,00	668,20	668,20	0,00
3:00	2480,00	0,00	0,00	0,00	668,20	668,20	0,00
4:00	2380,00	0,00	0,00	0,00	641,26	641,26	0,00
5:00	2700,00	0,00	0,00	0,00	727,48	727,48	0,00
6:00	3600,00	359,58	0,00	1,00	969,97	873,09	0,00
7:00	5080,00	5909,40	829,40	1,00	1368,74	0,00	88,91
8:00	6000,00	11796,22	5796,22	1,00	1616,62	0,00	621,35
9:00	7740,00	16833,95	9093,95	1,00	2085,44	0,00	974,87
10:00	5720,00	20616,09	14896,09	1,00	1541,18	0,00	1596,86
11:00	5140,00	23147,24	18007,24	1,00	1384,91	0,00	1930,38
12:00	6400,00	24424,56	18024,56	1,00	1724,40	0,00	1932,23
13:00	7120,00	23801,03	16681,03	1,00	1918,39	0,00	1788,21
14:00	7040,00	21896,57	14856,57	1,00	1896,84	0,00	1592,62
15:00	4900,00	18593,31	13693,31	1,00	1320,24	0,00	1467,92
16:00	4040,00	13960,44	9920,44	1,00	1088,53	0,00	1063,47
17:00	3860,00	8757,54	4897,54	1,00	1040,03	0,00	525,02
18:00	5920,00	3682,19	0,00	1,00	1595,07	602,95	0,00
19:00	7020,00	2025,51	0,00	1,00	1891,45	1345,70	0,00
20:00	7980,00	165,66	0,00	1,00	2150,11	2105,47	0,00
21:00	7480,00	0,00	0,00	0,00	2015,39	2015,39	0,00
22:00	4860,00	0,00	0,00	0,00	1309,46	1309,46	0,00
23:00	4220,00	0,00	0,00	0,00	1137,02	1137,02	0,00
					32,72 €/kWh	14,05 €/kWh	13,58 €/kWh

Tabla 32: Consumo medio del hotel en fin de semana en el mes de julio.

Es decir, teniendo un coste medio de 32,72€/h sin la ISF y 14,05€/h con la instalación solar fotovoltaica, los excedentes energéticos que se viertan a la red también serán recompensados con a un precio fijo de 0,1072 €/kWh. Al final del mes, el coste asociado al término de energía del hotel se calculará como la suma del consumo durante la semana más el consumo del fin de semana, restando de la factura la compensación por los excedente como se puede ver seguidamente.

En el caso del almacén, el coste asociado al término de energía del hotel se calculará como la suma del consumo de red durante la semana, restándole la compensación de los excedentes en la factura.

Coste almacén sin FV	Coste almacén con FV	Coste hotel sin FV	Coste hotel con FV
701,08 €	188,27 €	1.552,25 €	600,31 €

Tal como se ha observado previamente, durante el mes de julio se podría lograr un ahorro del 38,67% para el hotel y un ahorro de 26,85% para el almacén.

Si se consideran todos los meses del año los costes de ambas instalaciones sin la ISF son los siguientes:

COSTE SIN FV		
MES	ALMACÉN	HOTEL
ENERO	938,71 €	294,58 €
FEBRERO	959,64 €	544,35 €
MARZO	999,72 €	639,73 €
ABRIL	844,55 €	619,59 €
MAYO	765,56 €	1.046,10 €
JUNIO	528,50 €	1.274,28 €
JULIO	701,08 €	1.552,25 €
AGOSTO	513,29 €	1.402,35 €
SEPTIEMBRE	522,37 €	1.330,86 €
OCTUBRE	676,89 €	1.327,05 €
NOVIEMBRE	782,19 €	866,42 €
DICIEMBRE	839,68 €	78,69 €
TOTAL	9.072,17 €	10.976,26 €

Tabla 32: Coste medio anual del término energético sin FV.

Si se consideran todos los meses del año los costes de ambas instalaciones con la ISF serían los siguientes:

COSTE CON FV		
MES	ALMACÉN	HOTEL
ENERO	396,30 €	99,54 €
FEBRERO	408,45 €	238,80 €
MARZO	347,22 €	289,79 €
ABRIL	224,59 €	231,49 €
MAYO	194,27 €	403,34 €
JUNIO	138,46 €	447,36 €
JULIO	188,27 €	600,31 €
AGOSTO	134,25 €	573,54 €
SEPTIEMBRE	196,27 €	614,39 €
OCTUBRE	283,14 €	742,07 €
NOVIEMBRE	368,11 €	509,12 €
DICIEMBRE	374,41 €	1,70 €
TOTAL	3.253,75 €	4.751,46 €

Tabla 33: Coste medio anual del término energético con FV.

Viendo que el término de energía anual del hotel y del almacén, disminuirían un 43,29% y un 35,87% respectivamente.

7. ESTUDIO ECONÓMICO.

Este apartado se enfocará en llevar a cabo un análisis de viabilidad de la instalación. Para lograrlo, resulta esencial contar con el respaldo del presupuesto que ha sido elaborado previamente. Se llevará a cabo un estudio de la rentabilidad y la amortización de la instalación utilizando los métodos del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).

7.1. Valor Actual Neto (VAN).

El VAN es el acrónimo del Valor Actual Neto, también conocido como Valor Presente Neto (VPN). Es uno de los indicadores financieros para valorar y determinar la viabilidad y la rentabilidad de un proyecto de inversión, más conocidos y utilizados. Se determina mediante la actualización de los flujos de gastos e ingresos futuros del proyecto, menos la inversión inicial. Si el resultado de esta operación es positivo, es decir, si refleja ganancia se puede decir que el proyecto es viable.

De esta manera la empresa está en posición de evaluar desde el inicio y con proyección a futuro la viabilidad de su proyecto y los resultados de su inversión. El VAN permite conocer la posible rentabilidad a través de una fórmula matemática. En esta fórmula se utilizan los valores de los flujos de caja (ingresos y egresos de efectivo) actualizados a la fecha presente, descontándolos a una tasa de interés determinada. Y con sus resultados expresados en términos de unidades de valor monetario, que se puede ver a continuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

- I_0 : es la inversión inicial.
- F_t : es la rentabilidad anual.
- k : es el tipo de interés.
- t : es el número de años.

Esta operación generará tres posibles resultados que servirán para determinar la viabilidad del proyecto en cuestión:

- $VAN = 0$. Sí el resultado es igual a cero, se determina que el proyecto no dará ganancias ni pérdidas, es decir, es indiferente.
- $VAN > 0$. Cuando el valor obtenido es mayor a cero se asume que el proyecto será rentable.
- $VAN < 0$. Si el valor obtenido es menor a cero se considera el proyecto no viable.

- Ventajas del VAN.

El VAN es una herramienta que resulta sumamente beneficiosa a la hora de evaluar posibles proyectos de inversión. Es fácil de calcular y permite actualizar todos los datos de ingresos y egresos futuros al presente, con la ventaja de tomar en cuenta el vencimiento de los diferentes flujos de caja. Esto facilita en gran medida su comparación independientemente del tiempo. El VAN posibilita realizar útiles predicciones sobre el comportamiento de los proyectos de inversión y su rentabilidad para la empresa.

- Desventajas del VAN.

Tiene algunos inconvenientes como la dificultad de especificar una tasa de descuento, la hipótesis de reinversión de los flujos netos de caja (se supone implícitamente que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos inmediatamente a una tasa que coincide con el tipo de descuento, y que los flujos netos de caja negativos son financiados con unos recursos cuyo coste también es el tipo de descuento).

Para ello, se ha aplicado este método a la presente inversión, y mediante una hoja de cálculo se ha determinado el resultado anual de la inversión. Se deberá tener en cuenta que a la hora de aplicar este método se ha escogido un tipo de interés de un 2.5 %, ya que este es el interés de riesgo promedio en las inversiones bancarias en la actualidad. Asimismo, se debe considerar la inversión inicial requerida para la instalación, así como un período de 25 años, que corresponde a la garantía proporcionada por el fabricante.

7.2. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).

TIR o Tasa Interna de Retorno es uno de los métodos de evaluación de proyectos de inversión más recomendables. Se utiliza frecuentemente para analizar la viabilidad de un proyecto y determinar la tasa de beneficio o rentabilidad que se puede obtener de dicha inversión. Estrechamente ligado al VAN, el TIR también es definido como el valor de la tasa de descuento que iguala el VAN a cero, para un determinado proyecto de inversión.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) proporciona una medida relativa de la rentabilidad, expresada en porcentaje. El principal desafío está en calcularla, ya que el número de períodos determina el orden de la ecuación a resolver. Para abordar este problema, existen varias aproximaciones disponibles, como el uso de calculadoras financieras o software especializado, como el software "Solarius PV", utilizado para calcular el VAN y TIR de este proyecto.

El criterio de selección será el siguiente donde "k" es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.

- Si $TIR = k$, se podría decir que se estaría en una situación similar a la que ocurriría cuando el VAN se encontraba en cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que se le pide a la inversión.

- Diferencia entre VAN y TIR.

VAN y TIR son dos indicadores de valor muy útiles para determinar qué tan viable es invertir en un nuevo proyecto para la empresa. Sin embargo, presentan diferencias notorias el uno del otro. En principio su mayor diferencia radica en que mientras el VAN calcula la rentabilidad de la inversión y arroja sus resultados en términos de unidades de valor monetario, el TIR realiza el análisis de esa misma rentabilidad, pero expresando sus resultados en términos relativos, en forma de porcentaje.

Otra diferencia importante es que el VAN toma en cuenta el vencimiento de los flujos de caja, dando prioridad a los más próximos para evitar arriesgar la inversión, mientras que la TIR no lo hace. La TIR no considera reinvertir los flujos de caja cada cierto tiempo. El VAN nos permite comparar entre diferentes proyectos para determinar cuál es la mejor inversión. La TIR nos dice a qué tasa y en qué tiempo la empresa recuperará su inversión sin comparar entre proyectos.

Como se ha mencionado anteriormente, se ha empleado una hoja de cálculo del software Solarius PV para facilitar los cálculos. PV, adjuntada a continuación:

Tabla presupuesto										
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Energía (*)										
Energía producida	47.667,32	47.238,32	46.813,17	46.391,86	45.974,31	45.560,52	45.150,51	44.744,15	44.341,47	
Energía exportada	14.613,90	13.856,90	13.140,45	12.470,38	11.823,05	11.211,43	10.622,49	10.049,33	9.513,34	
Energía consumida	33.053,42	33.381,42	33.672,71	33.921,48	34.151,26	34.349,09	34.528,02	34.694,82	34.828,14	
Energía adquirida	35.654,59	36.700,75	37.811,11	38.992,00	40.220,50	41.510,12	42.848,36	44.229,10	45.674,24	
Energía intercambiada	14.613,90	13.856,90	13.140,45	12.470,38	11.823,05	11.211,43	10.622,49	10.049,33	9.513,34	
Consumos (*)										
Consumo total	68.708,01	70.082,17	71.483,82	72.913,48	74.371,76	75.859,20	77.376,39	78.923,92	80.502,37	
Autoconsumo	33.053,42	33.381,42	33.672,71	33.921,48	34.151,26	34.349,09	34.528,02	34.694,82	34.828,14	
Consumo de la red	35.654,59	36.700,75	37.811,11	38.992,00	40.220,50	41.510,12	42.848,36	44.229,10	45.674,24	
Presupuesto anual (**)										
Ingresos totales	14.300,20	14.454,93	14.605,71	14.752,61	14.941,65	15.080,53	15.260,87	15.436,73	15.563,86	
Ingresos por tarifa de incentivo	14.300,20	14.454,93	14.605,71	14.752,61	14.941,65	15.080,53	15.260,87	15.436,73	15.563,86	
Ahorro de factura	10.955,80	11.728,12	12.539,71	13.389,35	14.287,69	15.231,16	16.227,31	17.281,92	18.386,58	
Otros ingresos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Costes de operación	300,00	306,00	312,12	318,36	324,73	331,22	337,85	344,61	351,50	
Costes periódicos	300,00	306,00	312,12	318,36	324,73	331,22	337,85	344,61	351,50	
Ingreso útil	24.956,00	25.877,05	26.833,30	27.823,60	28.904,61	29.980,47	31.150,33	32.374,04	33.598,94	
Flujo de caja	24.956,00	25.877,05	26.833,30	27.823,60	28.904,61	29.980,47	31.150,33	32.374,04	33.598,94	
Flujo de caja	608,66	26.485,71	53.319,01	81.142,61	110.047,22	140.027,69	171.178,02	203.552,06	237.151,00	
VAN	-3.722,55	13.951,83	29.098,53	42.078,44	53.222,42	62.775,12	70.977,98	78.023,51	84.066,57	
TIR	2.50%	66.38%	89.36%	98.57%	102.60%	104.46%	105.35%	105.78%	106.00%	

PROYECTO DE AUTOCONSUMO COLECTIVO, INSTALACIÓN PRÓXIMA A TRAVÉS DE RED ENTRE UN ALMACÉN DE PARAFARMACIA Y UN HOTEL



Tabla presupuesto		Tabla presupuesto							
Año		10	11	12	13	14	15	16	17
Energía (*)		Energía (*)							
	Energía producida	43.942,39	43.546,90	43.154,97	42.766,57	42.381,70	42.000,25	41.622,24	41.247,65
	Energía exportada	8.992,41	8.494,08	8.025,38	7.585,09	7.177,50	6.806,39	6.446,90	6.129,90
	Energía consumida	34.949,98	35.052,82	35.129,59	35.181,48	35.204,21	35.193,86	35.175,33	35.117,75
	Energía adquirida	47.162,44	48.701,86	50.300,16	51.956,90	53.676,93	55.464,90	57.296,60	59.203,61
	Energía intercambiada	8.992,41	8.494,08	8.025,38	7.585,09	7.177,50	6.806,39	6.446,90	6.129,90
Consumos (*)		Consumos (*)							
	Consumo total	82.112,42	83.754,69	85.429,75	87.138,38	88.881,14	90.658,76	92.471,93	94.321,36
	Autoconsumo	34.949,98	35.052,82	35.129,59	35.181,48	35.204,21	35.193,86	35.175,33	35.117,75
	Consumo de la red	47.162,44	48.701,86	50.300,16	51.956,90	53.676,93	55.464,90	57.296,60	59.203,61
Presupuesto anual (**)		Presupuesto anual (**)							
	Ingresos totales	15.775,32	15.938,17	16.096,81	16.251,30	16.444,10	16.632,10	16.815,38	16.994,03
	Ingresos por tarifa de incentivo	15.775,32	15.938,17	16.096,81	16.251,30	16.444,10	16.632,10	16.815,38	16.994,03
	Ahorro de factura	19.554,94	20.785,80	22.077,30	23.432,10	24.849,11	26.326,71	27.885,49	29.503,08
	Otros ingresos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Costes de operación	358,53	365,70	373,01	380,47	388,08	395,84	403,76	411,84
	Costes periódicos	358,53	365,70	373,01	380,47	388,08	395,84	403,76	411,84
	Ingreso útil	34.971,73	36.358,27	37.801,10	39.302,93	40.905,13	42.562,97	44.297,11	46.085,27
	Flujo de caja	34.971,73	36.358,27	37.801,10	39.302,93	40.905,13	42.562,97	44.297,11	46.085,27
	Flujo de caja	272.122,73	308.481,00	346.282,10	385.585,03	426.490,16	469.053,13	513.350,24	559.435,51
	VAN	89.264,90	93.731,37	97.569,15	100.866,88	103.703,37	106.142,60	108.240,62	110.044,51
	TIR	106.10%	106.16%	106.18%	106.20%	106.21%	106.21%	106.21%	106.21%

Tabla presupuesto		Tabla presupuesto							
Año		18	19	20	21	22	23	24	25
Energía (*)		Energía (*)							
	Energía producida	40.876,43	40.508,52	40.143,96	39.782,67	39.424,62	39.069,81	38.718,16	38.369,72
	Energía exportada	5.828,72	5.556,42	5.301,77	5.065,97	4.845,72	4.632,57	4.425,62	4.235,38
	Energía consumida	35.047,71	34.952,10	34.842,20	34.716,70	34.578,90	34.437,24	34.292,54	34.134,33
	Energía adquirida	61.160,09	63.179,85	65.252,40	67.379,77	69.559,54	71.783,96	74.053,05	76.378,17
	Energía intercambiada	5.828,72	5.556,42	5.301,77	5.065,97	4.845,72	4.632,57	4.425,62	4.235,38
Consumos (*)		Consumos (*)							
	Consumo total	96.207,80	98.131,95	100.094,60	102.096,48	104.138,44	106.221,19	108.345,59	110.512,51
	Autoconsumo	35.047,71	34.952,10	34.842,20	34.716,70	34.578,90	34.437,24	34.292,54	34.134,33
	Consumo de la red	61.160,09	63.179,85	65.252,40	67.379,77	69.559,54	71.783,96	74.053,05	76.378,17
Presupuesto anual (**)		Presupuesto anual (**)							
	Ingresos totales	17.168,10	17.337,64	17.542,91	17.743,07	17.938,20	18.128,39	18.313,69	18.532,57
	Ingresos por tarifa de incentivo	17.168,10	17.337,64	17.542,91	17.743,07	17.938,20	18.128,39	18.313,69	18.532,57
	Ahorro de factura	31.203,03	32.976,40	34.835,53	36.782,02	38.822,71	40.971,44	43.234,31	45.602,67
	Otros ingresos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Costes de operación	420,07	428,47	437,04	445,78	454,70	463,79	473,07	482,53
	Costes periódicos	420,07	428,47	437,04	445,78	454,70	463,79	473,07	482,53
	Ingreso útil	47.951,06	49.885,57	51.941,40	54.079,31	56.306,21	58.636,04	61.074,93	63.652,71
	Flujo de caja	47.951,06	49.885,57	51.941,40	54.079,31	56.306,21	58.636,04	61.074,93	63.652,71
	Flujo de caja	607.386,57	657.272,14	709.213,54	763.292,85	819.599,06	878.235,10	939.310,03	1.002.962,74
	VAN	111.595,69	112.929,37	114.077,01	115.064,52	115.914,24	116.645,55	117.275,08	117.817,30
	TIR	106.21%	106.21%	106.21%	106.21%	106.21%	106.21%	106.21%	106.21%

(*) La energía y los consumos están expresos en kWh.

(**) Los importes del presupuesto anual están expresados en €.

Como se puede ver en las tablas anteriores, a partir del año 2 aparece un VAN positivo, esto implica que desde el año 2 hasta el año 25, la instalación empezará a ser viable.

El valor actual neto o el valor actual neto de los flujos de efectivo de series temporales, tanto entrantes como salientes y considerando una expectativa de vida de 25 años, es igual a 117.817,30€.

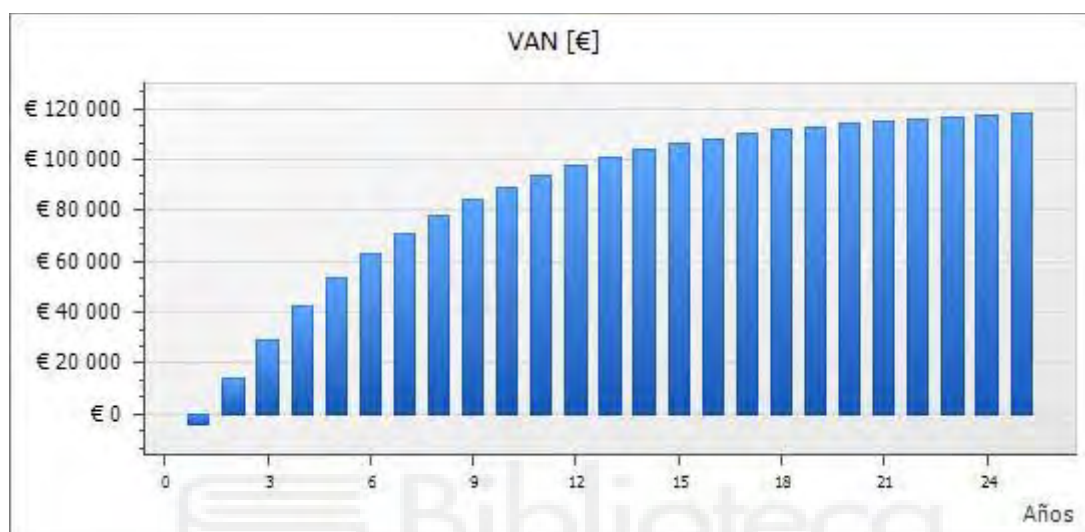


Ilustración 38: Gráfica VAN.

En las tablas anteriores, se puede observar las tablas completas con el VAN y el TIR y en ella aparece una Tasa Interna de Rentabilidad de 106,21 % en el año 25.

También, se puede observar que el año en el que el VAN es positivo, es decir el año 2, el TIR aparece con una rentabilidad del 66,38%.

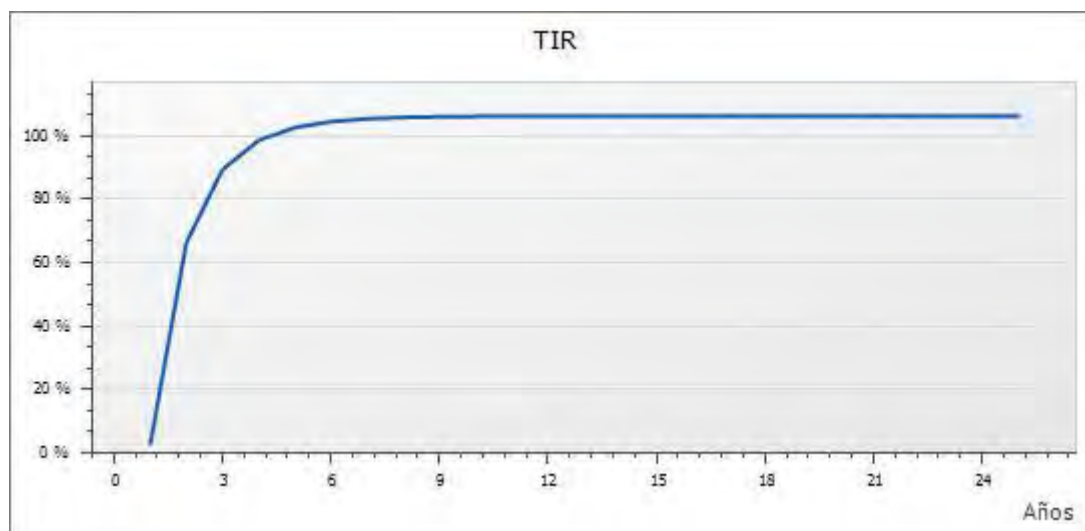
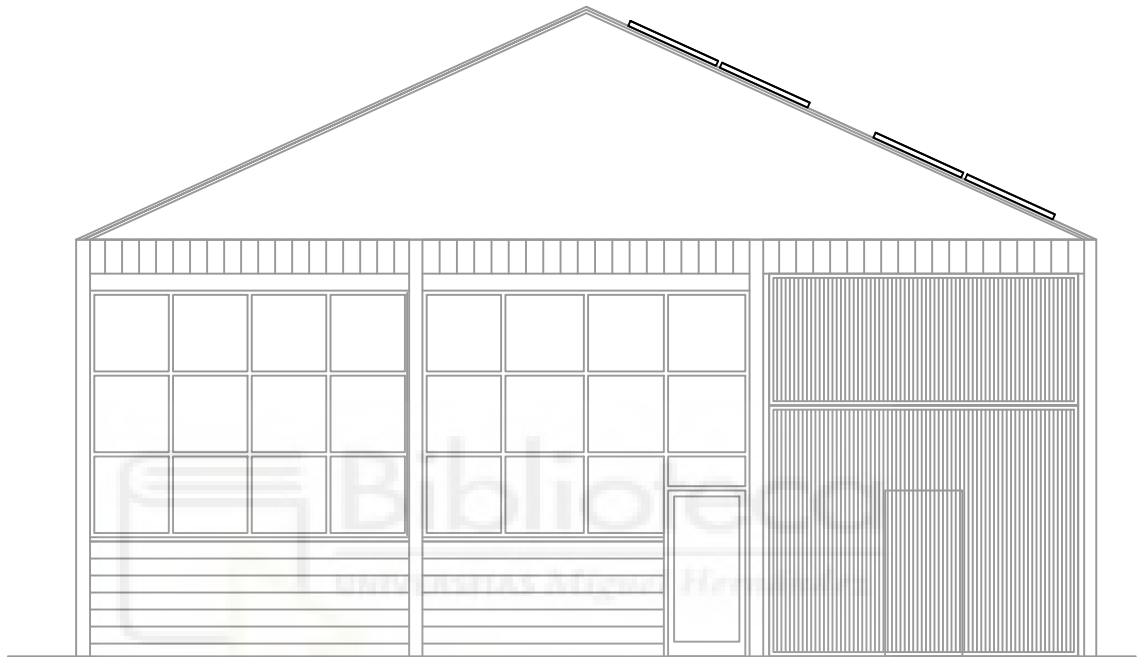


Ilustración 39: Gráfica TIR,





Nombre
KAREN STEFANI SAMUDIO SAMUDIO

Nombre del plano
FACHADA CARA C/. BENASAU

Descripción

Proyección

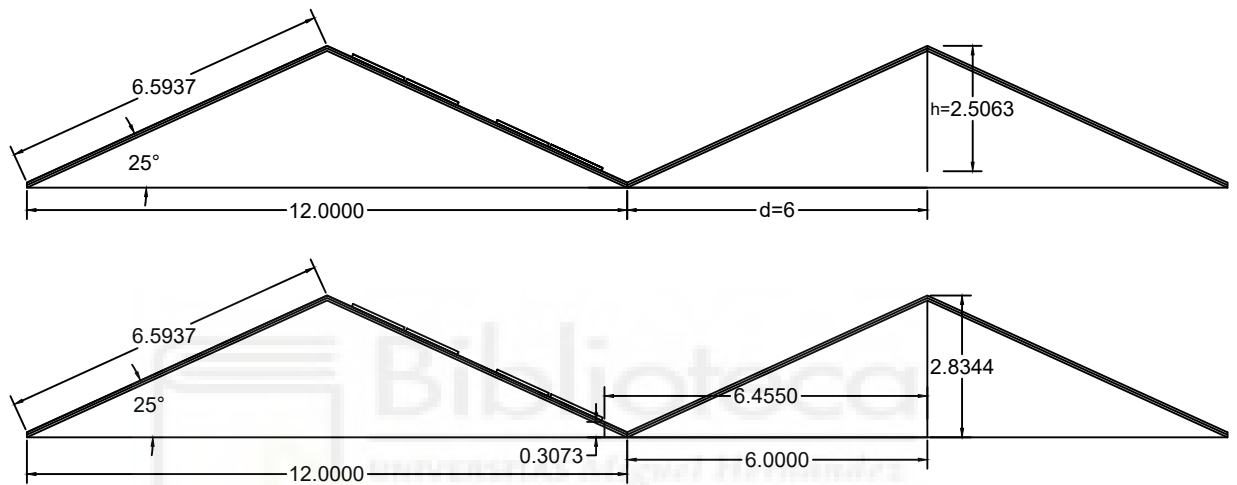
Escala

Nº Plano

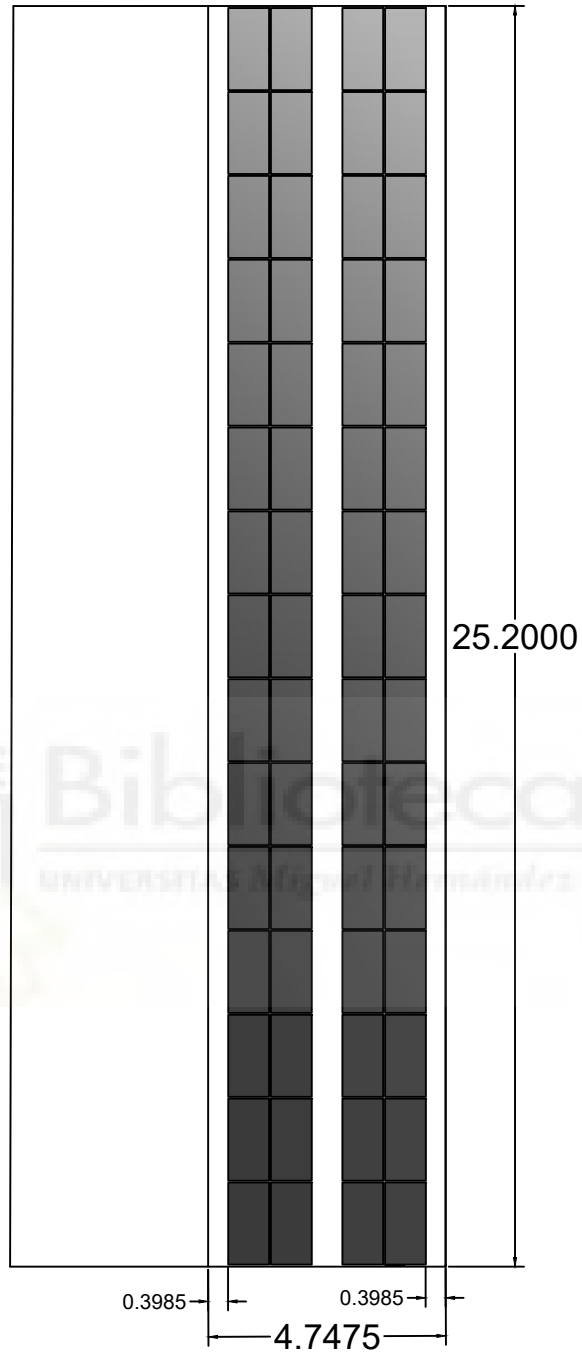
Fecha

Firma

1



Nombre				
KAREN STEFANI SAMUDIO SAMUDIO				
Nombre del plano			Descripción	
ALZADO TEJADO				
Proyección	Escala	Nº Plano	Fecha	Firma
		2		

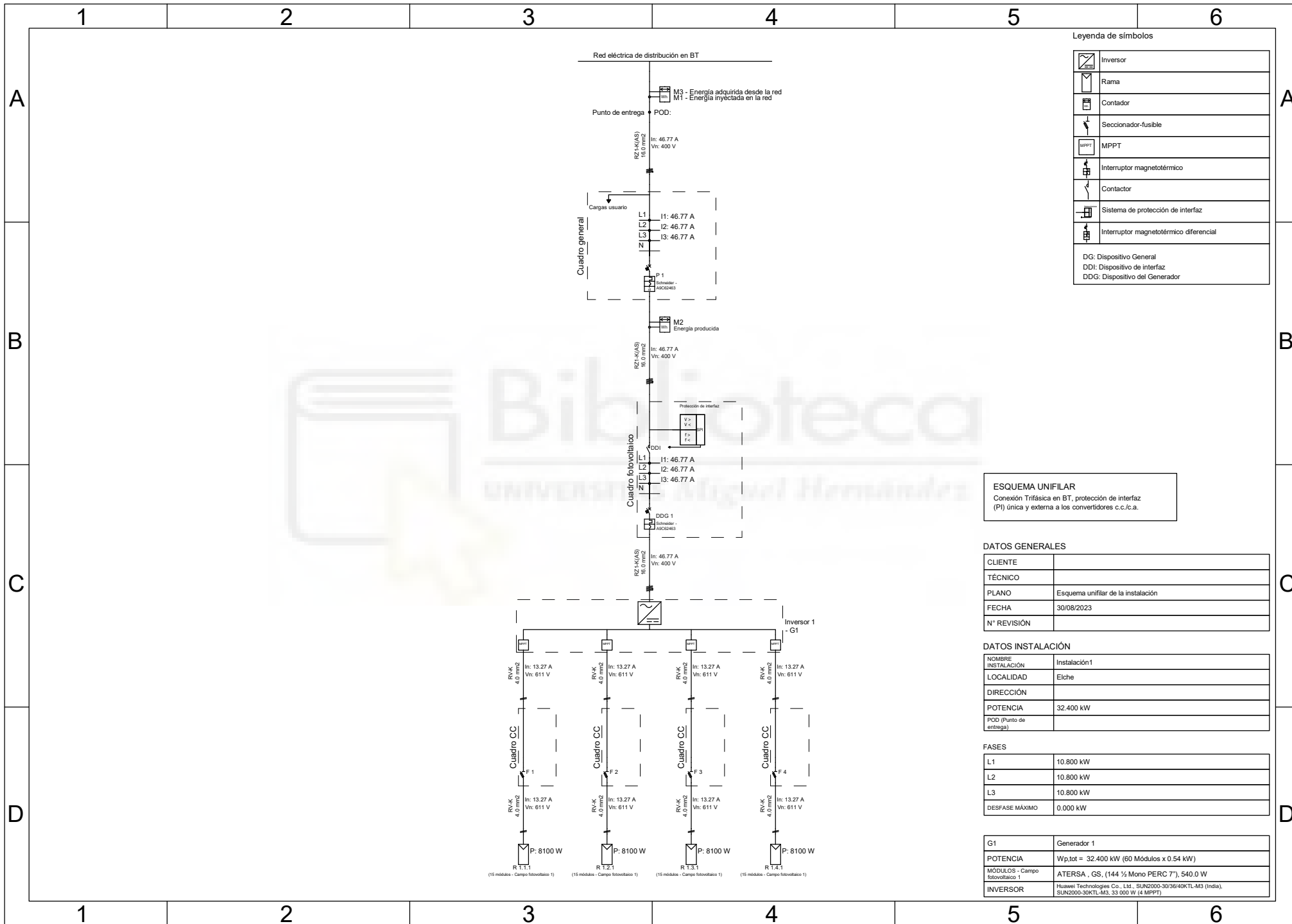


Nombre				
KAREN STEFANI SAMUDIO SAMUDIO				
Nombre del plano			Descripción	
DISTRIBUCIÓN DE MONTAJE				
Proyección	Escala	Nº Plano	Fecha	Firma
		3		



40°

Nombre				
KAREN STEFANI SAMUDIO SAMUDIO				
Nombre del plano			Descripción	
ORIENTACIÓN MÓDULOS				
Proyección	Escala	Nº Plano	Fecha	Firma
		4		



Legenda de símbolos

	Inversor
	Rama
	Contador
	Seccionador-fusible
	MPPT
	Interruptor magnetotérmico
	Contactor
	Sistema de protección de interfaz
	Interruptor magnetotérmico diferencial

DG: Dispositivo General
 DDI: Dispositivo de interfaz
 DDG: Dispositivo del Generador

ESQUEMA UNIFILAR
 Conexión Trifásica en BT, protección de interfaz
 (PI) única y externa a los convertidores c.c./c.a.

DATOS GENERALES

CLIENTE	
TÉCNICO	
PLANO	Esquema unifilar de la instalación
FECHA	30/08/2023
Nº REVISIÓN	

DATOS INSTALACIÓN

NOMBRE INSTALACIÓN	Instalación 1
LOCALIDAD	Elche
DIRECCIÓN	
POTENCIA	32.400 kW
POD (Punto de entrega)	

FASES

L1	10.800 kW
L2	10.800 kW
L3	10.800 kW
DESFASE MÁXIMO	0.000 kW

G1	Generador 1
POTENCIA	Wp,tot = 32.400 kW (60 Módulos x 0.54 kW)
MÓDULOS - Campo fotovoltaico 1	ATERSA , GS, (144 ½ Mono PERC 7"), 540.0 W
INVERSOR	Huawei Technologies Co., Ltd., SUN2000-30/36/40KTL-M3 (India), SUN2000-30KTL-M3, 33.000 W (4 MPPT)



ptimum
nueva gama



Módulo solar fotovoltaico (144 ½ Mono PERC 7")
A-XXXM GS 144 HM7 9BB (10BB) (520/530/540/550 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



**A-xxxM GS 144 HM7 9BB (SS)** (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-520M GS 144	A-530M GS 144	A-540M GS 144	A-550M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	520 W	530 W	540 W	550 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.44 V	40.54 V	40.71 V	40.83 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	12.86 A	13.08 A	13.27 A	13.48 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.10 V	49.26 V	49.42 V	49.60 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	13.57 A	13.71 A	13.85 A	14.04 A
Eficiencia del Módulo (%)	20.12	20.51	20.89	21.28
Clasificación de Potencia (W)	0/+5			
Máxima Serie de Fusibles (A)	25			
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1.500V			
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2			

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

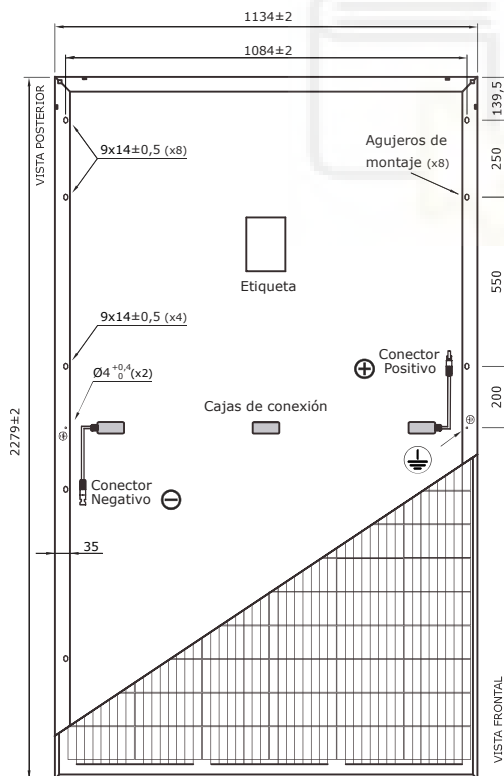
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	2279x1134x35 mm.
Peso (± 0.5 kg)	28.9 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado / grado PV / 3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	144 células (6x24) / Mono PERC 9BB (10BB) / 182x91 mm
mm Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68 / 3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	1.400 mm. / 4 mm ² / Compatible MC4

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo

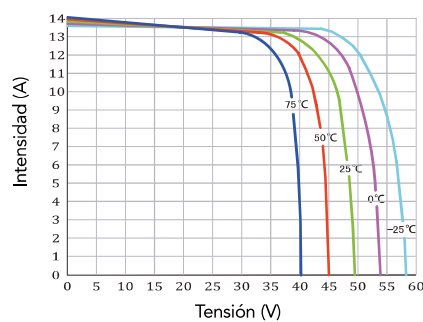
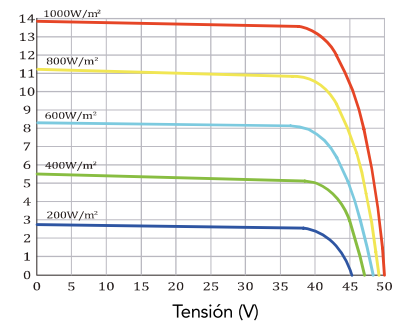
El dibujo no está a escala

Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.048 % / °C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.28 % / °C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.35 % / °C
Reducción eficiencia (200W/m ² 25°C)	3.5 ±2 %
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

Embalaje

Módulos/palé	31 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	20 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	620 pzas

Temperatura Varía (A-540M GS 144 HM7)**Irradiación Varía (A-540M GS 144 HM7)**

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

➔ www.ateresa.com • ateresa@elecnor.com
Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430

Revisado: 03/05/21
Ref.: MU-M6M 6x24 M7 9BB GS (SS)-C
© Ateresa SL, 2019



SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



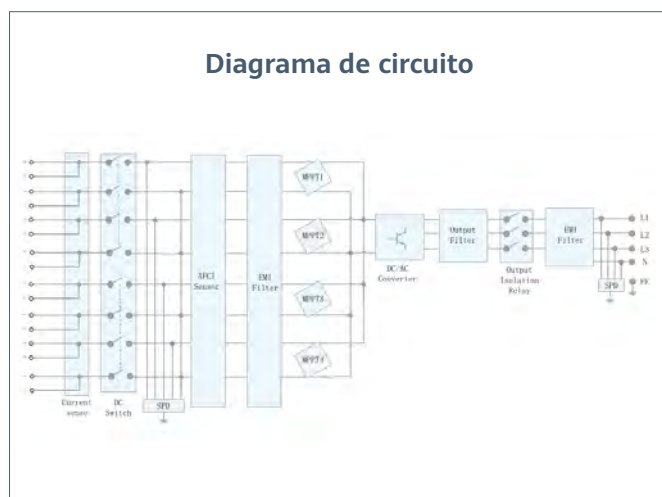
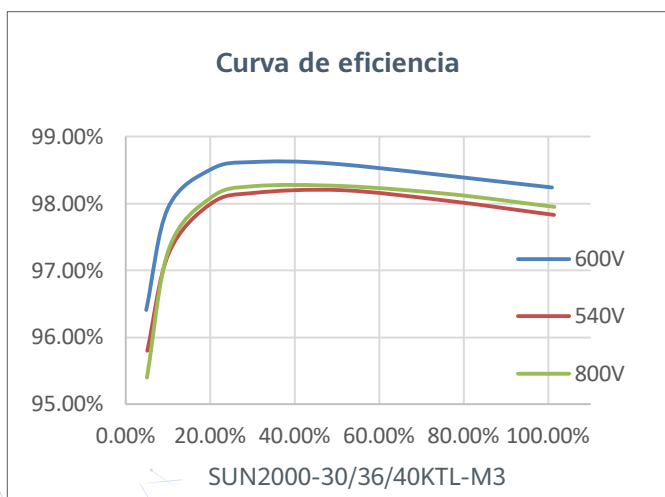
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
---------------------------	------------------	------------------	------------------

Eficiencia

Máxima eficiencia	98.7%
Eficiencia europea ponderada	98.4%

Entrada

Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación ²	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Salida

Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		

Características y protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Sí
Descargador de sobretensiones de CA	Sí
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación PID integrada ³	Sí

Comunicación

Display	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP
RS485	Sí
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)
Monitoring BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Especificaciones generales

Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)
Nivel de Ruido	< 46 dB
Rango de temperaturas en operación	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Ventilación	Convección natural
Max. Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0% RH ~ 100% RH
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de Protección	IP 66
Tipología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W

Compatibilidad con optimizador

Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P
------------------------------------	----------------

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HIT)

Hoja de características del producto

Especificaciones



iID 4P 63A 30mA A

A9R21463

Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	63 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	I _{dm} 1500 A I _m 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta

Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 15000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo 1...35 mm ² rígido Terminal simple arriba o abajo 1...25 mm ² flexible Terminal simple arriba o abajo 1...25 mm ² flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	401,0 g
Paquete 1 Altura	7,5 cm
Paquete 1 ancho	8,2 cm
Paquete 1 Longitud	10,0 cm
Tipo de unidad del paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	27
Peso del paquete 2	11,314 kg
Paquete 2 Altura	30,0 cm
Ancho del paquete 2	30,0 cm
Longitud del paquete 2	40,0 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------



Hoja de características del producto

Especificaciones



Fusibles de cartucho NFC, Tesys GS, cilíndrico 10 mm x 38 mm, fusible tipo gG, 400 VCA, 25 A, sin percutor

DF2CN25

Principal

Gama de producto	Seccionador-fusible Tesys
Tipo de producto o componente	Cartucho fusible
Nombre corto del dispositivo	DF2
[Ue] Tensión nominal de empleo	400 V AC
[In] Corriente nominal	25 A 400 V
Tamaño de fusible	10 x 38 mm
Tipo de fusible	NFC
Cantidad por juego	Juego de 10

Complementario

Curva del fusible	GG
Peso del producto	0,01 kg

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	7,0 g
Paquete 1 Altura	1 cm
Paquete 1 ancho	1 cm
Paquete 1 Longitud	3,8 cm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	10
Peso del paquete 2	79,0 g
Paquete 2 Altura	1,5 cm
Ancho del paquete 2	5,5 cm
Longitud del paquete 2	8,2 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S01
Número de unidades en el paquete 3	720

Paquete 3 Peso	5,889 kg
Paquete 3 Altura	15 cm
Ancho del paquete 3	15 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Sin PVC	Sí

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor magnetotérmico; Acti9 iK60N; 4P; 63 A; curva C; 6000 A

A9K24463

Principal

Aplicación del dispositivo	Para corriente > 0,1 A
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iKQ
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	iK60N
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	63 A en 30 °C
Tipo de red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
Poder de seccionamiento	Sí acorde a EN/IEC 60898-1
Normas	EN/IEC 60898-1

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	6000 A 100 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz
Clase de limitación	3 acorde a EN/IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	440 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	4 kV acorde a EN/IEC 60898-1
Indicador de posición del contacto	NA
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN

Pasos de 9 mm	8
Altura	85 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	400 g
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1...35 mm ² rígido Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1...25 mm ² flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo
Protección contra fugas a tierra	Sin

Entorno

Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	2 acorde a EN/IEC 60898-1
Categoría de sobretensión	II
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	492,0 g
Paquete 1 Altura	6,6 cm
Paquete 1 ancho	7,2 cm
Paquete 1 Longitud	9,0 cm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	3
Peso del paquete 2	1,536 kg
Paquete 2 Altura	8,6 cm
Ancho del paquete 2	9,6 cm
Longitud del paquete 2	21,8 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	33
Paquete 3 Peso	17,337 kg
Paquete 3 Altura	30,0 cm
Ancho del paquete 3	30,0 cm

Paquete 3 Longitud	40,0 cm
--------------------	---------

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Presencia de halógenos	Producto libre de halógenos

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------



Hoja de características del producto

Especificaciones



Multi 9 - fuse-disconnector STI - 1 pole + N - 25 A - for fuse 10.3 x 38 mm

NKD15646B

Principal

Gama	Multi 9
Nombre del producto	Multi 9 SW60
Tipo de producto o componente	Seccionador portafusible
Nombre corto del dispositivo	STI
Número de polos	1P + N

Complementario

[In] Corriente nominal	2 A 4 A 6 A 10 A 16 A 20 A 25 A
Curva del fusible	GG AM
Tamaño de fusible	10.3 x 38 mm
[Ue] Tensión nominal de empleo	500 V AC
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	2
Altura	81 mm
Anchura	18 mm
Profundidad	75 mm
Color	Gris
Conexiones - terminales	Bornas tornillo1 cable(s) 0,75...10 mm ² rígido Bornas tornillo1 cable(s) 0,33...6 mm ² flexible
Par de apriete	2 N.m

Entorno

Normas	IEC EN 60947-3
Grado de protección IP	IP20
Grado de contaminación	3

Temperatura ambiente de funcionamiento	-20...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...80 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	75,0 g
Paquete 1 Altura	1,7 cm
Paquete 1 ancho	7,6 cm
Paquete 1 Longitud	8 cm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	12
Peso del paquete 2	933,0 g
Paquete 2 Altura	8 cm
Ancho del paquete 2	9 cm
Longitud del paquete 2	22,9 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	144
Paquete 3 Peso	11,683 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Cables 0,6/1 kV RV-K 0,6/1 kV



Descripción

Los cables RV-K 0,6/1kV son los indicados para el transporte y distribución de energía eléctrica en baja tensión. Recomendado para conexiones industriales, acometidas, distribución interna y otras instalaciones fijas. Adecuados para instalaciones en interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Dada su gran flexibilidad son muy apropiados para instalaciones complejas y de gran dificultad.

Normas de Referencia: UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	PVC tipo DMV-18 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

Otras características

Resistencia UV: ensayo climático según UNE 211605

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

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

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Clasificación CPR según EN 50575

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
1x1,5	13,3	5,65	35	Eca
1x2,5	7,98	6,05	45	Eca
1x4	4,95	5,90	61	Eca
1x6	3,3	6,55	82	Eca
1x10	1,91	7,30	120	Eca
1x16	1,21	8,50	178	Eca
1x25	0,78	10,25	255	Eca
1x35	0,554	11,55	351	Eca
1x50	0,386	13,10	487	Eca
1x70	0,272	15,05	674	Eca
1x95	0,206	17,60	901	Eca
1x120	0,161	19,40	1.127	Eca
1x150	0,129	21,80	1.410	Eca
1x185	0,106	23,60	1.728	Eca
1x240	0,0801	26,80	2.239	Eca
1x300	0,0641	29,90	2.790	Eca
1x400	0,0486	33,20	3.632	Eca
1x500	0,0384	40,00	4.882	Eca
1x630	0,0287	48,00	6.504	Eca
2x1,5	13,3	8,25	92	Eca
2x2,5	7,98	9,10	120	Eca
2x4	4,95	10,05	158	Eca
2x6	3,3	11,20	209	Eca
2x10	1,91	12,80	306	Eca
2x16	1,21	16,50	532	Eca
2x25	0,78	20,80	786	Eca
2x35	0,554	22,60	1.014	Eca
2x50	0,386	25,70	1.409	Eca
3G1,5	13,3	8,85	109	Eca
3G2,5	7,98	9,70	145	Eca
3G4	4,95	10,90	198	Eca
3G6	3,3	11,95	260	Eca

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
3G10	1,91	13,70	390	Eca
3x16	1,21	17,55	663	Eca
3x25	0,78	22,05	978	Eca
3x35	0,554	24,30	1.296	Eca
3x50	0,386	27,60	1.799	Eca
3x70	0,272	31,80	2.400	Eca
3x95	0,206	35,90	3.178	Eca
3x120	0,161	41,80	4.067	Eca
4G1,5	13,3	9,60	132	Eca
4G2,5	7,98	10,60	175	Eca
4G4	4,95	11,80	239	Eca
4G6	3,3	13,20	323	Eca
4G10	1,91	15,20	488	Eca
4x16	1,21	19,10	813	Eca
4x25	0,78	24,00	1.193	Eca
4x35	0,5554	27,15	1.609	Eca
4x50	0,386	30,75	2.244	Eca
4x70	0,272	35,30	3.124	Eca
4x95	0,206	42,50	4.303	Eca
4x120	0,161	46,60	5.237	Eca
5G1,5	13,3	10,40	152	Eca
5G2,5	7,98	11,40	206	Eca
5G4	4,95	12,90	284	Eca
5G6	3,3	14,50	388	Eca
5G10	1,91	16,80	597	Eca
5G16	1,21	20,85	965	Eca
5G25	0,78	26,60	1.478	Eca
5G35	0,5554	29,60	1.936	Eca
5G50	0,386	34,00	2.751	Eca
5G70	0,272	40,00	3.852	Eca
5G95	0,206	45,00	4.879	Eca

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso. 30 septiembre 2021

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV CPR



Descripción

Los cables libres de halógenos RZ1-K (AS) CPR cumplen con los criterios de clasificación de productos de la construcción según Reglamento CPR 305/2011 y la norma EN 50575, siendo los indicados para instalaciones fijas, protegidas o no, donde en caso de incendio se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos, como locales de pública concurrencia, hospitales, escuelas, centros comerciales y aeropuertos. Son adecuados para instalaciones interiores y exteriores. Su gran flexibilidad los hace muy apropiados en instalaciones complejas y de gran dificultad.

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV se fabrican con cubierta de color verde según la norma UNE 21123. Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV pueden fabricarse en otros colores según la norma IEC 60502. Normas de Referencia: UNE 21123 y HD 603 S1

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 14 Línea general de alimentación
- ITC-BT 15 Derivación individual
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 28 Locales de pública concurrencia

Igualmente se pueden utilizar en las siguientes:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Apropiados para instalaciones en las que se quiera aumentar la protección contra incendios.

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	Polioléfina termoplástica tipo DMZ-E según UNE 21123 y UNE-HD 603-1 y ST8 según IEC 60502-1
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

Otras características

Resistencia UV: ensayo climático según UNE 211605

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

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

No propagación del incendio según EN 50399.

Bajo contenido de halógenos según IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Clasificación CPR según EN 50575

Dimensiones

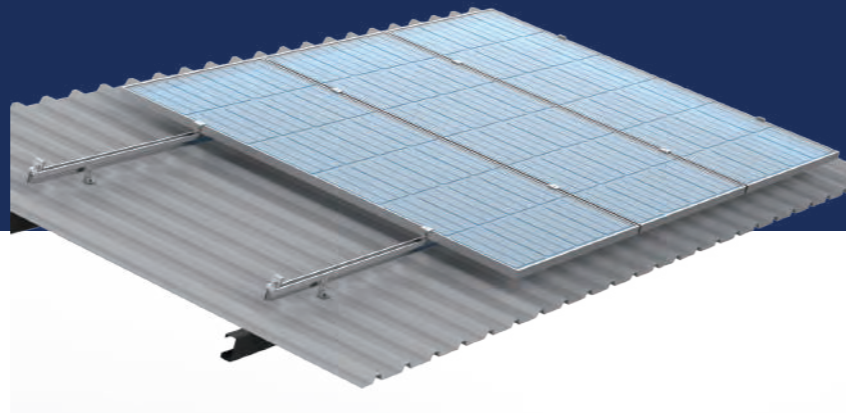
Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
1x1,5	13,3	6,50	58	Cca- s1b, d1, a1
1x2,5	7,98	6,85	72	Cca- s1b, d1, a1
1x4	4,95	7,55	92	Cca- s1b, d1, a1
1x6	3,3	8,25	117	Cca- s1b, d1, a1
1x10	1,91	9,00	159	Cca- s1b, d1, a1
1x16	1,21	10,00	220	Cca- s1b, d1, a1
1x25	0,78	12,10	312	Cca- s1b, d1, a1
1x35	0,554	13,25	406	Cca- s1b, d1, a1
1x50	0,386	15,10	571	Cca- s1b, d1, a1
1x70	0,272	16,95	765	Cca- s1b, d1, a1
1x95	0,206	19,75	1.010	Cca- s1b, d1, a1
1x120	0,161	21,45	1.246	Cca- s1b, d1, a1
1x150	0,129	23,80	1.543	Cca- s1b, d1, a1
1x185	0,106	25,70	1.885	Cca- s1b, d1, a1
1x240	0,0801	28,90	2.396	Cca- s1b, d1, a1
1x300	0,0641	32,20	2.982	Cca- s1b, d1, a1
2x1,5	13,3	9,80	133	Cca- s1b, d1, a1
2x2,5	7,98	10,85	157	Cca- s1b, d1, a1
2x4	4,95	11,90	216	Cca- s1b, d1, a1
2x6	3,3	13,05	273	Cca- s1b, d1, a1
2x10	1,91	14,80	385	Cca- s1b, d1, a1
2x16	1,21	17,00	544	Cca- s1b, d1, a1
3G1,5	13,3	10,20	155	Cca- s1b, d1, a1
3G2,5	7,98	11,20	194	Cca- s1b, d1, a1
3G4	4,95	12,40	249	Cca- s1b, d1, a1
3G6	3,3	13,70	325	Cca- s1b, d1, a1
3G10	1,91	15,50	466	Cca- s1b, d1, a1

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
3x16	1,21	18,00	679	Cca- s1b, d1, a1
3x25	0,78	21,85	979	Cca- s1b, d1, a1
3G35	0,554	23,75	1.290	Cca- s1b, d1, a1
4G1,5	13,3	11,20	176	Cca- s1b, d1, a1
4G2,5	7,98	12,25	217	Cca- s1b, d1, a1
4G4	4,95	13,30	294	Cca- s1b, d1, a1
4G6	3,3	14,85	390	Cca- s1b, d1, a1
4G10	1,91	16,70	565	Cca- s1b, d1, a1
4x16	1,21	19,65	837	Cca- s1b, d1, a1
4x25	0,78	24,75	1.204	Cca- s1b, d1, a1
4x35	0,554	27,05	1.615	Cca- s1b, d1, a1
4x50	0,386	31,20	2.284	Cca- s1b, d1, a1
5G1,5	13,3	12,00	201	Cca- s1b, d1, a1
5G2,5	7,98	13,15	245	Cca- s1b, d1, a1
5G4	4,95	14,50	348	Cca- s1b, d1, a1
5G6	3,3	16,10	459	Cca- s1b, d1, a1
5G10	1,91	18,15	670	Cca- s1b, d1, a1
5G16	1,21	21,35	991	Cca- s1b, d1, a1
5G25	0,78	26,60	1.447	Cca- s1b, d1, a1
5G35	0,554	29,95	1.954	Cca- s1b, d1, a1
5G50	0,386	34,85	2.754	Cca- s1b, d1, a1
5G70	0,272	39,75	3.841	Cca- s1b, d1, a1
6G1,5	13,3	10,60	162	Eca
6G2,5	7,98	11,80	224	Eca
7G1,5	13,3	10,60	177	Eca
7G2,5	7,98	13,75	315	Eca
7G6	3,3	16,40	537	Eca

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
7G10	1,91	18,30	790	Eca
8G1,5	13,3	11,70	206	Eca
8G2,5	7,98	13,10	305	Eca
10G1,5	13,3	13,25	265	Eca
10G2,5	7,98	14,95	375	Eca
12G1,5	13,3	13,30	286	Eca
12G2,5	7,98	14,95	404	Eca
14G1,5	13,3	15,00	345	Eca
14G2,5	7,98	15,90	452	Eca
14G6	3,3	20,80	938	Eca
16G1,5	13,3	15,20	365	Eca
16G2,5	7,98	17,00	513	Eca
19G1,5	13,3	16,60	433	Eca
19G2,5	7,98	17,85	585	Eca
24G1,5	13,3	20,00	614	Eca
24G2,5	7,98	19,75	719	Eca
30G1,5	13,3	20,00	635	Eca

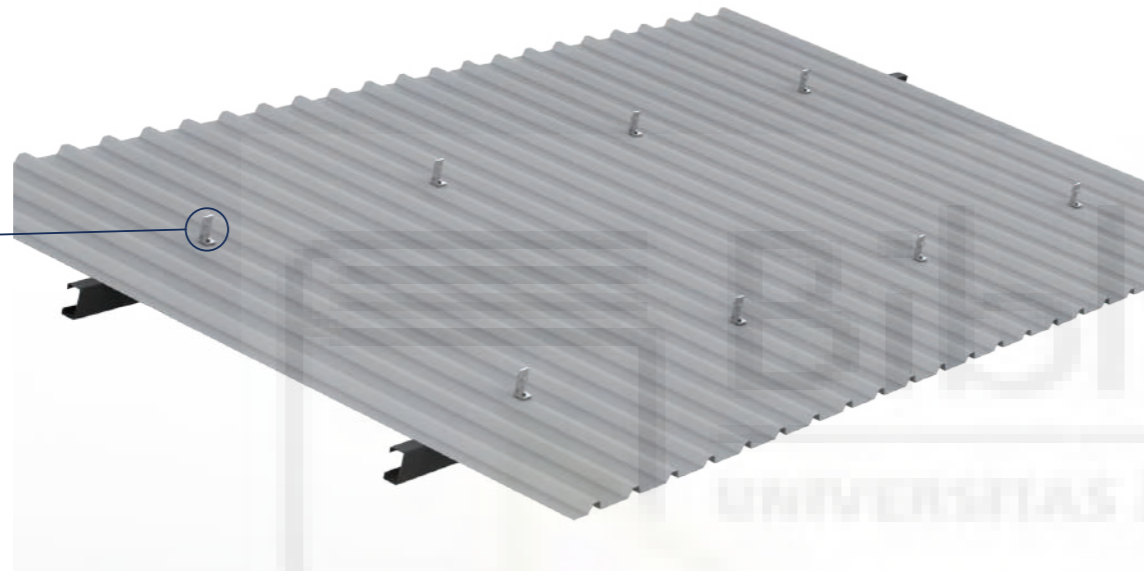
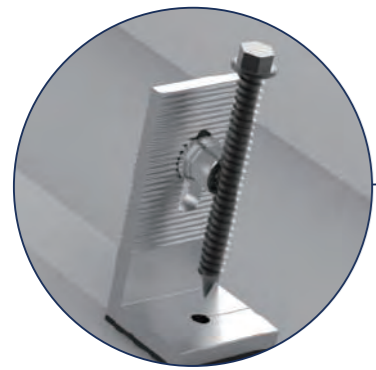
Instalación de estructura: L feet



Materiales: aluminio anodizado 6005 T5 acero inoxidable 304
Velocidad del viento: hasta 45 m/s
Carga de nieve: hasta 50 cm

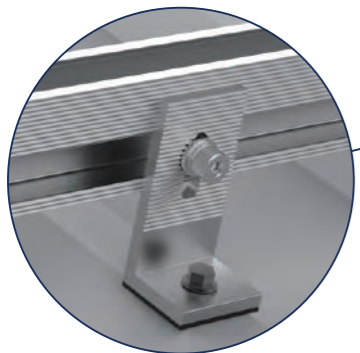


Paso 1



Fije el soporte en L en el techo de hojalata

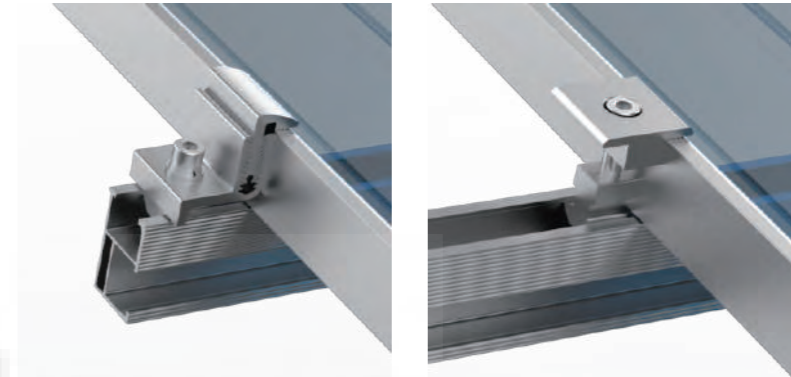
Paso 2



Fije el raíl en el soporte en L a través de la abrazadera

Paso 3

Fije el panel en el raíl con abrazadera de raíl y abrazadera intermedia



Muestra



ACCESORIOS



L feet



Raíl



Empalme de raíl



Abrazadera intermedia

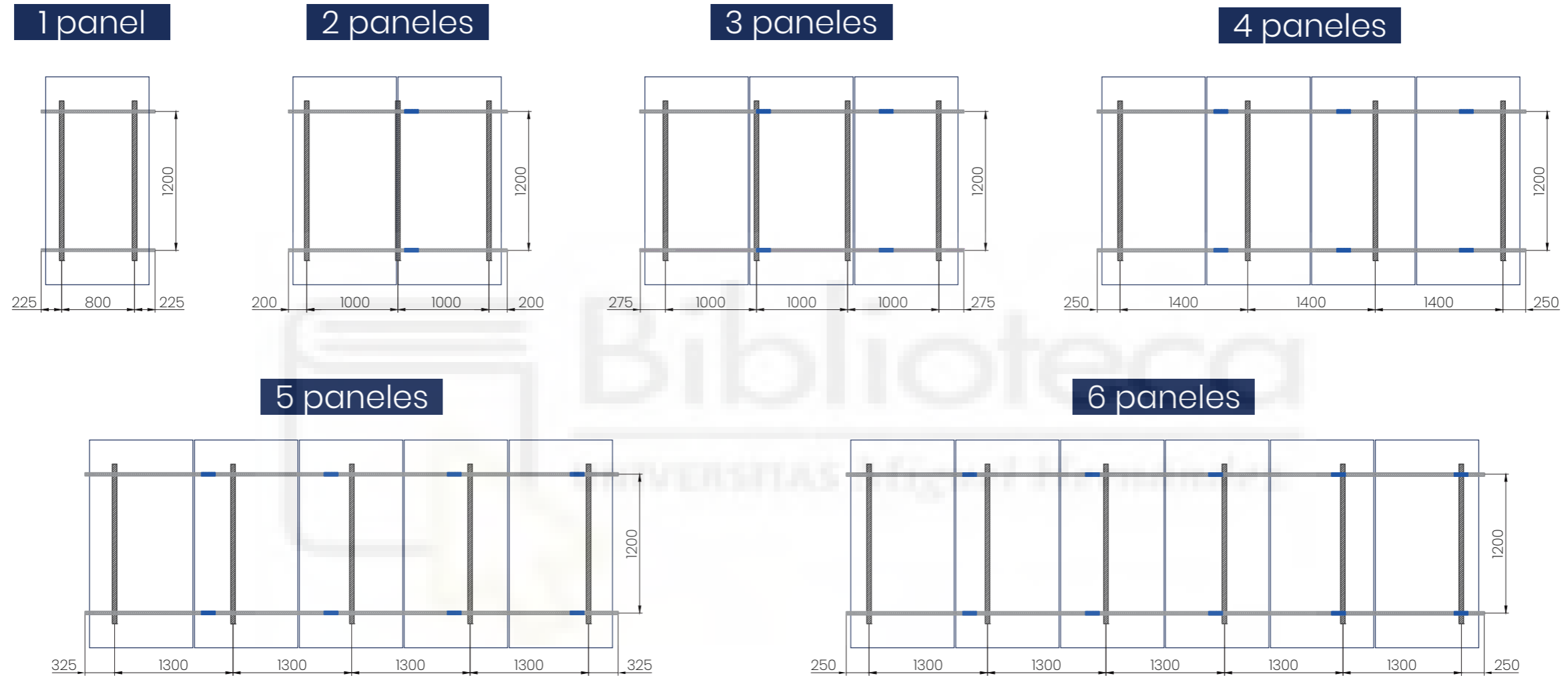


Abrazadera final

Herramientas y equipos de protección



Distancias instalación



Accesorios

Par de apriete

M8	10-12Nm
M10	24-28Nm
ST6.3	8-10Nm

Certificado



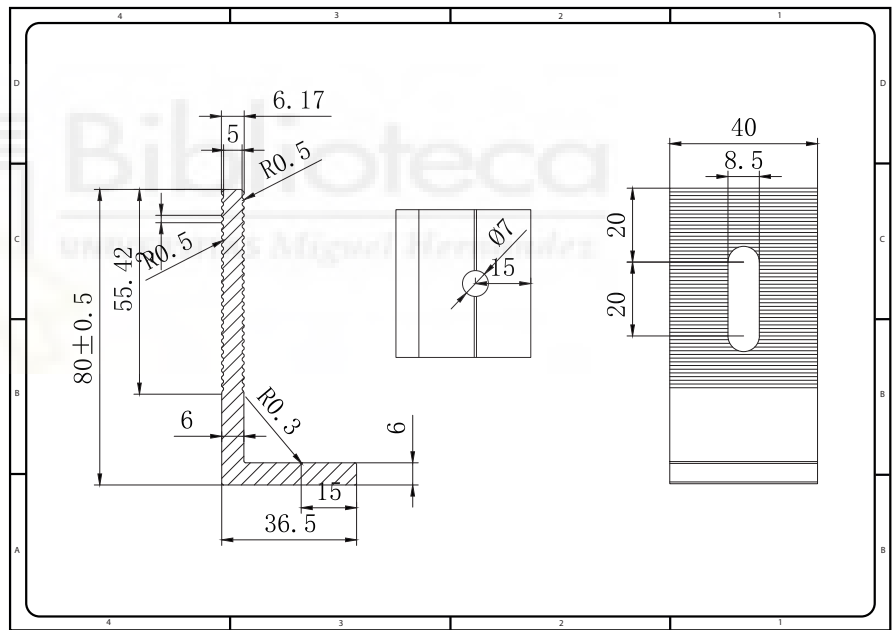
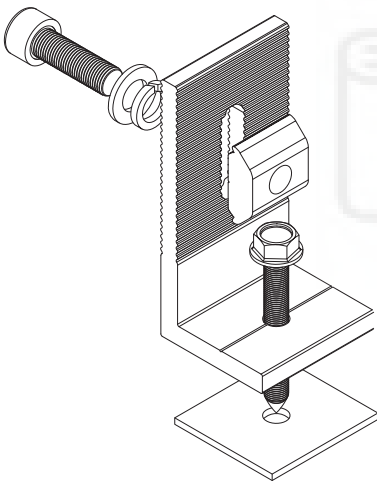
Cantidad/ paneles	L feet	Rail	Empalme de rail	Abrazadera intermedia	Abrazadera final
1 panel	4	2	-	-	4
2 paneles	6	4	2	2	4
3 paneles	8	6	4	4	4
4 paneles	8	8	6	6	4
5 paneles	10	10	8	8	4
6 paneles	12	12	10	10	4



Especificaciones

Materiales: Anodized Aluminum AL6005-T5

Medidas



Herramientas y equipos de protección

