



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Estudio del potencial fotovoltaico de edificios de la UPV y
diseño de la cubierta con autoconsumo mas eficiente.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: López Gallego, Francisco

Tutor/a: Cloquell Ballester, Victor Andres

Cotutor/a externo: LLACER PONS, AMALIO

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

Índice de secciones

- 0. ESTUDIO PREVIO.....2
- 1. MEMORIA 19
- 2. CALCULOS JUSTIFICATIVOS 34
- 3. PLIEGO DE CONDICIONES..... 50
- 4. PRESUPUESTO..... 59
- 5. PLANOS 63
- 6. ANEXOS 70

0. ESTUDIO PREVIO

Índice de apartados.

1.	INTRODUCCIÓN.....	5
2.	OBSERVACIONES	5
3.	EDIFICIO 1B.	6
4.	EDIFICIO 1G.....	7
5.	EDIFICIO 1E.	8
6.	EDIFICIO 1F.	9
7.	EDIFICIO 3C-I.	10
8.	EDIFICIO 3P.	11
9.	EDIFICIO 5E.	12
10.	EDIFICIO 5O.....	13
11.	EDIFICIO 4E.	14
12.	EDIFICIO 4D.....	15
13.	RANKING DE PRODUCCIÓN.....	16
14.	RANKING DE VERTIDO.	17
15.	DECISIÓN FINAL.....	18

Índice de tablas.

Tabla 1.	Ranking de energía producida	16
Tabla 2.	Ranking de energía consumida	16
Tabla 3.	Ranking de porcentaje de vertido.....	17

Índice de figuras.

Figura 1.	Día tipo laborable Ed. 1B.....	6
Figura 2.	Día tipo festivo Ed. 1B.	6
Figura 3.	Día tipo laborable Ed. 1G.	7
Figura 4.	Día tipo festivo Ed. 1G.....	7
Figura 5.	Día tipo laborable Ed. 1E.....	8
Figura 6.	Día tipo festivo Ed. 1E.	8
Figura 7.	Día tipo laborable Ed. 1F.	9
Figura 8.	Día tipo festivo Ed. 1F.	9
Figura 9.	Día tipo laborable Ed. 3C-I.	10

Figura 10. Día tipo Ed. 2C-I.....	10
Figura 11. Día tipo laborable Ed. 3P.....	11
Figura 12. Día tipo festivo Ed. 3P.	11
Figura 13. Día tipo laborable Ed. 5E.....	12
Figura 14. Día tipo festivo Ed. 5E.	12
Figura 15. Día tipo laborable Ed. 5O.....	13
Figura 16. Día tipo festivo Ed. 5O.	13
Figura 17. Día tipo laborable Ed. 4E.....	14
Figura 18. Día tipo festivo Ed. 4E.	14
Figura 19. Día tipo laborable Ed. 4D.	15
Figura 20. Día tipo festivo Ed. 4D.....	15
Figura 21. Ranking de energía producida y consumida.	17
Figura 22. Ranking Energía vertida.	18

Índice de ilustraciones.

Ilustración 1. Ubicación de los edificios en el campus de la UPV.	5
Ilustración 2. Edificio 1B.....	6
Ilustración 3. Edificio 1G.....	7
Ilustración 4. Edificio 1E.	8
Ilustración 5. Edificio 1F.	9
Ilustración 6. Edificio 3C-I.....	10
Ilustración 7. Edificio 3P.	11
Ilustración 8. Edificio 5E.	12
Ilustración 9. Edificio 5O.	13
Ilustración 10. Edificio 4E.....	14
Ilustración 12. Edificio 4D.....	15

1. INTRODUCCIÓN.

En el presente documento se va a realizar un estudio del potencial fotovoltaico de 10 edificios de la Universidad Politécnica de Valencia.

Estos edificios han sido seleccionados preliminarmente gracias a la vista aérea de las cubiertas proporcionada por el programa Google Earth. En esta preselección se ha estudiado la disponibilidad de las cubiertas, es decir, la presencia de diferentes equipos que puedan generar sombras, incluso de instalaciones solares ya existentes y se ha realizado una primera toma de medidas.

De cara a la selección final se han realizado visitas a todas las cubiertas para realizar una toma final de medidas y para corroborar que la información proporcionada por Google Earth es correcta. También se ha contactado con personal responsable de este tipo de proyectos de la universidad para consultar diferentes aspectos que puedan contraponerse a la realización de instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas o, de lo contrario, dar el visto bueno a estas.

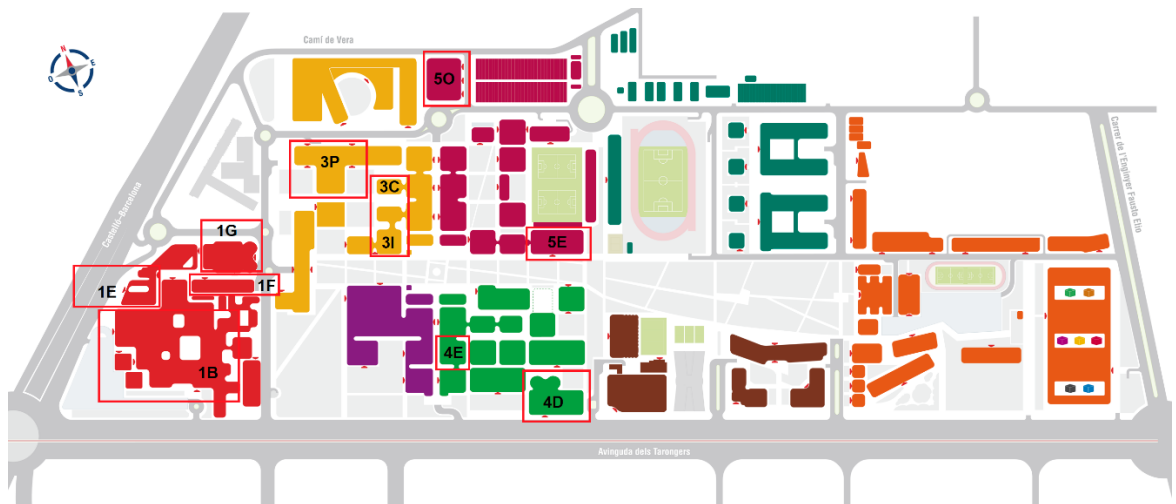


Ilustración 1. Ubicación de los edificios en el campus de la UPV.

2. OBSERVACIONES.

Las potencias seleccionadas han sido elegidas teniendo en cuenta lo siguiente:

- Potencias nominales de los inversores Huawei disponibles en el mercado (20kW, 30kW, 40kW, 60kW y 100kW).
- Estudio de los consumos de cada edificio/cuadro/transformador. Comparación horaria de consumos y producción, cálculo del vertido total anual.

La superficie de la cubierta y la potencia disponible no están directamente relacionadas debido a la presencia de equipos de climatización y sombras. La valoración de la potencia disponible ha sido realizada mediante visitas y toma de medidas en las cubiertas.

3. EDIFICIO 1B.

- Superficie: 1.900m²
- Potencia disponible: 120,96kWp (224 módulos)
- Potencia seleccionada: 65kWp (100 módulos)
- Inversor: 60kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: +20°(O)
- Producción anual: 101.655 kWh
- Vertido: 41,98%
- Antivertido: CGBT



Ilustración 2. Edificio 1B.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

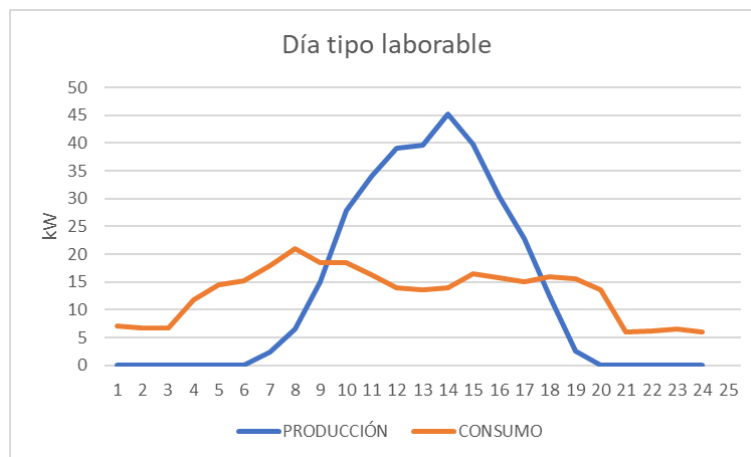


Figura 1. Día tipo laborable Ed. 1B.



Figura 2. Día tipo festivo Ed. 1B.

4. EDIFICIO 1G.

- Superficie: 1.900m²
- Potencia disponible: 120,25kWp (185 módulos)
- Potencia seleccionada: 65kWp (100 módulos)
- Inversor: 60kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: +20°(O)
- Producción anual: 101.655 kWh
- Vertido: 0%
- Antivertido: CGBT



Ilustración 3. Edificio 1G.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

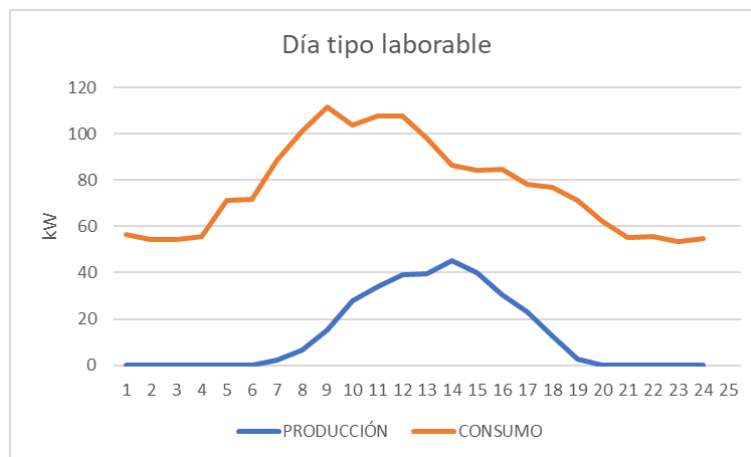


Figura 3. Día tipo laborable Ed. 1G.



Figura 4. Día tipo festivo Ed. 1G.

5. EDIFICIO 1E.

- Superficie: 1.400m²
- Potencia disponible: 78kWp (120 módulos)
- Potencia seleccionada: 65kWp (100 módulos)
- Inversor: 60kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: +20°(O)
- Producción anual: 101.655 kWh
- Vertido: 31,39%
- Antivertido: CGBT



Ilustración 4. Edificio 1E.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

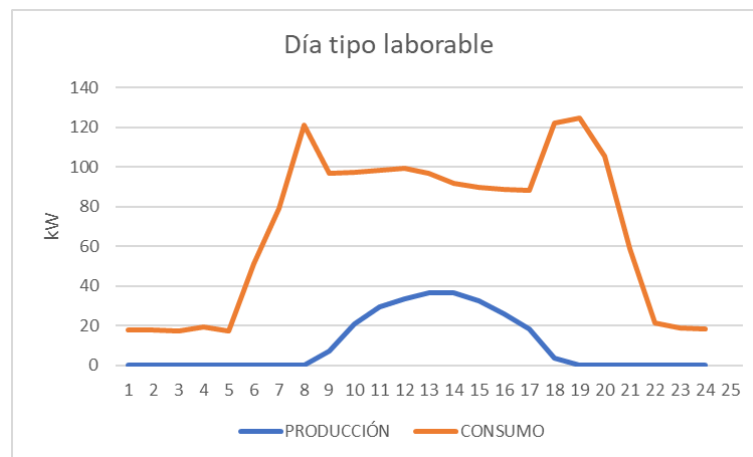


Figura 5. Día tipo laborable Ed. 1E.



Figura 6. Día tipo festivo Ed. 1E.

6. EDIFICIO 1F.

- Superficie: 1.400m²
- Potencia disponible: 45,50kWp (70 módulos)
- Potencia seleccionada: 32,5kWp (50 módulos)
- Inversor: 30kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: +20°(O)
- Producción anual: 50.828 kWh
- Vertido: 0%
- Antivertido: CGBT



Ilustración 5. Edificio 1F.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

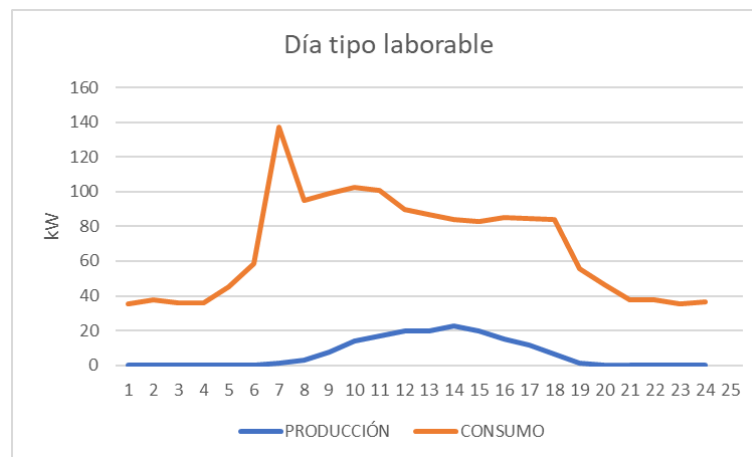


Figura 7. Día tipo laborable Ed. 1F.



Figura 8. Día tipo festivo Ed. 1F.

7. EDIFICIO 3C-I.

- Superficie: $1.200+700=1.900\text{m}^2$
- Potencia disponible: 104,04kWp (156 módulos)
- Potencia seleccionada: 65kWp (100 módulos)
- Inversor: 60kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: $+20^\circ(\text{O})$
- Producción anual: 101.656 kWh
- Vertido: 0%
- Antivertido: Transformador



Ilustración 6. Edificio 3C-I.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

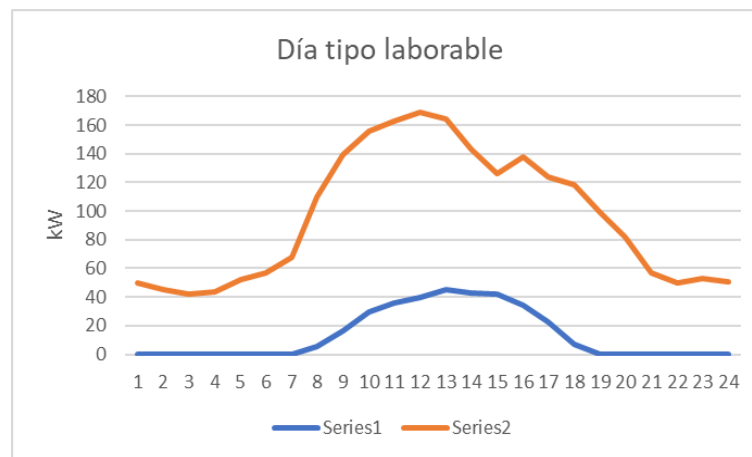


Figura 9. Día tipo laborable Ed. 3C-I.



Figura 10. Día tipo Ed. 2C-I.

8. EDIFICIO 3P.

- Superficie: 1.200m²
- Potencia disponible: 114,4kWp (176 módulos)
- Potencia seleccionada: 107,25kWp (165 módulos)
- Inversor: 100kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: +20°(O)
- Producción anual: 167.715 kWh
- Vertido: 5,07%
- Antivertido: Transformador



Ilustración 7. Edificio 3P.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

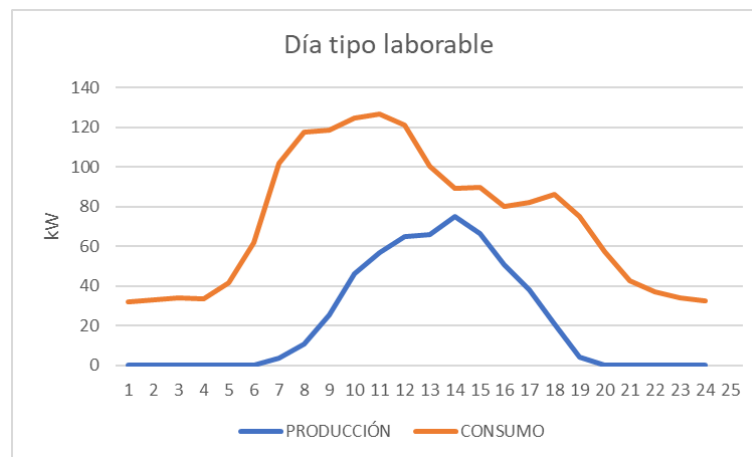


Figura 11. Día tipo laborable Ed. 3P.



Figura 12. Día tipo festivo Ed. 3P.

9. EDIFICIO 5E.

- Superficie: 2.300m²
- Potencia disponible: 85,80kWp (132 módulos)
- Potencia seleccionada: 65kWp (100 módulos)
- Inversor: 60kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: +20°(O)
- Producción anual: 101.656 kWh
- Vertido: 3,18%
- Antivertido: Transformador



Ilustración 8. Edificio 5E.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

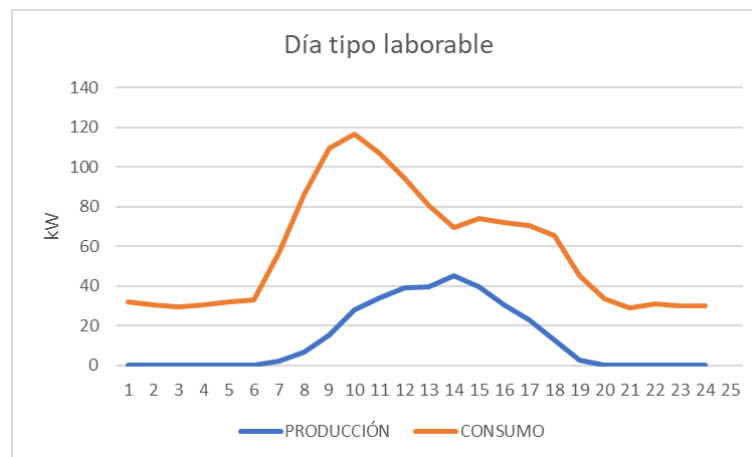


Figura 13. Día tipo laborable Ed. 5E.



Figura 14. Día tipo festivo Ed. 5E.

10. EDIFICIO 50.

- Superficie: 2.900m²
- Potencia disponible: 627,9kWp (966 módulos)
- Potencia seleccionada: 323,7kWp (498 módulos)
- Inversor: 60kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: +20°(O)
- Producción anual: 440.257 kWh
- Vertido: 7%
- Antivertido: Transformador



Ilustración 9. Edificio 50.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

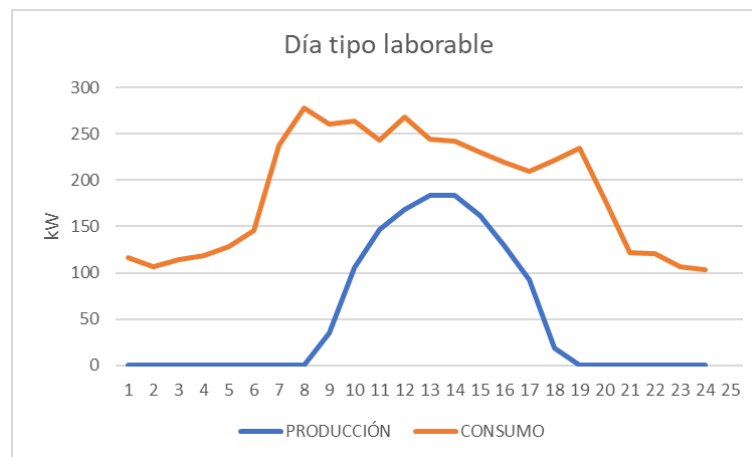


Figura 15. Día tipo laborable Ed. 50.



Figura 16. Día tipo festivo Ed. 50.

11. EDIFICIO 4E.

- Superficie: 1.200m²
- Potencia disponible: 49,40kWp (76 módulos)
- Potencia seleccionada: 32,50kWp (50 módulos)
- Inversor: 30kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: +20°(O)
- Producción anual: 94.996,7 kWh
- Vertido: 0 %
- Antivertido: Transformador



Ilustración 10. Edificio 4E.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

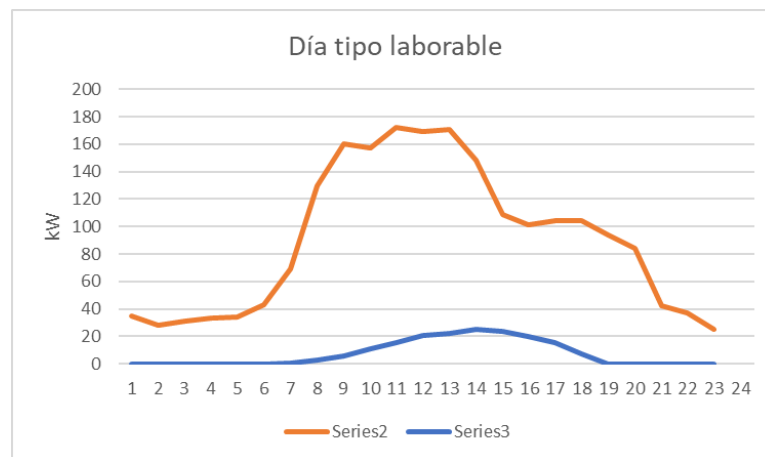


Figura 17. Día tipo laborable Ed. 4E.



Figura 18. Día tipo festivo Ed. 4E.

12. EDIFICIO 4D.

- Superficie: 2.400m²
- Potencia disponible: 107,9kWp (166 módulos)
- Potencia seleccionada: 107,9kWp (166 módulos)
- Inversor: 100kWn
- Inclinación: 35°
- Acimut: +20°(O)
- Producción anual: 94.996,7 kWh
- Vertido: 41,98%
- Antivertido: CGBT



Ilustración 11. Edificio 4D.

A continuación, se muestran los días tipo para días laborables y festivos:

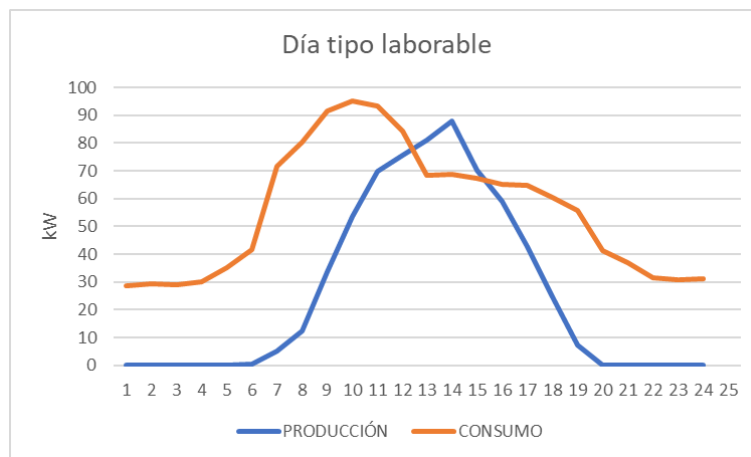


Figura 19. Día tipo laborable Ed. 4D.



Figura 20. Día tipo festivo Ed. 4D.

13.RANKING DE PRODUCCIÓN.

A continuación, se muestra en la Tabla 1 un ranking de todos los edificios ordenados de mayor a menor producción.

Posición	Edificio	Energía generada (kWh)
1	5O	440.257
2	4D	168.724
3	3P	167.715
4	5E	101.656
4	3C-I	101.656
4	1B	101.655
4	1E	101.655
4	1G	101.655
5	1F	50.828
5	4E	50.828

Tabla 1. Ranking de energía producida.

También se puede observar en la Tabla 2 cuales son los edificios con mayor aprovechamiento de esta energía generada.

Posición	Edificio	Energía consumida (kWh)
1	5O	423.483
2	3P	159.211
3	3C-I	101.656
4	1G	101.655
5	5E	98.427
6	4D	70.964
7	1E	69.744
8	1B	58.976
9	1F	50.828
10	4E	50.828

Tabla 2. Ranking de energía consumida.

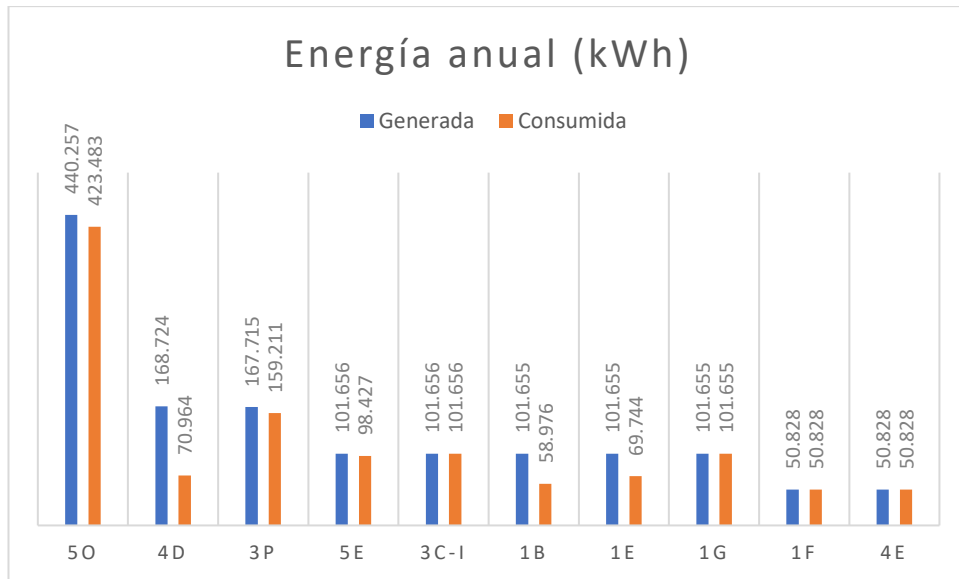


Figura 21. Ranking de energía producida y consumida.

En la figura 21 se hace una comparación entre la energía generada por cada instalación y la que realmente se consumiría.

14. RANKING DE VERTIDO.

El vertido de la instalación es un aspecto importante a tener en cuenta, ya que al fin y al cabo es la energía producida por la instalación que no se utiliza y, al disponer de sistema antivertido, se pierde.

En la Tabla 3 se puede observar ordenado de menor a mayor el porcentaje de vertido respecto a la energía generada.

Posición	Edificio	Vertido (%)
1	1G	0
1	1F	0
1	3C-I	0
1	4E	0
2	5E	3,18
3	5O	3,81
4	3P	5,07
5	1E	31,39
6	1B	41,98
7	4D	57,94

Tabla 3. Ranking de porcentaje de vertido.

En la Figura 22 disponemos de los valores totales de vertido en kWh para cada edificio.

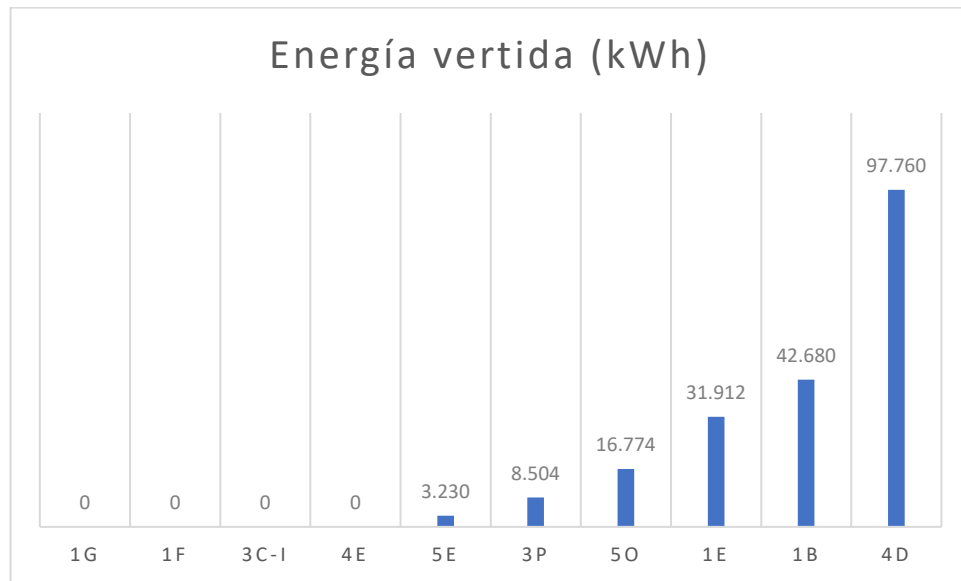


Figura 22. Ranking Energía vertida.

15. DECISIÓN FINAL.

Finalmente, y una vez realizado el estudio, se ha elegido el edificio 5O para realizar la instalación fotovoltaica. El edificio ha sido elegido principalmente por la posibilidad de instalar una potencia mayor que en el resto y por lo tanto posibilidad de obtener un ahorro de energía mayor. También se ha tenido en cuenta la disponibilidad de la cubierta, ya que es el único edificio que tiene la cubierta completamente libre de obstáculos y sombras, además es una cubierta inclinada por lo que la instalación solo precisa de fijaciones coplanares.

1. MEMORIA

Índice de Apartados.

1.	OBJETO DEL PROYECTO.	22
2.	ALCANCE E INTERÉS SOCIAL.	22
3.	ANTECEDENTES, MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN.	22
4.	NORMATIVA Y REFERENCIAS.	22
5.	DATOS DE PARTIDA.	23
5.1.	Titular de la Actividad.	23
5.2.	Ubicación de la Actividad.	24
5.3.	Descripción del Edificio.	24
6.	ÁMBITO DE APLICACIÓN Y RANGO DE SOLUCIONES AL PROYECTO.	24
6.1.	Análisis de Alternativas.	24
7.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.	25
7.1.	Modalidad de Instalación.	25
7.2.	Componentes de la Instalación.	25
7.2.1.	Generador.	25
7.2.2.	Inversor.	26
7.2.3.	Equipo de medida y antivertido.	26
7.3.	Composición de la Instalación.	26
7.3.1.	Módulos fotovoltaicos.	26
7.3.2.	Estructura.	27
7.3.3.	Inversor de red y control de la energía generada.	27
7.3.4.	Cableado y protecciones de continua.	28
7.3.5.	Cableado y protecciones de alterna.	28
7.3.6.	Equipo de medida.	28
7.4.	Montaje y Puesta en Marcha.	28
8.	FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.	29
8.1.	Producción Anual Esperada.	29
8.2.	Mantenimiento de la Instalación.	29
8.3.	Vida Útil de la Instalación.	30
9.	ESTUDIO DE AUTOCONSUMO.	30
9.1.	Consumo Eléctrico Mensual.	30
9.2.	Producción Eléctrica Esperada.	30

9.3.	Comparación Mensual: Consumo vs Autoconsumo.....	31
10.	PRESUPUESTO.....	32
11.	VIABILIDAD ECONÓMICA.....	33
12.	CONCLUSIÓN.....	33

Índice de Tablas

Tabla 1.	Características eléctricas de los módulos.....	26
Tabla 2.	Características mecánicas de los módulos.....	27
Tabla 3.	Características eléctricas de entrada de los inversores.....	27
Tabla 4.	Producción esperada de la instalación.....	31
Tabla 5.	Reducción de consumo.....	32

Índice De Figuras.

Figura 1.	Consumo eléctrico mensual.....	30
Figura 2.	Energía consumida y autoconsumida.....	31
Figura 3.	Consumo actual vs consumo esperado.....	32

1. OBJETO DEL PROYECTO.

El objeto del presente proyecto es definir completamente mediante descripciones y cálculos, de manera que sea posible su construcción e instalación, un sistema fotovoltaico de generación de energía sobre cubierta para autoconsumo on-grid, sin generación de excedentes mediante sistema antivertido.

2. ALCANCE E INTERÉS SOCIAL.

Actualmente el panorama energético es muy favorable para el campo de la energía solar fotovoltaica. Son varios los factores que influyen en que cada vez tengan más importancia este tipo de instalaciones, entre otros: La subida de precio de los combustibles fósiles y en consecuencia de la electricidad, una multitud de objetivos tanto nacionales como europeos y mundiales en cuanto a reducción de emisiones y ayudas nacionales y regionales a las energías renovables. Todo esto hace que día a día se creen nuevas instalaciones y que cada vez se dependa menos las fuentes de energía no renovables.

3. ANTECEDENTES, MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN.

Es conocido que el mundo atraviesa una crisis climática desde hace décadas debido a la gran cantidad de emisiones perjudiciales para la capa de ozono y que contribuyen al calentamiento global.

Debido a esta crisis climática se han creado muchos objetivos tanto internacionales como sobre todo europeos para paliar este problema. Cada vez hay más número y son más restrictivas las medidas que se toman para poder alcanzar estos objetivos y España, como parte de la Unión europea, es uno de los países que participa en este proceso.

Actualmente, España promueve y proporciona gran cantidad de ayudas al autoconsumo, una de las principales soluciones al problema climático. Gracias a estas ayudas el autoconsumo ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años.

Siguiendo esta tendencia, la Universidad Politécnica de Valencia como parte de la política medioambiental y económica ha decidido realizar una instalación fotovoltaica en uno de sus edificios con el fin de obtener un ahorro económico en su consumo energético y a la vez, mejorar su imagen pública gracias a esta contribución a la utilización de energías renovables.

4. NORMATIVA Y REFERENCIAS.

En la redacción del presente proyecto y en su ejecución, serán siempre preceptivos los Reglamentos y Normativas vigentes y en particular:

REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN e ITC (R.D. 842/2002 de 2 de agosto).

REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE núm. 310, de 27/12/2000) y sus modificaciones.

REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (BOE núm. 224, de 18/09/2002) y sus modificaciones.

Ley 82/1980 de 30 de diciembre, sobre conservación de la energía.

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

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.

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 (DOCV núm. 4999, de 05/05/2005).

RESOLUCIÓN de 22 de octubre de 2010, de la Dirección General de Energía, por la que se establece una declaración responsable normalizada en los procedimientos administrativos en los que sea preceptiva la presentación de proyectos técnicos y/o certificaciones redactadas y suscritas por técnico titulado competente y carezcan de visado por el correspondiente colegio profesional (DOCV núm. 6389, de 03/11/2010)

REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (BOE núm. 295, de 08/12/2011) y sus modificaciones.

LEY 2/2012, de 14 de junio, de la Generalitat, de Medidas Urgentes de Apoyo a la iniciativa Empresarial y a los Emprendedores, Microempresas y Pequeñas y Medianas Empresas de la Comunitat Valenciana (DOCV núm. 6800, de 20/06/2012).

LEY 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE núm. 310, de 27/12/2013) y sus modificaciones.

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

REAL DECRETO 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. (BOE núm. 83, de 6 de abril de 2019).

NORMAS UNE de referencia en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

CÓDIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN.

Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.

Ordenanzas municipales.

5. DATOS DE PARTIDA.

5.1. Titular de la Actividad.

La empresa titular de la instalación y del edificio en el cual se va a realizar es la Universidad Politécnica de Valencia

Razón Social: Universidad Politécnica de Valencia

C.I.F.: Q4618002B

Domicilio Social: Camí de Vera S/N, 46022 Valencia (Valencia)

5.2. Ubicación de la Actividad.

La instalación fotovoltaica se realizará en el edificio 50 de la Universidad Politécnica de Valencia, con dirección: Camí de Vera, s/n, 46022 València, Valencia.

En la sección de Planos, Planos de Emplazamiento, se muestra la situación y ubicación de la instalación en cuestión.

5.3. Descripción del Edificio.

Edificio perteneciente al Campus de Vera de la Universidad Politécnica de Valencia, destinado a labores de seguridad y mantenimiento. Ubicado entre la facultad de Bellas Artes y los invernaderos de la parte norte del campus.

Está formado por tres naves adyacentes con cubiertas inclinadas a un agua.

6. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y RANGO DE SOLUCIONES AL PROYECTO.

El ámbito de aplicación del proyecto es una instalación fotovoltaica sobre cubierta con objetivo de ahorrar energía eléctrica y la cantidad económica correspondiente.

6.1. Análisis de Alternativas.

Partiendo desde que la cubierta esta inclinada 7° y orientada con 20° hacia el Oeste respecto del Sur, las diferentes alternativas analizadas han sido las siguientes:

1. Instalación de los módulos con estructura inclinada 30° sobre la cubierta orientados hacia el sur.

Esta configuración es óptima respecto del punto de vista de la producción, ya que la orientación e inclinación son las ideales y por lo tanto se maximizaría la producción.

Ha sido descartada debido a la complejidad de la estructura necesaria para cambiar la orientación e inclinación de los paneles, así como el elevado coste de estas.

2. Instalación de los módulos con estructura inclinada 30° y orientación propia del edificio.

Con esta configuración, la producción sería menor que en la anterior, aunque hay que tener en cuenta que las pérdidas por mala orientación no son tan significantes como las de inclinación.

La estructura inclinada de esta opción es más sencilla y genérica que la anterior por lo que el coste tanto de la propia estructura como de la mano de obra se reduce, aun así, supondría una cantidad económica elevada por lo que esta configuración también se descarta.

3. Instalación de los módulos coplanares a la cubierta con la orientación propia del edificio.

Desde el punto de vista de la producción es la peor opción, ya que no tiene ni la orientación ni la inclinación optima y además la estructura coplanar empeora la ventilación de los módulos por lo que las pérdidas por temperatura serán mayores.

Esta opción es la más viable desde el punto de vista práctico ya que la estructura coplanar es más económica que las anteriores y reduce considerablemente los costes de mano de obra y mantenimiento. Además, al estar los módulos coplanares a la cubierta, se puede instalar un número mayor debido a que no es necesario dejar separación entre estos por sombras.

Por todas estas ventajas, se ha elegido llevar a cabo esta configuración.

7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.

La instalación se compone de un total de 498 módulos Trinasolar Vertex TSM-DE21, de 650Wp cada uno, agrupados eléctricamente en 15 series de 18 módulos y 12 series de 19. Los módulos se instalarán coplanares a la cubierta, que tiene una inclinación de 7,35°. La instalación no incluye actuaciones en la estructura preexistente y no implican ningún riesgo para la misma.

Las series se conectarán en partes iguales a tres inversores Huawei SUN2000-100KTL-M1, de 100kW. Los inversores a su vez estarán ubicados dentro del edificio, en la nave central, protegidos de cualquier elemento que pueda dañar su funcionamiento.

Los inversores se conectarán entre ellos en un cuadro propio con sus respectivas protecciones y posteriormente se conectarán mediante una línea trifásica con neutro al cuadro general del edificio 5Q, el cual también estará protegido. No se realiza la conexión al cuadro del propio edificio ya que este no admite la potencia de la instalación.

En la sección de Planos se puede observar una mayor claridad de la disposición de los módulos y el esquema eléctrico unifilar.

También se encuentran en el ANEXO las fichas técnicas de todos los equipos utilizados.

7.1. Modalidad de Instalación.

La modalidad de la instalación es de autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución.

Se ha realizado la selección de esta modalidad debido a que así lo ha deseado la empresa titular de esta actividad. Los principales motivos de la elección han sido los siguientes:

- Rapidez en los trámites. La modalidad de autoconsumo con excedentes precisa del permiso de acceso y conexión de la compañía distribuidora lo que puede suponer un tiempo de espera de meses. De esta manera conseguimos una mayor facilidad y rapidez a la hora de ejecutar el proyecto y poner en marcha la instalación.
- Excedentes sin compensación. Las instalaciones de más de 100kW no pueden acogerse a la compensación simplificada y deben vender sus excedentes en el mercado eléctrico, lo que supone tener que hacer trámites para darse de alta como productor de energía y entre otras cosas declarar los beneficios obtenidos.
- Posibilidad de cambiar de modalidad más adelante. Si en el futuro el titular de la instalación decidiera cambiar a la modalidad de autoconsumo con excedentes, únicamente tendría que iniciar el proceso de tramitación y obtención de los permisos necesarios.

7.2. Componentes de la Instalación.

7.2.1. Generador.

Está formado por una serie de módulos del mismo modelo conectados entre sí y se encarga de transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos. Sin embargo, no es posible inyectar directamente la energía del generador fotovoltaico a la red eléctrica, ya que debe ser transformada en corriente alterna para acoplarse a la misma.

7.2.2. Inversor.

La corriente generada se conduce al inversor que, utilizando la electrónica de potencia, la convierte en corriente alterna a la misma frecuencia y tensión que la red eléctrica y de este modo queda disponible para el consumo.

7.2.3. Equipo de medida y antivertido.

Una vez realizada la instalación, es necesario contabilizar la energía generada y en este caso, para la modalidad de autoconsumo sin excedentes, es necesario tener en cuenta la energía consumida para poder controlar la producción.

El equipo de medida del punto frontera de la instalación es existente y no se modifica, este está ubicado en el centro de entrega del campus.

Las instalaciones actuales cuentan con analizadores de red ubicados en puntos de consumo específicos para realizar un seguimiento de todos los consumos de la universidad.

Con objeto de monitorizar la producción de energía en las instalaciones, se instalará un sistema de monitorización web, que además actuará como sistema anti vertido. Se adjunta las características del dispositivo de monitorización con antivertido en el ANEXO.

Este equipo se conectará al transformador del cual cuelga el cuadro al que se va a conectar la instalación en el que se va a realizar la instalación y que se encuentra en el edificio 7H. El dispositivo antivertido se va a ubicar en este transformador con el fin de no generar un porcentaje de energía no consumida excesivo.

Habrá que llevar un cable de red desde los inversores hasta el equipo de medida para poder realizar la comunicación.

7.3. Composición de la Instalación.

7.3.1. Módulos fotovoltaicos.

Para la instalación objeto del proyecto se han seleccionado los módulos Trinasolar Vertex TSM-DE21, de 650 Wp. Se instalarán un total de 498 módulos agrupados en 15 series de 18 paneles y 12 series de 19, suponiendo una potencia total de 323,7kW.

A continuación, se muestran las características eléctricas y físicas de los módulos seleccionados:

Características Eléctricas (STC)	
Potencia máxima (Pmax)	650 W
Tensión de máxima potencia (Vmpp)	37,4 V
Corriente de máxima potencia (Impp)	17,39 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	45,3 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	18,44 A
Eficiencia del módulo (η_m)	20,9

Tabla 1. Características eléctricas de los módulos.

Características Mecánicas	
Tipo de célula	Monocrystalina
N.º de células	132
Dimensiones	2384x1303x33 mm
Peso	33,3 kg

Tabla 2. Características mecánicas de los módulos.

Para obtener más detalle de información se encuentra la ficha técnica completa en el ANEXO.

7.3.2. Estructura.

Hay que tener en cuenta que el montaje de la instalación se va a realizar coplanar a la cubierta por lo que las estructuras como tal serán soportes coplanares.

Los soportes coplanares están formados por pequeños railes que se fijan mediante tornillería de fijación tanto a la chapa de la cubierta como a la estructura de los módulos. Además, disponen de juntas de estanqueidad para asegurar la tornillería y tornillos de anclaje autorroscantes para facilitar el montaje.

Los paneles se montarán sobre estructuras soporte que a su vez se fijarán sobre la cubierta de la nave, la intervención no incluirá actuaciones en la estructura preexistente.

Se ha tenido en cuenta que en el proyecto de ejecución de la nave ya se consideró una sobrecarga adicional de 100 kg/m² en lugar de los 40 kg/m² que indica la norma de referencia CTE.

Dado que la estructura de suportación de los paneles tiene un peso 3 kg/m² y lo paneles tienen un peso de 11,21 kg/m², sumando un total de 14,21 kg/m², se considera que no afecta a la estructura del edificio.

No se ha contemplado la acción del viento sobre los paneles, dado que la disposición de los módulos es por superposición y en consecuencia la acción del viento no puede presentar una succión que los sistemas de fijación deben soportar.

Para más información sobre la estructura de montaje consultar la ficha técnica en el ANEXO

7.3.3. Inversor de red y control de la energía generada.

Los inversores que se van a utilizar son el modelo SUN2000-100KTL-M1 de la marca HUAWEI, con una potencia nominal de 100kW.

Este inversor cuenta con 10 entradas con seguidor del punto de máxima potencia de las cuales se van a utilizar 9.

A la hora de diseñar las series de paneles se ha tenido en cuenta tanto el valor máximo y mínimo de tensión de entrada, como el rango de tensión de seguimiento de máxima potencia (MPPT).

Características eléctricas de entrada (DC)	
Máxima tensión de entrada	1.100 V
Máxima Intensidad por MPPT	26 A
Máxima intensidad de cortocircuito	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Tensión de operación MPPT	200-1.000 V
Tensión nominal de entrada @400	600 V
Número de entradas	20
Número de MPPT	10

Tabla 3. Características eléctricas de entrada de los inversores.

7.3.4. Cableado y protecciones de continua.

Esta parte del cableado abarca las conexiones entre las series de módulos y los inversores.

Hay que tener en cuenta que este cableado, aunque está protegido por las bandejas de canalización, está situado a la intemperie en la cubierta del edificio por lo que está expuesto a las diferentes condiciones climáticas y es más probable su deterioro. Por esto mismo se ha decidido utilizar cable solar ZZ-F 0,6 / 1,8 kV Cu de 6mm²

7.3.5. Cableado y protecciones de alterna.

Esta parte del cableado abarca desde la salida de los inversores hasta el punto de consumo. Se divide en dos partes:

La primera, desde la salida de cada inversor hasta el cuadro donde se van a unir estos en una sola línea, ambas partes situadas en la planta baja de la nave central del edificio. En esta parte se utilizarán cables RV-K 0,6/1kV Cu de 95mm²

La segunda, desde esta unión hasta el cuadro del edificio 5Q donde se conecta al punto de consumo. Esta línea atraviesa la galería subterránea que une el edificio donde se ubica la instalación y el edificio donde se ubica el cuadro. En esta parte se utilizarán 2 cables RV-K 0,6/1kV Cu de 240mm² por fase y un único neutro de la misma sección.

Esta línea inicialmente se dimensionó con conductores de aluminio para abaratar costes, pero el responsable de la empresa titular de la instalación ha decidido utilizar conductores de cobre.

7.3.6. Equipo de medida.

El equipo de medida del punto frontera de la instalación es existente y no se modifica, este está ubicado en el centro de entrega del campus.

La modalidad de la instalación es de autoconsumo sin excedentes. Con objeto de monitorizar la producción de energía en las instalaciones, se instalará un sistema de monitorización web, que además actuará como sistema antivertido. Este equipo se conectará al transformador del cual cuelga el edificio en el que se va a realizar la instalación y que se encuentra en el edificio 7H.

Se utilizará un registrador de datos Huawei SmartLogger 3000A junto a un medidor de potencia Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H 250A/50mA como sistema antivertido. Estos dos equipos se encargarán, junto a los inversores, de detener la producción cuando se vayan a generar excedentes.

Se adjunta las características de los dispositivos mencionados en el Anexo

7.4. Montaje y Puesta en Marcha.

El montaje y la puesta a punto está planificado que se realice en un total de 8 semanas con un máximo de 4 trabajadores al día.

La primera fase del montaje vendrá dada por la colocación de todas las medidas de seguridad necesarias para trabajar en la cubierta.

A continuación, se colocarán las estructuras en sus respectivos lugares para después fijar los módulos a estas. Inmediatamente después se realizarán las conexiones entre módulos y posteriormente, una vez colocados los inversores, se conectarán a estos.

La conexión de los tres inversores en paralelo se realizará después de haber instalado todas las protecciones y los equipos de monitorización.

Una vez hecho esto se pasará a realizar la conexión de la línea principal con el cuadro del edificio 5Q.

Finalmente, se pondrá en marcha la instalación y se comprobará que todo funciona correctamente. De no ser así, se realizarán los cambios necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.

8. FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

El generador fotovoltaico está formado por 27 series de 8 y 9 módulos, de 650W cada uno, que se encargan de transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos.

Sin embargo, no es posible inyectar directamente la energía del generador fotovoltaico a la red eléctrica, ya que debe ser transformada en corriente alterna para acoplarse a la misma. Esta función la realizan los 3 inversores, los cuales son de 100kW cada uno. La corriente recibida por estos, utilizando la electrónica de potencia, se convierte en corriente alterna a la misma frecuencia y tensión que la red eléctrica y de este modo queda disponible para su consumo.

Paralelamente los equipos de monitorización se encargan de controlar los inversores para que la energía producida no supere a la consumida y por lo tanto no se genere ningún vertido a la red.

8.1. Producción Anual Esperada.

La generación de energía de la instalación depende de los factores climáticos, principalmente de la radiación solar. Esto da lugar a que la producción varíe durante el año y de un año a otro.

Aunque esta no sea constante, actualmente hay gran cantidad de herramientas y bases de datos climáticas con las que se puede obtener una estimación bastante acertada de la producción anual de las instalaciones fotovoltaicas.

Mediante estas herramientas se ha obtenido que la producción anual esperada de la instalación será de 499.528 kWh, gracias al estudio de consumos realizado, se ha obtenido también que se consumirá un 94,36% de esta energía. La producción restante no se aprovechará debido al sistema antivertido.

Para más información consultar el apartado correspondiente de la parte de cálculos justificativos.

8.2. Mantenimiento de la Instalación.

Durante la vida útil de la instalación se realizarán mantenimientos periódicos para asegurar la seguridad y el correcto funcionamiento de esta.

Se realizarán mantenimientos preventivos en los cuales se inspeccionarán los diferentes elementos de la instalación, asegurando el normal funcionamiento de cada uno. También se realizarán labores de limpieza y conservación de los elementos que la precisen como, por ejemplo, de los módulos fotovoltaicos.

En el momento que se localice algún elemento que pueda poner en peligro el funcionamiento de la instalación, se realizará la sustitución de este con la mayor rapidez posible y si fuera necesario, se detendrá el funcionamiento de la instalación hasta que se haya resuelto el problema.

Se llevará a cabo un registro de todas las labores de mantenimiento que se realicen, así como se mantendrá actualizado un informe con el estado de la instalación y los diferentes inconvenientes que se produzcan.

Todos los trabajos de mantenimiento serán realizados por personal competente y autorizado, prohibiéndose acceso a la instalación a las personas no autorizadas.

8.3. Vida Útil de la Instalación.

Se prevé que la instalación tenga una vida útil de 30 años, teniendo en cuenta las indicaciones técnicas de los elementos que componen la instalación.

Durante este periodo es posible que se necesite sustituir algún elemento con el fin de mantener el funcionamiento de la instalación hasta el fin de su vida útil.

9. ESTUDIO DE AUTOCONSUMO.

En este apartado se va a analizar los datos de consumo anuales del lugar en el que se va a realizar la instalación y se van a comparar con la producción esperada de la instalación.

9.1. Consumo Eléctrico Mensual.

A continuación, se muestra en la figura 1 el consumo desglosado por meses del transformador al que se va a conectar el antivertido y por lo tanto el que va a condicionar cuando ha de producirse energía mediante la instalación fotovoltaica y cuando no.

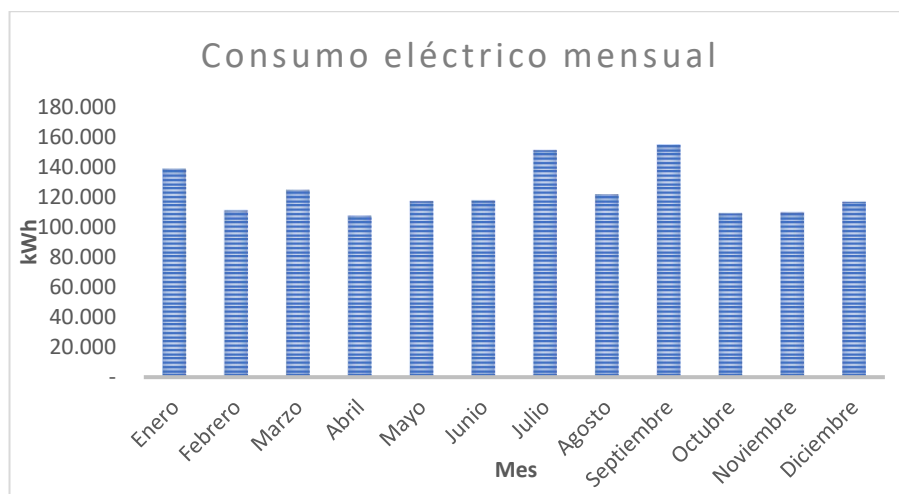


Figura 1. Consumo eléctrico mensual.

9.2. Producción Eléctrica Esperada.

A continuación, en la tabla 4, se muestra la energía que se espera que produzca la instalación a lo largo de un año completo. Estos datos se han obtenido a partir de una simulación realizada con el software PVGIS. Para más información consultar el apartado de cálculos.

Mes	Producción esperada (kWh)
Enero	24.884
Febrero	28.889
Marzo	41.462
Abril	48.332
Mayo	57.352
Junio	59.457
Julio	60.976
Agosto	54.305
Septiembre	42.587
Octubre	34.133
Noviembre	24.920
Diciembre	22.231
TOTAL	499.528

Tabla 4. Producción esperada de la instalación.

9.3. Comparación Mensual: Consumo vs Autoconsumo.

En este apartado, se muestran los consumos esperados una vez la instalación este en marcha, es decir, una vez se esté cubriendo parte del consumo del transformador mediante la electricidad producida por la instalación.

En la figura 2 se encuentra representado el consumo mensual total y que porción de este se está cubriendo con la instalación fotovoltaica.

Como se puede observar la energía autoconsumida es una parte significativa del consumo total y que, en algunos meses, llega a suponer casi la mitad del consumo.

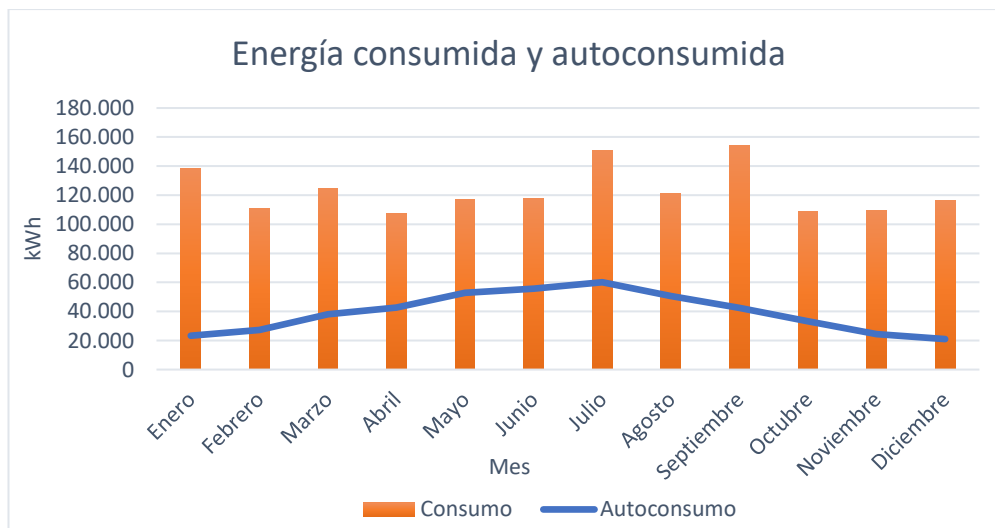


Figura 23. Energía consumida y autoconsumida.

En la figura 3, se ha representado la energía consumida directamente de la red antes y después de la instalación. Con lo que se observa el ahorro de energía producido gracias a la instalación.

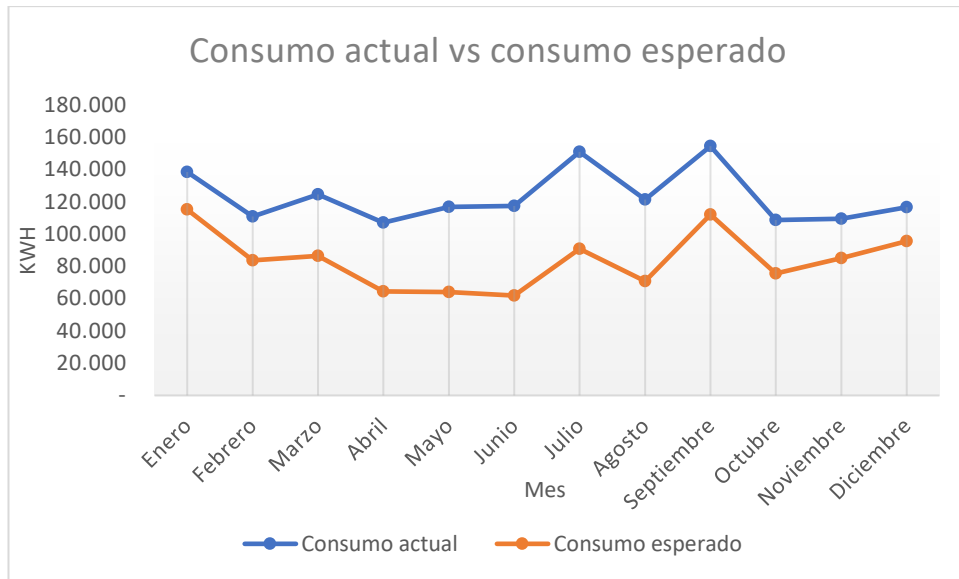


Figura 3. Consumo actual vs consumo esperado.

Por último, en la tabla 5, se muestra el porcentaje de ahorro de energía mensual y anual debido a la instalación fotovoltaica. Como se puede observar a lo largo de un año se produce un ahorro de casi un tercio del consumo total.

Mes	Reducción de consumo (%)
Enero	16,88
Febrero	24,53
Marzo	30,53
Abril	39,82
Mayo	45,11
Junio	47,31
Julio	39,82
Agosto	41,74
Septiembre	27,47
Octubre	30,55
Noviembre	22,19
Diciembre	17,99
TOTAL	31,90

Tabla 5. Reducción de consumo.

10.PRESUPUESTO.

El presupuesto de la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto asciende a la cantidad de CUATROCIENTOS OCHENTA Y CINCO MIL SETENTA Y TRES EUROS Y NOVENTA Y TRES CÉNTIMOS (485.073,93 €).

11.VIABILIDAD ECONÓMICA.

El estudio de viabilidad económica se puede observar con detalle en el apartado de cálculos justificativos. En cuanto a las conclusiones de este estudio, se puede decir:

El periodo de retorno de la inversión es de 4 años. Teniendo en cuenta que el desembolso del proyecto se realiza en el primer año.

Para evaluar si la inversión es realmente rentable para un plazo de 30 años se han calculado el VAN y la TIR, indicadores de la rentabilidad y la viabilidad del proyecto. Los valores calculados se muestran a continuación.

- El Valor Actual Neto (VAN) es de 2.770.133,58€.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) es de un 33%.

Tanto el VAN como la TIR son positivos, lo que indica que la inversión es rentable y se puede llevar a cabo.

12.CONCLUSIÓN.

Descrita y justificada la Memoria conforme con las disposiciones oficiales que regulan la materia, se da por concluida, prestándola a la consideración de los organismos competentes para su aprobación y legalización, quedando a su disposición para cuantas aclaraciones se estimen oportunas.

2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Índice de Apartados.

1.	DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	37
1.1.	Número de Módulos en Serie.	37
1.2.	Número de Series en Paralelo.	39
1.3.	Cableado y Protecciones.....	39
1.3.1.	Parte de DC.....	39
1.3.2.	Parte AC.....	42
1.3.3.	Puesta a Tierra.	44
2.	CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN.	45
2.1.	Datos Climáticos.....	45
2.2.	Pérdidas por Sombreado del Horizonte.....	45
2.3.	Pérdidas por Sombreado Cercano.....	46
2.4.	Otras Pérdidas.....	47
2.5.	Cálculo de la Producción Anual Esperada.	47
3.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	49

Índice de Figuras.

Figura 1.	Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación.	46
Figura 2.	Diagrama de trayectorias solares para el cálculo de perdidas por sombras.	47

Índice de Tablas.

Tabla 1.	Resumen de características de la instalación.	37
Tabla 2.	Características de las series de paneles.	39
Tabla 3.	Comprobación de corriente en el cableado DC.....	40
Tabla 4.	Caída de tensión Inversor 1.....	41
Tabla 5.	Caída de tensión Inversor 2.....	41
Tabla 6.	Caída de tensión Inversor 3.....	42
Tabla 7.	Resumen líneas AC.	42
Tabla 8.	Comprobación de corrientes AC.....	43
Tabla 9.	Caída de tensión líneas AC.	43
Tabla 10.	Comprobación sobreintensidades.	44
Tabla 11.	Datos climáticos promedio.	45

Tabla 12. Recomendación de pérdidas por sombras, orientación e inclinación IDAE.....	46
Tabla 13. Producción mensual esperada.....	48
Tabla 14. Resumen de la producción de la instalación.....	48
Tabla 15. Flujo de caja para un periodo de 30 años.....	49

Índice de Ecuaciones.

Ecuación 1.....	37
Ecuación 2.....	38
Ecuación 3.....	38
Ecuación 4.....	38
Ecuación 5.....	38
Ecuación 6.....	38
Ecuación 7.....	39
Ecuación 8.....	39
Ecuación 9.....	40
Ecuación 10.....	40
Ecuación 11.....	41
Ecuación 12.....	43
Ecuación 13.....	44
Ecuación 14.....	44
Ecuación 15.....	44

1. DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

El sistema fotovoltaico que se va a diseñar tiene una potencia pico de 323,7kW. Este valor es la suma de las potencias máximas unitarias de todos los paneles fotovoltaicos de la instalación medidos en condiciones STC (1.000W/m²; 25°C; AM= 1,5).

El resumen de las principales características de la instalación se muestra en la Tabla 1 y en esta parte del documento se va a explicar cómo han sido calculados.

Resumen de características de la instalación	
Potencia pico (Paneles)	323,7 kW
Potencia nominal (Inversores)	300 kW
Sobredimensionamiento	107,9%
Módulos	Trinasolar Vertex TSM-DE21
Unidades	498
Potencia unitaria	650 W
Dimensiones	2384x1303x33 mm
Inversores	Huawei SUN2000-100KTL-M1
Unidades	3
Potencia unitaria	300 kW
N.º de módulos por inversor	166
N.º de series por inversor	9
N.º MPPT	10
Dimensiones	1.035x700x365 mm

Tabla 1. Resumen de características de la instalación.

1.1. Número de Módulos en Serie.

Para obtener el número de módulos que serán conectados en serie hay que tener en cuenta dos condiciones.

- La tensión máxima de la serie no supere la tensión máxima de entrada (DC) del inversor.
- La tensión de la serie se encuentra dentro del rango MPPT del inversor, preferiblemente en la zona media, para maximizar la eficiencia de este.

Primero se va a calcular el número máximo posible de paneles que se pueden conectar en serie. Para ello hay que tener en cuenta que la máxima tensión de los paneles se produce a temperaturas bajas. Por lo que se va a obtener mediante la ecuación 1 la tensión del panel para la temperatura mínima histórica de la ciudad de Valencia, donde se encuentra la instalación.

$$V_{OC-MAX} = V_{OC-STC} * (1 + \beta * (T_{min} - 25)) = 52,66 V$$

Ecuación 1

Siendo:

$$V_{oc-stc}=45,3 V$$

$$\beta \text{ (Coeficiente de temperatura de } V_{oc}) = -0,25 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\min} = -8^{\circ}\text{C}$$

Una vez obtenida la tensión máxima del módulo, se calcula el número máximo de paneles en serie con la ecuación 2.

$$N^{\circ}_{MAX} = \frac{V_{OC-MAX}}{V_{MAX-INV}} = 22,43 \rightarrow 22$$

Ecuación 2

Siendo:

$$V_{MAX-INV} = 1.100 \text{ V}$$

A continuación, se va a comprobar la segunda condición. Para ello se va a proceder de la misma manera que para el cálculo del número máximo de módulos en serie y se va a calcular la tensión máxima y mínima de funcionamiento del panel.

Se va a considerar como temperatura máxima la temperatura máxima de funcionamiento del panel.

$$V_{MPP-MAX(mod)} = V_{MPP-STC} * (1 + \beta * (T_{\min} - 25)) = 40,49 \text{ V}$$

Ecuación 3

$$V_{MPP-MIN(mod)} = V_{MPP-STC} * (1 + \beta * (T_{\max} - 25)) = 31,79 \text{ V}$$

Ecuación 4

Siendo:

$$V_{MPP-STC} = 37,4\text{V}$$

$$T_{\min} = -8^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\max} = 85^{\circ}\text{C}$$

$$\beta = -0,25 \text{ \%/}^{\circ}\text{C}$$

Conociendo que el rango de tensión de funcionamiento MPPT del inversor es 200-1.000V y habiendo calculado la tensión máxima (ecuación 3) y mínima (ecuación 4) del módulo, lo inmediato es obtener el número máximo (ecuación 5) y mínimo (ecuación 6) de paneles en serie que conectados al inversor se encontrarían dentro de este rango.

$$N^{\circ} \text{ paneles}_{MAX-MPPT} = \frac{V_{MPPT-MAX(inv)}}{V_{MPP-MAX(mod)}} = 24,7 \rightarrow 24$$

Ecuación 5

$$N^{\circ} \text{ paneles}_{MIN-MPPT} = \frac{V_{MPPT-MIN(inv)}}{V_{MPP-MIN(mod)}} = 6,29 \rightarrow 7$$

Ecuación 6

Una vez es conocido el rango posible de paneles, se ha decidido realizar series de 18 y 19 paneles, sabiendo que la tensión de estas series en condiciones STC serán 673,2V y 710,6V respectivamente.

1.2. Número de Series en Paralelo.

Dividiendo el número de paneles total entre los tres inversores nos quedan 166 paneles por inversor. Teniendo en cuenta que se han elegido series de 18 y 19 módulos, queda un total de 9 series por inversor.

Sabiendo que el inversor seleccionado cuenta con dos entradas por MPPT, no es necesario realizar conexiones en paralelo de las series de paneles, ya que existen un total de 10 MPPT y 20 entradas.

Aunque no sea necesario conectar series en paralelo, hay que asegurarse que la corriente que pasa por las series es admitida por el inversor. Para ello hay que calcular la corriente nominal y de cortocircuito máxima de los paneles mediante las ecuaciones 7 y 8 respectivamente. Estas corrientes se dan a temperaturas altas, en este caso se va a utilizar la temperatura máxima de funcionamiento del panel.

$$I_{SC-MAX} = I_{SC-STC} * (1 + \alpha * (T_{max} - 25)) = 18,88 A$$

Ecuación 7

$$I_{MPP-MAX} = I_{MPP-STC} * (1 + \alpha * (T_{max} - 25)) = 17,81 A$$

Ecuación 8

Siendo:

$$I_{SC-STC} = 18,44 A$$

$$\alpha \text{ (coeficiente de temperatura de } I_{SC}) = 0,04\%/^{\circ}C$$

$$T_{max} = 85^{\circ}C$$

Habiendo calculado las dos corrientes máximas y comparándolas con la intensidad máxima por MPPT (26A) y la intensidad máxima de cortocircuito (40A) del inversor, se puede decir que las dos cumplen con el valor máximo.

1.3. Cableado y Protecciones.

1.3.1. Parte de DC.

Las características de las series de paneles son las siguientes:

Resumen de características de las series de paneles		
N.º de módulos conectados	18	19
Potencia	11,7kW	12,35 kW
Tensión	673,2V	710,6V
Corriente	17,39A	

Tabla 4. Características de las series de paneles.

El cableado elegido es del tipo ZZ-F 1,8KV Cu y la sección elegida es de 6mm²

En la selección del cableado para la conexión de los paneles con el inversor hay que tener en cuenta dos condiciones:

- El cable soporte una intensidad de 1,25 veces la de los paneles.

- La caída de tensión máxima en cualquiera de las líneas no supere el 1,5%.

A continuación, se va a comprobar la primera condición. Lo primero es establecer cuál es la corriente máxima admisible del cable, para ello se han utilizado las tablas C.52.1 bis y C.52.3 de la norma UNE-HD-60364-5-52y se ha obtenido una corriente máxima admisible a 40°C de 52A y un factor de agrupación de 0,7.

Los resultados son los siguientes:

Sección (mm ²)	I admisible (A)	I adm. agrupación (A)	I nominal (A)	1,25*I (A)
16	52	36,4	17,39	21,74

Tabla 3. Comprobación de corriente en el cableado DC.

Como se puede observar el cable admite la corriente nominal y el 125% de esta.

Por último, se va a comprobar el criterio de la caída de tensión, para ello se va a utilizar la siguiente formula:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * \rho * \frac{L}{S} * I}{V}$$

Ecuación 9

Siendo:

$\Delta V(\%)$ = Caída de tensión porcentual, respecto de la corriente nominal de la línea.

ρ = resistividad del cobre a la temperatura de servicio ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

L= Longitud de la línea (m).

S= Sección del conductor (mm²).

I= Corriente nominal de la línea (A).

V= Tensión nominal de la línea (V).

Como se puede observar, la resistividad del cobre esta evaluada a la temperatura de funcionamiento, por lo que primero habrá que calcular esta, para ello:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) * \left(\frac{I}{I_{adm}} \right)^2 = 45,59^\circ\text{C}$$

Ecuación 10

Siendo:

T: temperatura de trabajo del conductor(°C).

T₀: Temperatura ambiente más desfavorable= 40°C.

T_{max}: Temperatura máxima del cable= 90°C.

I: Intensidad nominal de la línea= 17,39 A.

I_{adm}: Intensidad admisible del cable= 52A.

Una vez obtenida la temperatura de trabajo del conductor, lo inmediato es calcular la resistividad del cobre a esa temperatura. Para ello se parte de la resistividad del cobre a 20°C y mediante el coeficiente de variación de la resistividad con la temperatura se calcula la resistividad a la temperatura deseada mediante la siguiente fórmula.

$$\rho_T = \rho_{20} * [1 + \alpha(T - 20)] = 0,01965 \Omega * mm^2/m$$

Ecuación 11

Siendo:

ρ_T : resistividad del cobre a la temperatura de trabajo del conductor T.

ρ_{20} : resistividad del cobre a 20°C= 1/56 $\Omega * mm^2/m$

α : Coeficiente de variación de la resistividad con la temperatura= 0,00392 1/°C.

T: Temperatura de trabajo del conductor (°C).

Una vez obtenida la resistividad del cobre a la temperatura deseada, se calcula la caída de tensión mediante la ecuación 9. Al tener cada serie una longitud diferente, las caídas de tensión varían entre una y otra por lo que a continuación se muestra un resumen de todas las líneas con sus principales características.

INVERSOR 1								
Circuito	Nº paneles	P(kW)	I(A)	V (V)	S(mm ²)	L(m)	ΔV (V)	ΔV (%)
Serie 1	19	12,35	17,39	710,6	6	32	3,64	0,51%
Serie 2	19	12,35	17,39	710,6	6	34	3,87	0,54%
Serie 3	19	12,35	17,39	710,6	6	36	4,10	0,58%
Serie 4	19	12,35	17,39	710,6	6	38	4,33	0,61%
Serie 5	18	11,7	17,39	673,2	6	40	4,56	0,68%
Serie 6	18	11,7	17,39	673,2	6	42	4,78	0,71%
Serie 7	18	11,7	17,39	673,2	6	44	5,01	0,74%
Serie 8	18	11,7	17,39	673,2	6	46	5,24	0,78%
Serie 9	18	11,7	17,39	673,2	6	48	5,47	0,81%

Tabla 4. Caída de tensión Inversor 1.

INVERSOR 2								
Circuito	Nº paneles	P(kW)	I(A)	V (V)	S(mm ²)	L(m)	(VA - VB)	C.d.T (%)
Serie 10	19	12,35	17,39	710,6	6	12	1,37	0,19%
Serie 11	19	12,35	17,39	710,6	6	14	1,59	0,22%
Serie 12	19	12,35	17,39	710,6	6	16	1,82	0,26%
Serie 13	19	12,35	17,39	710,6	6	18	2,05	0,29%
Serie 14	18	11,7	17,39	673,2	6	20	2,28	0,34%
Serie 15	18	11,7	17,39	673,2	6	22	2,51	0,37%
Serie 16	18	11,7	17,39	673,2	6	24	2,73	0,41%
Serie 17	18	11,7	17,39	673,2	6	26	2,96	0,44%
Serie 18	18	11,7	17,39	673,2	6	28	3,19	0,47%

Tabla 5. Caída de tensión Inversor 2.

INVERSOR 3								
Circuito	Nº paneles	P(kW)	I(A)	V (V)	S(mm2)	L(m)	(VA - VB)	C.d.T (%)
Serie 19	19	12,35	17,39	710,6	6	30	3,42	0,48%
Serie 20	19	12,35	17,39	710,6	6	28	3,19	0,45%
Serie 21	19	12,35	17,39	710,6	6	26	2,96	0,42%
Serie 22	19	12,35	17,39	710,6	6	24	2,73	0,38%
Serie 23	18	11,7	17,39	673,2	6	22	2,51	0,37%
Serie 24	18	11,7	17,39	673,2	6	20	2,28	0,34%
Serie 25	18	11,7	17,39	673,2	6	18	2,05	0,30%
Serie 26	18	11,7	17,39	673,2	6	16	1,82	0,27%
Serie 27	18	11,7	18,39	673,2	6	14	1,69	0,25%

Tabla 6. Caída de tensión Inversor 3.

Una vez definidas todas las líneas de corriente continua, es imprescindible definir las protecciones necesarias para asegurar el funcionamiento normal en esta parte de la instalación.

Debido a las características de los módulos fotovoltaicos, las protecciones deben centrarse en las corrientes de cortocircuito debidas a un mal funcionamiento de algún panel.

Actualmente la mayoría de los inversores del mercado, incluido el seleccionado para esta instalación, llevan integrados fusibles para proteger cada serie de paneles. Por esto mismo no es necesario instalar ningún fusible extra ya que con los propios del inversor el campo solar queda debidamente protegido.

1.3.2. Parte AC.

La parte de corriente alterna de la instalación está compuesta por las líneas que van de los inversores hasta el cuadro principal de la instalación, donde se realizan las conexiones entre ellos y posteriormente la línea que va desde este cuadro hasta el CGBT donde se realiza la conexión a la red interna de la universidad.

Resumen de características de las líneas AC				
N.º	Descripción	Potencia (kW)	Tensión (V)	Corriente (A)
1	Inversor 1 a cuadro principal FV	100	400	144,34
2	Inversor 2 a cuadro principal FV	100	400	144,34
3	Inversor 3 a cuadro principal FV	100	400	144,34
4	Cuadro principal FV a CGBT (1)	150	400	216,51
5	Cuadro principal FV a CGBT (2)	150	400	216,51

Tabla 7. Resumen líneas AC.

Se ha decidido dividir la línea principal en dos debido a la gran corriente y longitud de esta, con la finalidad de obtener una menor caída de tensión. Los cables elegidos son RV-K 0,6/1kV Cu de 70mm² para las líneas 1, 2 y 3 y de 240mm² para las líneas 4 y 5.

Al igual que en el cálculo de la parte de DC se van a tener en cuenta los criterios de calentamiento y caída de tensión para dimensionar las líneas.

Para el criterio de calentamiento se han utilizado las tablas C.52.1 bis y C.52.3 de la norma UNE-HD-60364-5-52 y se ha obtenido factor de agrupación de 0,8 y unas intensidades admisibles de 208A para la sección de 95mm² y 489A para la sección de 240mm².

Sección (mm ²)	I admisible (A)	I adm. Agrupación (A)	I nominal (A)	1,25*I (A)
95	252	201,6	144,34	180,42
240	489	391,2	216,51	270,63

Tabla 8. Comprobación de corrientes AC

En cuanto a la caída de tensión, se ha procedido de la misma manera que para la parte de continua. En este caso la caída de tensión máxima será del 3%.

La caída de tensión se va a calcular de la siguiente manera:

$$\Delta V(\%) = \frac{P * L * \rho}{S * V^2}$$

Ecuación 12.

Siendo:

$\Delta V(\%)$ = Caída de tensión porcentual, respecto de la corriente nominal de la línea.

ρ = resistividad del cobre a la temperatura de servicio ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

L= Longitud de la línea (m).

S= Sección del conductor (mm²).

P= Potencia nominal de la línea (W).

V= Tensión nominal de la línea (V).

Mediante la ecuación 9 obtenemos las temperaturas de funcionamiento para las dos secciones, utilizando las corrientes de la tabla 5. Posteriormente, una vez obtenidas las temperaturas de funcionamiento, se calcula la resistividad del cobre a estas temperaturas a partir de la ecuación 10. Una vez calculada la resistividad del cobre se calcula la caída de tensión.

A continuación, se encuentran todos los valores calculados y los datos necesarios para ello.

N.º	P (kW)	I (A)	Sección (mm ²)	Longitud (m)	ΔV (V)	ΔV (%)	T (°C)	ρ Cu ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
1-3	100	144,34	95	5	0,27	0,07%	56,4	0,02041
4-5	150	216,51	240	200	6,23	1,56%	49,8	0,01994

Tabla 9. Caída de tensión líneas AC.

En cuanto a las protecciones de esta parte de la instalación con corriente alterna, se instalará un interruptor magnetotérmico y una protección diferencial por cada inversor en el cuadro de la instalación, justo antes de realizar la conexión en paralelo de los tres inversores. Teniendo en cuenta que la línea que va desde el cuadro de la instalación al cuadro general del edificio 5Q es de 200m, se instalará otro interruptor magnetotérmico con protección diferencial en este cuadro de manera que esta parte quede protegida.

Los interruptores magnetotérmicos del cuadro de la instalación tendrán una corriente nominal de 160A y un poder de corte de 36kA, la protección diferencial será de 300mA.

En cuanto a las protecciones que se situarán en el cuadro general del edificio 5Q, los interruptores magnetotérmicos tendrán una corriente nominal de 250A y un poder de corte de 200kA, la protección diferencial será de 300mA.

A continuación, se va a comprobar que los interruptores magnetotérmicos elegidos cumplan con las condiciones establecidas por la Guía-BT-22 frente a sobretensiones. A continuación, se muestran las condiciones a cumplir:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Ecuación 13.

Siendo:

I_b (A): Corriente nominal de la línea.

I_n (A): Corriente nominal del dispositivo de protección.

I_z (A): Corriente admisible por el conductor.

$$I_2 \leq 1,3 * I_z$$

Ecuación 14.

Siendo:

I_2 (A): Corriente de disparo seguro.

I_z (A): Corriente admisible por el conductor.

A continuación, se muestran estas corrientes como comprobación de las condiciones anteriores:

Líneas	I_b (A)	I_n (A)	I_z (A)	I_2 (A)	$1,3 * I_z$
1-3	144	160	252	208	328
4-5	217	250	489	325	636

Tabla 10. Comprobación sobreintensidades.

1.3.3. Puesta a Tierra.

Toda la instalación fotovoltaica estará protegida por la toma de tierra existente en el edificio, por lo que todas las masas estarán conectadas a esta.

El valor de la resistencia de toma de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24V, en el caso más desfavorable. Para ello se considerará que el valor máximo de la resistencia de tierra asegure lo anterior y este vendrá dado por:

$$R_m = \frac{V}{I_s} = 80\Omega$$

Ecuación 15

Siendo:

R_m : Resistencia de tierra máxima admisible.

V: Tensión de contacto máxima admisible= 24V

I_s : Corriente de disparo de la protección diferencial= 300mA

Una vez efectuada la instalación, se realizará medición de su resistencia de tierra, a fin de comprobar el valor máximo de la misma. En el caso de que el valor obtenido fuese superior al deseado, se adoptaría la solución más adecuada y sería indicada en el Certificado de Dirección y Final de Obra de la Instalación.

2. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN.

2.1. Datos Climáticos.

A continuación, en la tabla 11, se muestran los datos de Irradiación, temperatura y velocidad del viento promedio para cada mes del año. Es importante conocer estos datos ya que son los que influyen principalmente en el rendimiento de la instalación.

Mes	Irradiación Global (kWh/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	135,04	10,3	5,8
Febrero	138,38	11,3	4,2
Marzo	173,38	12,8	3,4
Abril	181,66	14,9	3,6
Mayo	201,73	18,0	3,0
Junio	204,24	21,7	3,0
Julio	215,16	25,5	3,1
Agosto	206,25	25,6	2,9
Septiembre	177,77	23,2	2,9
Octubre	159,13	18,9	2,9
Noviembre	129,90	14,2	4,0
Diciembre	124,84	10,7	3,9

Tabla 11. Datos climáticos promedio.

2.2. Pérdidas por Sombreado del Horizonte.

Para el cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación se ha empleado el diagrama incluido en el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE* para la latitud de 41°, corrigiendo la inclinación con respecto de la latitud del proyecto de 39, 48°. Se comprueba que la energía aprovechada se mantiene entre 80 y 90% para una inclinación de 7,35° y un azimut de 20°:

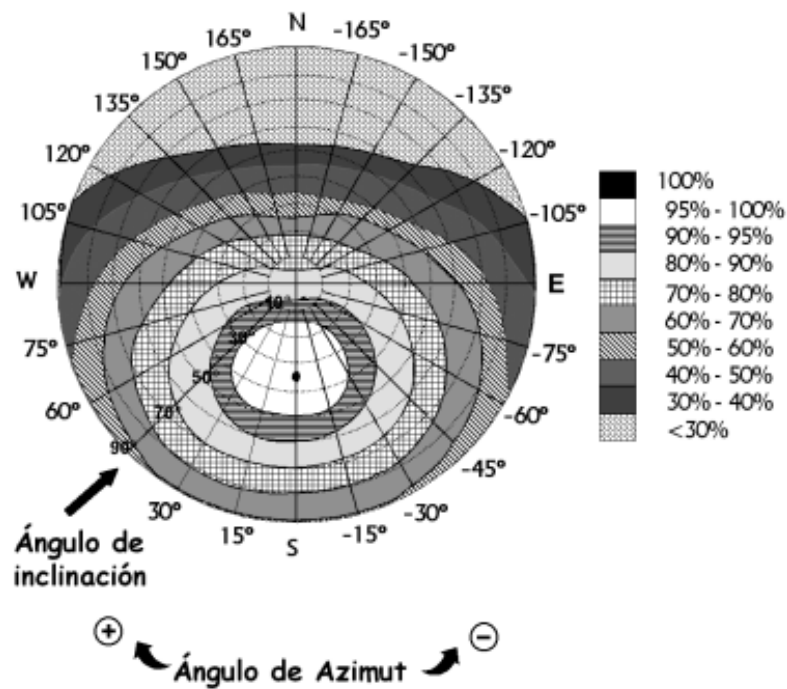


Figura 1. Diagrama de pérdidas por orientación e inclinación.

Por tanto, se justifica que las pérdidas por inclinación, orientación y sombras no exceden las recomendadas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDAE ni para el montaje coplanar (superposición):

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

Tabla 125. Recomendación de pérdidas por sombras, orientación e inclinación IDAE.

2.3. Pérdidas por Sombreado Cercano.

En este apartado se va a realizar un estudio de las posibles sombras que se generarían en la instalación debido a elementos cercanos al edificio tales como edificios, arboles o cualquier otro objeto que se interponga entre la instalación y el sol a lo largo del año.

Para ello se va a utilizar el diagrama de trayectorias del sol del Código técnico de la edificación para la ciudad de Valencia. En él, se van a trasladar los objetos que puedan producir sombras mediante su ángulo de azimut y de elevación respecto al centro de la instalación.

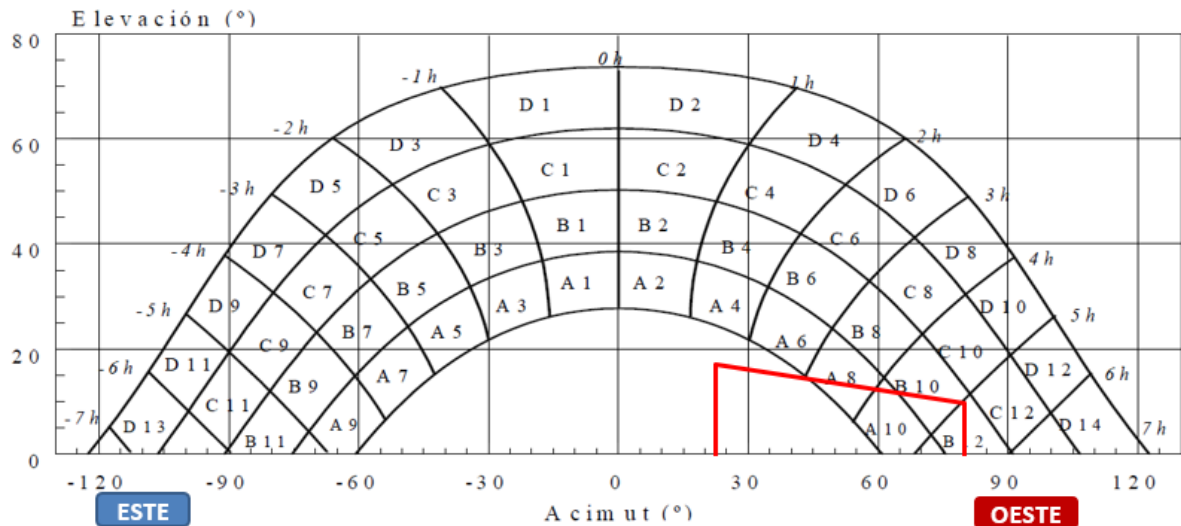


Figura 2. Diagrama de trayectorias solares para el cálculo de pérdidas por sombras.

Como se puede observar en la figura 2, el edificio adyacente produce sombras durante las últimas horas del día y durante los meses de invierno. Esto da lugar a unas pérdidas de entorno a un 0,5%, valor razonable teniendo en cuenta que en invierno y en las últimas horas del día la producción es baja y por lo tanto la existencia de sombras durante este periodo no supone grandes pérdidas.

2.4. Otras Pérdidas.

En este punto se van a indicar el resto de las pérdidas que se tienen en cuenta para obtener una estimación precisa de la producción de la instalación.

- Pérdidas por polvo y suciedad: Empíricamente se establece en un 1,2%.
- Pérdidas debidas a la temperatura de los módulos y baja irradiancia: 12,01%
- Pérdidas por mismatch: < 1%
- Pérdidas por ángulo de incidencia (AM): 2,6%
- Pérdidas por cableado y conexionado: 3%
- Pérdidas por consumos auxiliares: 0,1%
- Pérdidas por envejecimiento: 0,55%/año

2.5. Cálculo de la Producción Anual Esperada.

La producción de una instalación fotovoltaica no es algo constante y varía dependiendo de las condiciones climáticas, por lo que es difícil calcular la producción estimada.

Hoy en día se dispone de los sistemas GIS que almacenan datos de todo tipo para diferentes ubicaciones, como por ejemplo los datos climáticos típicos de una zona y, en el caso de la fotovoltaica, mediante diferentes programas utilizar estos datos para calcular la producción esperada.

En concreto, se ha utilizado el software PVGIS para obtener la producción de la instalación objeto del proyecto. En la tabla 13 se muestran los datos obtenidos.

Mes	Producción esperada (kWh)
Enero	24.884
Febrero	28.889
Marzo	41.462
Abril	48.332
Mayo	57.352
Junio	59.457
Julio	60.976
Agosto	54.305
Septiembre	42.587
Octubre	34.133
Noviembre	24.920
Diciembre	22.231
Total	499.528

Tabla 13. Producción mensual esperada.

Como se puede observar la producción anual esperada será de casi 500GW.

En este punto hay que tener en cuenta que la instalación está sujeta a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, por lo que hay que diferenciar entre la energía generada, la consumida y la desaprovechada.

Mediante los datos de consumos del año 2021, obtenidos mediante él se ha realizado una

Gracias al analizador de red existente en el transformador del edificio 7H, donde se va a instalar el sistema antivertido, se han obtenido los datos horarios de consumo del año 2021. Estos datos se han utilizado para calcular la cantidad de energía que se va a aprovechar/consumir y la que se va a desperdiciar.

Mes	Producción esperada (kWh)	Porcentaje de autoconsumo (%)	Energía consumida (kWh)	Energía desaprovechada (kWh)
Enero	24.884	94,02	23.397	1.487
Febrero	28.889	94,16	27.203	1.686
Marzo	41.462	91,70	38.021	3.442
Abril	48.332	88,24	42.647	5.685
Mayo	57.352	91,96	52.743	4.609
Junio	59.457	93,51	55.598	3.859
Julio	60.976	98,57	60.103	872
Agosto	54.305	93,30	50.669	3.636
Septiembre	42.587	99,68	42.449	138
Octubre	34.133	97,39	33.242	891
Noviembre	24.920	97,48	24.292	627
Diciembre	22.231	94,40	20.986	1.246
TOTAL	499.528	94,36	471.349	28.179

Tabla 14. Resumen de la producción de la instalación.

En la tabla 14 se muestra la producción total de la instalación diferenciada entre la parte consumida y la que no se aprovecha. Como se puede observar, durante todo el año se consume el 94,36% de la energía generada y se desaprovechan 28.179 kWh, es decir, el 5,64% restante.

3. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.

Para este estudio se han tenido en cuenta diferentes factores tales como:

- Energía autoconsumida anual: 471.348kWh.
- Precio medio de la electricidad obtenido a partir de las facturas eléctricas: 0,24 c€/kWh.
- Coste del proyecto: 400.887,54€.
- Coste de mantenimiento anual: 1.500€.
- Tasa de inflación (IPC 30 años): 3,2%.
- Pérdidas anuales por envejecimiento: 0,55%.

A partir de estos datos se ha realizado el flujo de caja de la instalación para un periodo de 30 años que se puede observar en la tabla 15. En esta tabla se pueden observar el ahorro económico obtenido con la instalación, el gasto anual por mantenimiento, el balance anual y el balance acumulado. Se ha supuesto que se realiza un desembolso inicial de la cantidad total del proyecto el primer año.

Año	Ahorro	Gastos	Balance anual	Acumulado
0	113.123,71 €	1.500,00 €	-373.450,22 €	-373.450,22 €
1	116.101,58 €	1.548,00 €	114.553,58 €	-258.896,64 €
2	119.154,19 €	1.597,54 €	117.556,66 €	-141.339,99 €
3	122.283,28 €	1.648,66 €	120.634,63 €	-20.705,36 €
4	125.490,63 €	1.701,41 €	123.789,21 €	103.083,85 €
5	128.778,02 €	1.755,86 €	127.022,16 €	230.106,01 €
6	132.147,30 €	1.812,05 €	130.335,25 €	360.441,26 €
7	135.600,35 €	1.870,03 €	133.730,32 €	494.171,58 €
8	139.139,07 €	1.929,87 €	137.209,20 €	631.380,78 €
9	142.765,42 €	1.991,63 €	140.773,79 €	772.154,58 €
10	146.481,38 €	2.055,36 €	144.426,02 €	916.580,59 €
11	150.288,96 €	2.121,13 €	148.167,83 €	1.064.748,42 €
12	154.190,24 €	2.189,01 €	152.001,23 €	1.216.749,65 €
13	158.187,30 €	2.259,06 €	155.928,24 €	1.372.677,90 €
14	162.282,28 €	2.331,35 €	159.950,93 €	1.532.628,83 €
15	166.477,36 €	2.405,95 €	164.071,41 €	1.696.700,24 €
16	170.774,74 €	2.482,94 €	168.291,80 €	1.864.992,03 €
17	175.176,68 €	2.562,40 €	172.614,29 €	2.037.606,32 €
18	179.685,48 €	2.644,39 €	177.041,09 €	2.214.647,41 €
19	184.303,46 €	2.729,01 €	181.574,44 €	2.396.221,85 €
20	189.032,98 €	2.816,34 €	186.216,64 €	2.582.438,50 €
21	193.876,48 €	2.906,46 €	190.970,01 €	2.773.408,51 €
22	198.836,38 €	2.999,47 €	195.836,91 €	2.969.245,42 €
23	203.915,19 €	3.095,45 €	200.819,74 €	3.170.065,16 €
24	209.115,44 €	3.194,51 €	205.920,93 €	3.375.986,09 €
25	214.439,69 €	3.296,73 €	211.142,96 €	3.587.129,05 €
26	219.890,56 €	3.402,23 €	216.488,33 €	3.803.617,39 €
27	225.470,70 €	3.511,10 €	221.959,60 €	4.025.576,99 €
28	231.182,80 €	3.623,45 €	227.559,35 €	4.253.136,34 €
29	237.029,60 €	3.739,40 €	233.290,19 €	4.486.426,53 €
30	243.013,85 €	3.859,07 €	239.154,79 €	4.725.581,32 €

Tabla 15. Flujo de caja para un periodo de 30 años.

3. PLIEGO DE CONDICIONES

Índice de apartados

1.	CONDICIONES DE LOS MATERIALES	52
1.1.	Conductores Eléctricos	52
1.1.1.	Generalidades	52
1.1.2.	Tipo de cables y su instalación	52
1.2.	Conductores de Protección	53
1.3.	Identificación de los Conductores	53
1.4.	Cajas de Empalme y Derivación.....	54
1.5.	Aparatos de Mando y Maniobra	54
1.6.	Aparatos de Protección	55
2.	NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES	55
3.	PUEBAS REGLAMENTARIAS	56
4.	CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD	57
5.	CERTIFICADOS Y DCUMENTACIÓN	58
6.	LIBRO DE ORDENES.....	58
7.	CONCLUSIÓN.....	58

Índice de tablas

Tabla 1.	Relación entre sección de fases y neutro.	53
----------	------------------------------------------------	----

1. CONDICIONES DE LOS MATERIALES.

Se garantiza que las condiciones exigibles a los materiales que a continuación se indican, cumplen con la norma y los estándares marcados por la legislación vigente.

1.1. Conductores Eléctricos

1.1.1. Generalidades

Los cables que este apartado comprende se refieren a aquellos destinados fundamentalmente al transporte de energía eléctrica para tensiones nominales de hasta 1.000 V. Todos ellos no propagadores del incendio y llama, baja emisión de humos, reducida toxicidad y cero halógenos. Podrán ser en cobre o en aluminio.

La naturaleza del conductor quedará determinada por **Al** cuando sea en aluminio, no teniendo designación alguna cuando sea en cobre.

Por su tensión nominal los cables serán 450/750 V con tensión de ensayo 2.500V, o 0,6/1 kV con tensión de ensayo a 3.500 V.

Los cables serán por lo general unipolares, salvo cuando se indique lo contrario en otros documentos del Proyecto. Se distinguirán por los colores normalizados: fases en Marrón, Negro y Gris; neutro en Azul, y cable de protección Amarillo-Verde. Una vez establecido el color para cada una de las fases, deberá mantenerse para todas las instalaciones eléctricas de la edificación. Cuando por cualquier causa los cables utilizados no dispongan de este código de colores, deberán ser señalizados en todas sus conexiones con el color que le corresponde.

Todos los cables deberán ser dimensionados para:

Admitir las cargas instaladas sin sobrecalentamientos, salvo para Transformadores y Grupos Electrónicos que será para sus potencias nominales.

Resistir las sollicitaciones térmicas frente a cortocircuito, limitadas por los sistemas de protección diseñados.

En ningún caso se instalarán secciones inferiores a las indicadas en Proyecto, ni a 1,5 mm².

1.1.2. Tipo de cables y su instalación

- Cables 450/750 V.

Serán para instalación bajo tubo o canales de protección y cumplirán con las Normas UNE 21031, 20427, 20432-1-3, 20460-5-523, 21172, 21174 Y 21147, referentes a sus características constructivas, comportamiento ante el fuego y niveles de toxicidad.

Su utilización será para circuitos de distribución a puntos de luz, tomas de corriente hasta de 40A y conductores de protección aislados. Todos serán en cobre.

En los cuadros y cajas de registro metálicas, los conductores se introducirán a través de boquillas protectoras.

En el montaje de los tubos se tendrá en cuenta la instrucción ITC-BT21 del RB.T. y UNE-EN 50086-2.1, 2.2, 2.3 Y 2.4, teniendo presente que, en cuanto al número de conductores a canalizar por tubo en función de la sección del conductor y el diámetro de tubo se regirán por las tablas nº 2,5, 7 Y 9 de la ITC-BT21, Y sus observaciones cuando el número de conductores sea superior al indicado en esas tablas, o de distinta configuración.

Referente a los canales, se tendrán en cuenta los cálculos que para este caso tienen las especificaciones técnicas del fabricante.

Las conexiones entre conductores se realizarán siempre con regletas o bornas aisladas externamente, de tal forma que una vez conexionadas, no queden partes conductoras accesibles. Estas conexiones siempre se realizarán en cajas de registro o derivación; nunca en el interior de las canalizaciones (tubos o canales).

Los cables podrán ser rígidos (H07Z1-U y H07Z1-R) o flexibles (H07Z1-K). Cuando se utilicen cables flexibles, todas sus conexiones se realizarán con terminales a presión apropiados a la sección y tipo de conexión.

Las intensidades máximas admisibles serán las determinadas en la ITC-BT 19, tabla 1 del RB.T.

- Cables R Z1-0.6/1 kV para instalación al aire.

Serán para instalación en bandejas y cumplirán con las Normas UNE 20435, 21123, 21144, 21147, 21432, 21145, 21174, 21172, 20432 e IEE 383-74 referentes a sus características constructivas, comportamiento ante el fuego, no propagación del incendio (FIRT), total ausencia de halógenos, temperatura de servicio 900 C y de cortocircuitos de corta duración 2500 C.

Su utilización será para interconexiones en Baja Tensión, entre CT y CGBT, entre GE y CGBT, entre CGBT y CGO, así como entre CGO y CS. Podrán ser en cobre o aluminio, según se indique en Mediciones y Planos del Proyecto.

Los cables se instalarán de una sola tirada entre cuadros de interconexión, no admitiéndose empalmes ni derivaciones intermedias.

Cuando en un circuito se necesite utilizar más de un cable por polo, todos ellos serán de las mismas características, sección, naturaleza del conductor, trazado y longitud.

En sus extremos, y con el fin de que las conexiones se queden sin tensiones mecánicas, los cables se fijarán a los bastidores de los cuadros mediante bridas de cremallera en Poliamida 6.6, estabilizada para intemperie, color negro, tensadas y cortadas con herramienta apropiada.

En los cambios de plano o dirección, el radio de curvatura del cable no deberá ser inferior a 10 veces el diámetro de este.

1.2. Conductores de Protección

Serán de cobre, como los conductores activos. Se distinguirá fácilmente por su envoltura amarillo - verde. Su sección será como mínimo la especificada en la ITC – BT19 de la siguiente manera:

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

Tabla 1. Relación entre sección de fases y neutro.

1.3. Identificación de los Conductores

Los conductores de la instalación se identificarán por los colores que tengan en su aislamiento, los cuales respetarán el código internacional, a saber:

- Azul claro: Conductor neutro
- Amarillo – Verde: Conductor de protección

- Marrón y negro: Conductores activos o fases

Cuando sea necesario identificar tres fases diferentes se utilizará el gris.

1.4. Cajas de Empalme y Derivación

Podrán ser de plástico, metálicas o de metal plastificado, de forma circular o rectangular, para tensión de servicio a 1.000 V. La utilización de unas u otras estará en función del tipo de instalación (vista o empotrada) y tubería utilizada.

Las dimensiones serán las adecuadas al número y diámetro de las tuberías a registrar, debiendo disponer para ellas de entradas o huellas de fácil ruptura. La profundidad mínima será de 30 mm.

Las cajas de mecanismos para empotrar serán del tipo universal enlazables, cuadradas de 64x64 mm para fijación de mecanismos mediante tornillos.

Las cajas metálicas dispondrán de un tratamiento específico contra la corrosión.

Todas las cajas, excepto las de mecanismos, serán con tapa fijada siempre por tornillos protegidos contra la corrosión.

Cuando las cajas vayan empotradas, quedarán enrasadas con los paramentos una vez terminados, para lo cual se tendrá un especial cuidado en aquellos que su acabado sea alicatado.

Todas las tapas de los registros y cajas de conexión deberán quedar accesibles y desmontables una vez finalizada la obra.

La situación de registros se realizará de conformidad con la DF, siempre con el fin de que queden accesibles y al propio tiempo lo más ocultos posibles.

1.5. Aparatos de Mando y Maniobra

Todos los aparatos de mando y maniobra que se incorporen a estas instalaciones, deberán cumplir las siguientes condiciones mínimas:

Deberán pertenecer a marca de reconocida solvencia en el mercado; en caso de dudas a este respecto, podrán ser requeridas todas las informaciones y verificaciones de ensayos homologados oficialmente, que se consideren oportunos.

Sus características fundamentales irán impresas de modo indeleble e inconfundible, en los aparatos, por parte del fabricante.

Dichas características se ajustarán a las indicadas en cada caso, en el proyecto. En el supuesto de haber algunas diferencias, serán consultada la Dirección de Obra.

Se pondrá especial cuidado, en la instalación de los aparatos de mando y maniobra, para que no queden partes descubiertas en tensión, accesibles a personal no especializado; asimismo se pondrá especial cuidado en el trazado de los conductores de empalme y en que exista una unión íntima y suficiente en los empalmes y embornaduras.

Una vez realizado el montaje, deberán colocarse los rótulos necesarios para que el usuario pueda accionar convenientemente los aparatos.

Será responsabilidad del propietario o usuario de la instalación, cualquier contingencia debida a una manipulación indebida de los mecanismos, por forcejeo, abertura, riego, etc.

1.6. Aparatos de Protección

Para los aparatos de protección rigen las mismas indicaciones dadas anteriormente. Además, deberán cumplirse las siguientes:

Absolutamente todos los aparatos de protección deberán ser directamente accesibles de lugar cómodo.

Todos los aparatos de protección estarán provistos de protección adecuada contra contactos directos.

Todos los aparatos de protección deberán ser comprobados, en las peores condiciones de funcionamiento, antes de su entrega al usuario, comprobándose que su funcionamiento es adecuado.

Sus características técnicas y de instalación, se ajustarán escrupulosamente a las indicaciones dadas en el proyecto y en caso de duda, será consultada la Dirección de Obra.

2. NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES

La instalación se realizará teniendo en cuenta la práctica normal que conduce a obtener un buen funcionamiento durante el periodo de vida que se le puede atribuir, siguiendo, en general, las Instrucciones de los fabricantes. La instalación será especialmente cuidada en aquellas zonas en que, una vez montados los aparatos, sea de difícil reparación cualquier error cometido en el montaje, o en las zonas en que las reparaciones obligasen a realizar trabajos de albañilería.

Los montajes de la instalación se ajustarán a los planos y condiciones del proyecto. Cuando en la obra sea necesario hacer modificaciones en estos planos o condiciones se solicitará el permiso del director de obra. Igualmente, la sustitución por otros de los aparatos indicados en el proyecto y oferta deberá ser aprobada por el director de la obra.

Los tubos se dispondrán horizontalmente al recorrido de los techos, y descendiendo verticalmente para efectuar las conexiones a los mecanismos.

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas estancas, bien por cambios de sección, de sentido, o por enlaces con bornes de conexión. El espacio ocupado por los conductores en el interior de las cajas no superará el 50% del volumen de las mismas.

La unión de conductores (empalmes o derivaciones) no se podrá realizar por simple retorcimiento o arrollamiento entre si de los conductores, sino que deberá siempre realizarse utilizando bornes o regletas de conexión, pudiendo siempre utilizarse bridas de conexión, estas uniones se realizarán siempre en el interior de las cajas de empalme. No se permitirán más de tres conductores en un mismo borne de conexión.

De las cajas de conexión y derivación descenderán mediante tuberías verticales los conductores, para su conexión a las cajas de mecanismos.

Todas las secciones, así como su distribución, se reflejan en los planos que se acompañan.

Los interruptores unipolares se dispondrán con el conductor activo, y en las zonas húmedas deberán situarse de forma que no puedan accionarse mientras se toque cualquier servicio húmedo.

Para la tensión que se utiliza, todos los materiales serán blindados, llevando marcada la tensión de servicio 380 / 220 V, y se preferirán los materiales a base de esteatita o similares.

Los conductores eléctricos serán de cobre electrolítico, con aislamiento de 750 V o 1 KV de tensión de servicio, según necesidades de la instalación. Los conductores estarán homologados según normas UNE, a tenor de lo dispuesto en la Instrucción ITC.BT 028.

Los conductores de protección serán de cobre, y presentarán el mismo aislamiento y sección que los activos. Se instalarán en la misma canalización que estos, y no se permitirá la utilización de un mismo neutro para varios circuitos.

No se utilizarán tomas de corriente a la intemperie, y los pulsadores de emergencia necesarios se instalarán en cajas protegidas contra la proyección de agua.

Se conectará a los electrodos de tierra todas las partes metálicas de la instalación, de tal manera que la estructura metálica no forme parte del circuito de sistema.

Los conductores de tierra estarán protegidos contra la corrosión y se dispondrán de tal manera que no estén sometidos a esfuerzos mecánicos ni desgaste.

Todas las conexiones de la instalación, y especialmente las de tierra se dispondrán de tal forma que no se deterioren por ningún tipo de agresión, nunca serán por soldadura con elementos de bajo punto de fusión y si es necesario se protegerán con pastas aislantes de sellado.

Bajo ningún concepto se podrá interrumpir el circuito de tierra con seccionadores, fusibles, etc. Solo se dispondrá de un dispositivo de conexión en los puntos de puesta a tierra con el fin de proceder a su medida.

Se procederá a comprobar las tomas de tierra una vez al año, y se deberán revisar más exhaustivamente cada 5 años.

Los conductores de las conexiones a tierra se dispondrán en la misma canalización que los conductores activos, y poseerán el mismo grado de aislamiento.

Se tendrá especial cuidado en disponer la canalización eléctrica alejada de aquellos puntos que puedan dar condensaciones, también estarán ligeramente inclinadas hacia uno de sus extremos en que se dispondrá un sistema de purga, con el fin de eliminar el agua que pueda penetrar en el interior de estos.

Las canalizaciones eléctricas se dispondrán de tal manera que en cualquier momento se pueda controlar su aislamiento, localizar y reparar las partes averiadas y llegado el caso, reemplazar fácilmente los conductores deteriorados.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que, por conveniente identificación de sus circuitos y elementos se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

Se dispondrá en los tubos de protección de las necesarias cajas de registro con el fin de proceder con facilidad a la revisión, colocación o retirada de los conductores que se alojan en su interior.

3. PUEBAS REGLAMENTARIAS

Para la realización de estas pruebas será necesario que la instalación se encuentre terminada de conformidad con el Proyecto y modificaciones aprobadas por la DF en el transcurso del montaje, así como puesta a punto, regulada, limpia e identificada por la EI.

Será imprescindible, para ciertas pruebas, que la acometida eléctrica sea la definitiva.

La EI deberá suministrar todo el equipo y personal necesario para efectuar las pruebas en presencia de la DF o su representante. Las pruebas a realizar, sin perjuicio de aquellas otras que la DF pudiera solicitar en cada caso, serán las siguientes:

Todos los electrodos y placas de puesta a tierra.

Todas estas medidas deberán realizarse con todos los aparatos de consumo desconectados.

Valor de la corriente de fuga en todos y cada uno de los cuadros eléctricos.

Medida de tensiones e intensidades en todos los circuitos de distribución y generales de cuadros, tanto en vacío como a plena carga.

Comprobación de interruptores magnetotérmicos mediante disparo por sobrecargas o cortocircuitos. Se hará por muestreo.

Comprobación de todos los interruptores diferenciales, mediante disparo por corriente de fuga con medición expresa de su valor y tiempo de corte.

Comprobación del taraje de relés, de conformidad a los valores deseables para la correcta protección de los circuitos.

Muestreo para los casos considerados como más desfavorables, de selectividad en el disparo de protecciones, y de caída de tensión a plena carga.

Comprobación de tipos de cables utilizados, mediante la identificación obligada del fabricante; forma de instalación en bandejas, señalizaciones y fijaciones.

Comprobación de rótulos, etiqueteros y señalizaciones.

Muestreo en cajas de registro y distribución comprobando que: las secciones de conductores son las adecuadas, los colores los normalizados y codificados, las conexiones realizadas con bornas, cableado holgado y peinado, el enlace entre canalizaciones y cajas enrasado y protegido, el tamaño de la caja adecuado y su tapa con sistema de fijación perdurable en el uso.

Cuando la instalación se haya realizado con cable flexible, se comprobará que todos los puntos de conexión han sido realizados con terminales adecuados o estañadas las puntas.

Las instalaciones de protección contra contactos indirectos en Clase A por separación de circuitos serán inspeccionadas y controladas conforme a la Instrucción ITC-BT-21, apartados 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5.

Buen estado de la instalación, montaje y funcionamiento los equipos y dispositivos que la forman, comprobando que sus masas disponen de conductor de puesta a tierra y que su conexión es correcta.

Se examinarán todos los cuadros eléctricos, comprobando el número de salidas y correspondencia entre intensidades nominales de interruptores automáticos con las secciones a proteger, así como su poder de corte con el calculado para el cuadro en ese punto. Los cuadros coincidirán en su contenido con lo reflejado en esquemas definitivos, estando perfectamente identificados todos sus componentes.

4. CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD

No se podrán realizar modificaciones en las instalaciones sin la intervención del instalador autorizado o técnico competente, según corresponda.

Periódicamente se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección, con la carga y en definitiva con las posibles variaciones no comunicadas que se hayan podido efectuar en las instalaciones.

Se comprobará el aislamiento de las instalaciones interiores, que entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a lo que indica el proyecto.

Se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protegen.

En la época en que el terreno está más seco, se medirá la resistencia de la tierra y se comprobará que no sobrepasa el valor prefijado, así mismo se comprobará mediante inspección visual el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra en la arqueta y la continuidad de la línea que las une.

Se comprobará mediante inspección visual el estado frente a la corrosión de todas las conexiones, así como la continuidad de las líneas.

Para limpieza de equipos o cualquier otra manipulación en la instalación, se desconectará el interruptor automático correspondiente.

5. CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN

Salvo especificación documentada en contrario, el Director Técnico de la obra será el técnico autor del proyecto correspondiente.

El Director Técnico de la Obra, deberá velar por el cumplimiento de las especificaciones del Proyecto y el cumplimiento de la Normativa Vigente, tanto en cuanto a la calidad de los materiales, como en cuanto a los métodos de ejecución de las instalaciones, de modo que, a la finalización de las mismas, se hallen en adecuadas condiciones de recepción, cumpliendo, por consiguiente, las garantías adecuadas de seguridad que establecen las leyes.

Mediante la emisión de la Certificación de Dirección y Terminación de Obra, el Director Técnico quedará responsabilizado del cumplimiento, en el momento de la recepción, de los extremos anteriormente indicados.

El Instalador Electricista Autorizado o en su caso la Empresa Instaladora correspondiente, quedarán como responsables subsidiarios de las instalaciones por causas tales como vicios ocultos, modificaciones no comunicadas y difícilmente observables etc.

6. LIBRO DE ORDENES

A los efectos del buen desarrollo de la obra e instalaciones, la Dirección Técnica cumplimentará, a pie de obra, un Libro de Ordenes, en donde se recogerán todas las notas modificaciones, observaciones, etc., que se estimen oportunas. Estas notas irán firmadas por el Director de obra y por el receptor de la información, quedando constancia de ello en un calco matricial.

7. CONCLUSIÓN

Descrito y justificado el Pliego de Condiciones, conforme con las disposiciones oficiales que regulan la materia, se da por concluido, prestándolo a la consideración de los organismos competentes para su aprobación y legalización, quedando a su disposición para cuantas aclaraciones se estimen oportunas.

4. PRESUPUESTO

Proyecto: Proyecto de instalación fotovoltaica 300 kW (323,7 kWp) para autoconsumo sobre cubierta edificio 5O UPV

Presupuesto

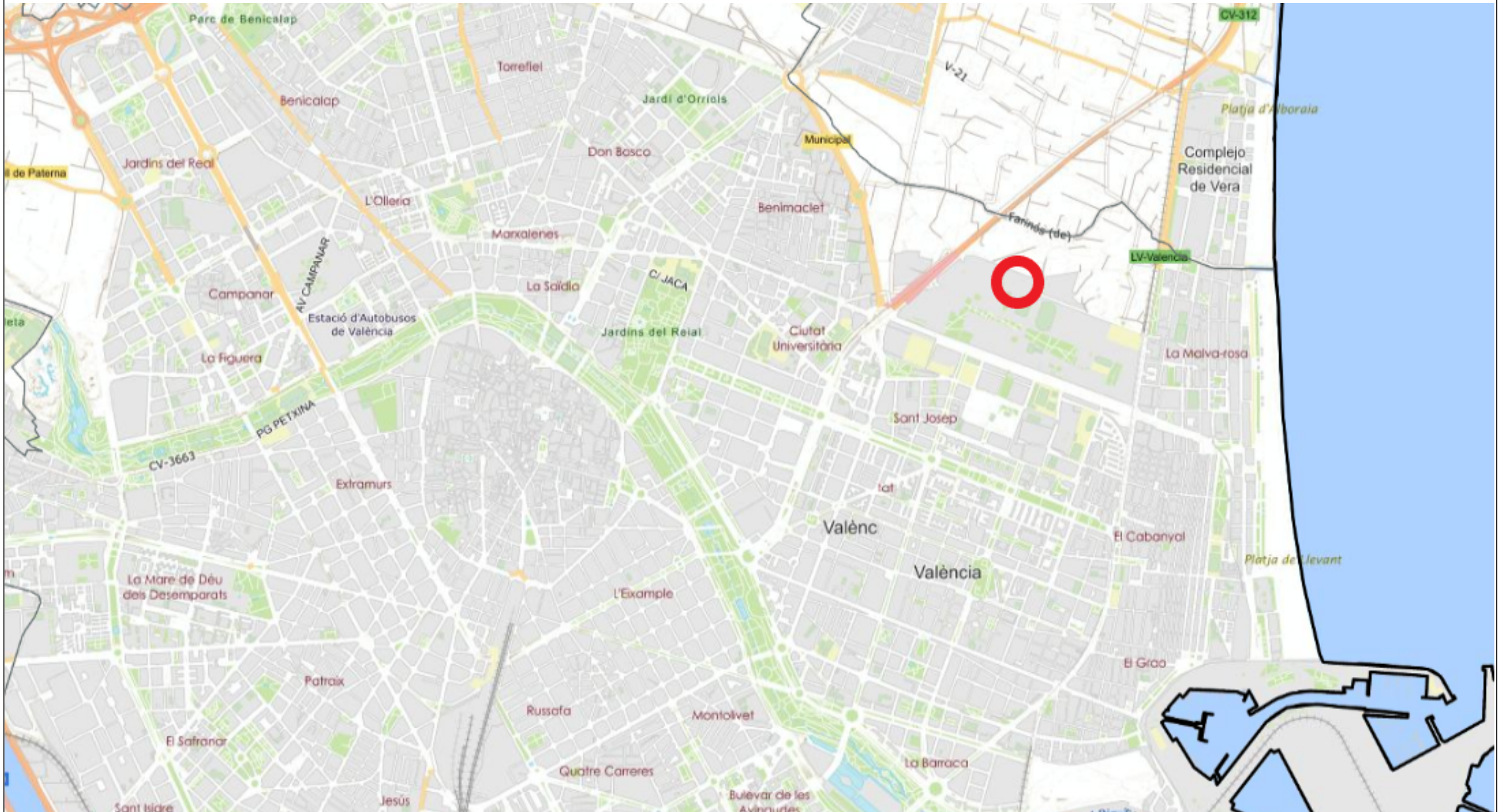
Código	Ud	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
PPTO UPV				19.878,72	19.878,72
		Instalaciones			
Ud		Módulo solar fotovoltaico 650W	498,00	320,00	159.360,00
		Suministro de paneles solares fotovoltaicos marca Trinasolar (Tier1), con garantía de producto de 10 años y de producción de 25 años. Totalmente montado y conexionado, así como pequeño material necesario.			
		Uds. Largo Ancho Alto Parcial Subtotal			
		Módulos 498,00	498,00		498,00
Ud		Suministro y montaje de estructura soporte coplanar	498,00	20,00	9.960,00
		Suministro y montaje de estructura fija tipo coplanar para la sustentación de los paneles fotovoltaicos, así como materiales necesarios para el amarre de los paneles fotovoltaicos con tornillería, totalmente instalado			
		Uds. Largo Ancho Alto Parcial Subtotal			
		Estructuras soporte 498,00	498,00		498,00
Ud		Inversor trifásico, potencia máxima de entrada 110 kW-100 kWn	3,00	6.976,00	20.928,00
		Inversor trifásico, potencia máxima de entrada 110 kW, Huawei SUN2000-100KTL-M1			
		Uds. Largo Ancho Alto Parcial Subtotal			
		Inversores 3,00	3,00		3,00
m		Canal portacables CC	120,00	1,50	180,00
		Suministro de canal portacables para el cableado de CC mediante canal regiband de acero galvanizado.			
		Uds. Largo Ancho Alto Parcial Subtotal			
		Canal portacables CC 120,00	120,00		120,00
Ud		Cuadro protección AC	1,00	60,00	60,00
		Suministro de cuadros eléctricos para protección , en caso de ubicarse el inversor lejos del cuadro a conectar se instalarán dos cuadros para proteger la línea.			
		Uds. Largo Ancho Alto Parcial Subtotal			
		Cuadro de protección CA 1,00	1,00		1,00
Ud		Interruptor magnetotérmico	3,00	1.536,27	4.608,81
		Interruptor magnetotérmico ComPacT NSX160F 36kA AC 3P3R 160A TMD para protección de las líneas de salida de los inversores.			
		Uds. Largo Ancho Alto Parcial Subtotal			
		Interruptor magnetotérmico 3,00	3,00		3,00
m		Cable CC	738,00	1,30	959,40
		Cable ZZ-F1,8kV 2x6mm2+TT Cu, para conexión de módulos fotovoltaicos y formación de strings y conexión cuadro CC a inversores, según esquema unifilar,			
		Uds. Largo Ancho Alto Parcial Subtotal			
		Cable CC 738,00	738,00		738,00
m		Cable AC 240 mm2	1.400,00	66,85	93.590,00
		Suministro e instalación de cable RV-K de 240 mm2 cobre.			
		Uds. Largo Ancho Alto Parcial Subtotal			
		Cable CA 185 mm2 1.400,00	1.400,00		1.400,00



m	Cable AC 95 mm2					30,00	13,70	411,00
	Suministro e instalación de cable RV-K de 95 mm2 cobre.							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	Cable AC 95 mm2	30,00				30,00	30,00	
m	Cable de red RS 485					400,00	7,50	3.000,00
	Cable de red para conectar el analizador con los inversores.							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	Cable de red RS 485	400,00				400,00	400,00	
Ud	Sensor de potencia					1,00	249,60	249,60
	Huawei Smart Power Sensor trifásico DTSU666-H 250A/50mA							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	DTSU666-H 250A/50mA	1,00				1,00	1,00	
Ud	Registrador de datos					1,00	960,21	960,21
	Huawei SmartLogger 3000A							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	Huawei SmartLogger 3000A	1,00				1,00	1,00	
Ud	Toroidal diferencial					1,00	1.781,86	1.781,86
	Toroidal diferencial VigiPacT TOA80 para protección de las líneas de salida de los inversores							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	VigiPacT TOA80	1,00				1,00	1,00	
Ud	Toroidal diferencial					1,00	2.722,27	2.722,27
	Toroidal diferencial VigiPacT TOA120 para protección de la línea principal.							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	VigiPacT TOA120	1,00				1,00	1,00	
Ud	Relé diferencial					4,00	530,43	2.121,72
	Relé diferencial RH10M - 300mA - 415 V para protección de las líneas de AC							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	VigiPacT TOA120	4,00				4,00	4,00	
Ud	Redacción de proyectos, Plan de seguridad y salud, gestión de residuos					1,00	7.335,70	7.335,70
	Redacción de proyectos, solicitud de licencias, gestión de residuos y además se incluye: Plan de seguridad y Salud. Gestión de residuos.							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	Redacción de proyectos	1,00				1,00	1,00	
Ud	Solicitud de licencias					1,00	25,00	25,00
	Solicitud de licencias							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	Solicitud de licencias	1,00				1,00	1,00	

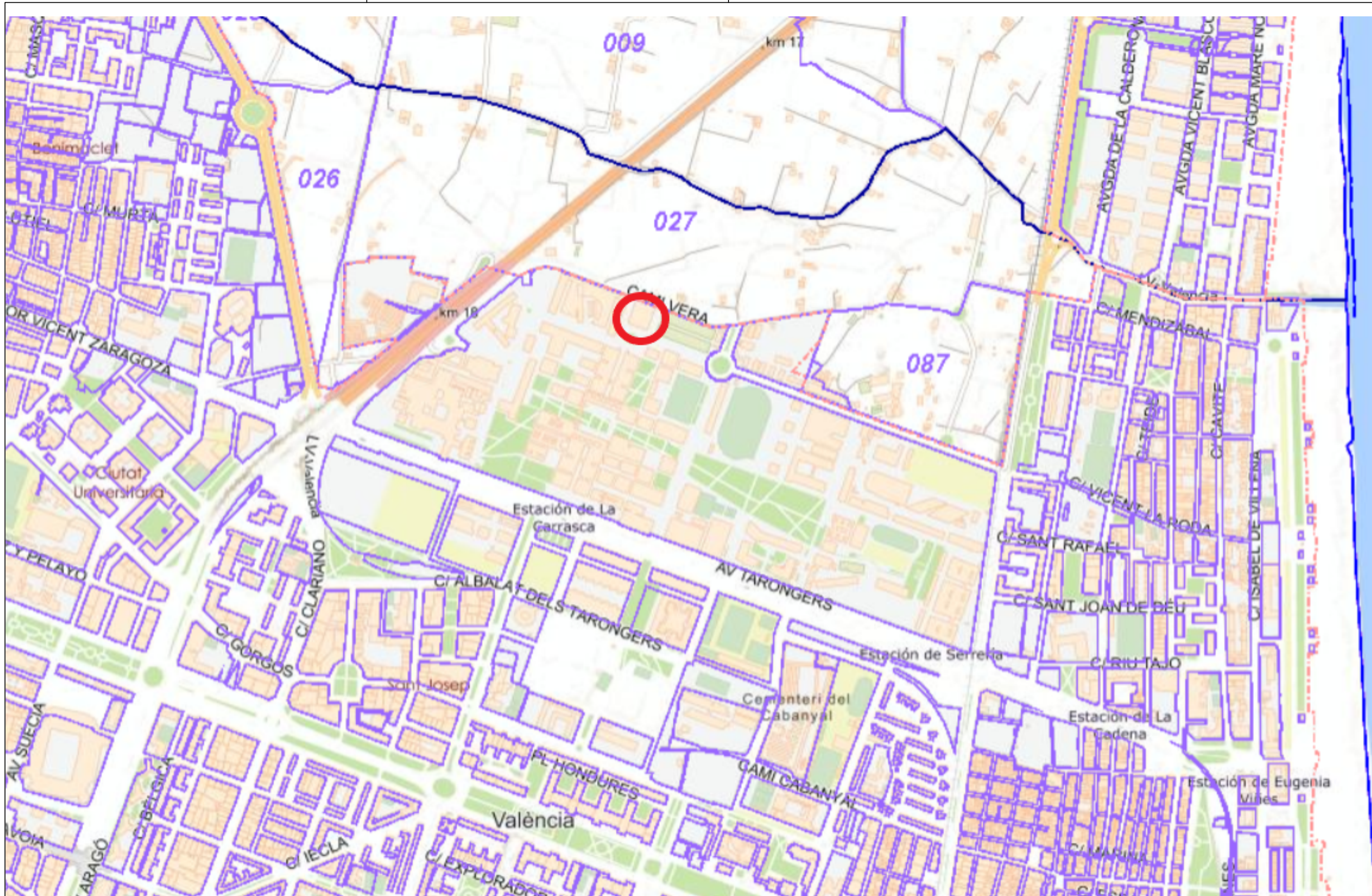
ESTUDIO DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO DE EDIFICIOS DE LA UPV Y
DISEÑO DE LA CUBIERTA CON AUTOCONSUMO MÁS EFICIENTE

Ud	Mano de obra					160,00	203,80	17.934,35
	Mano de obra (incluye dietas y transporte). 4 operarios que realizan 40 jornadas cada uno.							
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	Mano de obra	160,00				160,00	160,00	
Ud	Transporte del material de la obra y medios auxiliares para el montaje de la obra					1,00	5.124,10	5.124,10
		Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
	Transporte y medios auxiliares	1,00				1,00	1,00	
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL								331.312,02
GASTOS GENERALES 15%								49.696,80
BENEFICIO INDUSTRIAL 6%								19.878,72
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN								400.887,54
IVA 21%								84.186,38
TOTAL								485.073,93

5. PLANOS



<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA</p>  <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>  <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 300kW (323,7kWp) SOBRE CUBIERTA EDIFICIO 50 UPV.</p>	<p>Plano: EMPLAZAMIENTO</p> <p>Autor: FRANCISCO LÓPEZ GALLEGO</p>	<p>Fecha: Febrero 2023</p> <p>Escala: 1:22.000</p>	<p>Nº Plano: 1</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------	---------------------------



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



Proyecto: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 300kW (323,7kWp) SOBRE CUBIERTA EDIFICIO 50 UPV.**

Plano: **EMPLAZAMIENTO**

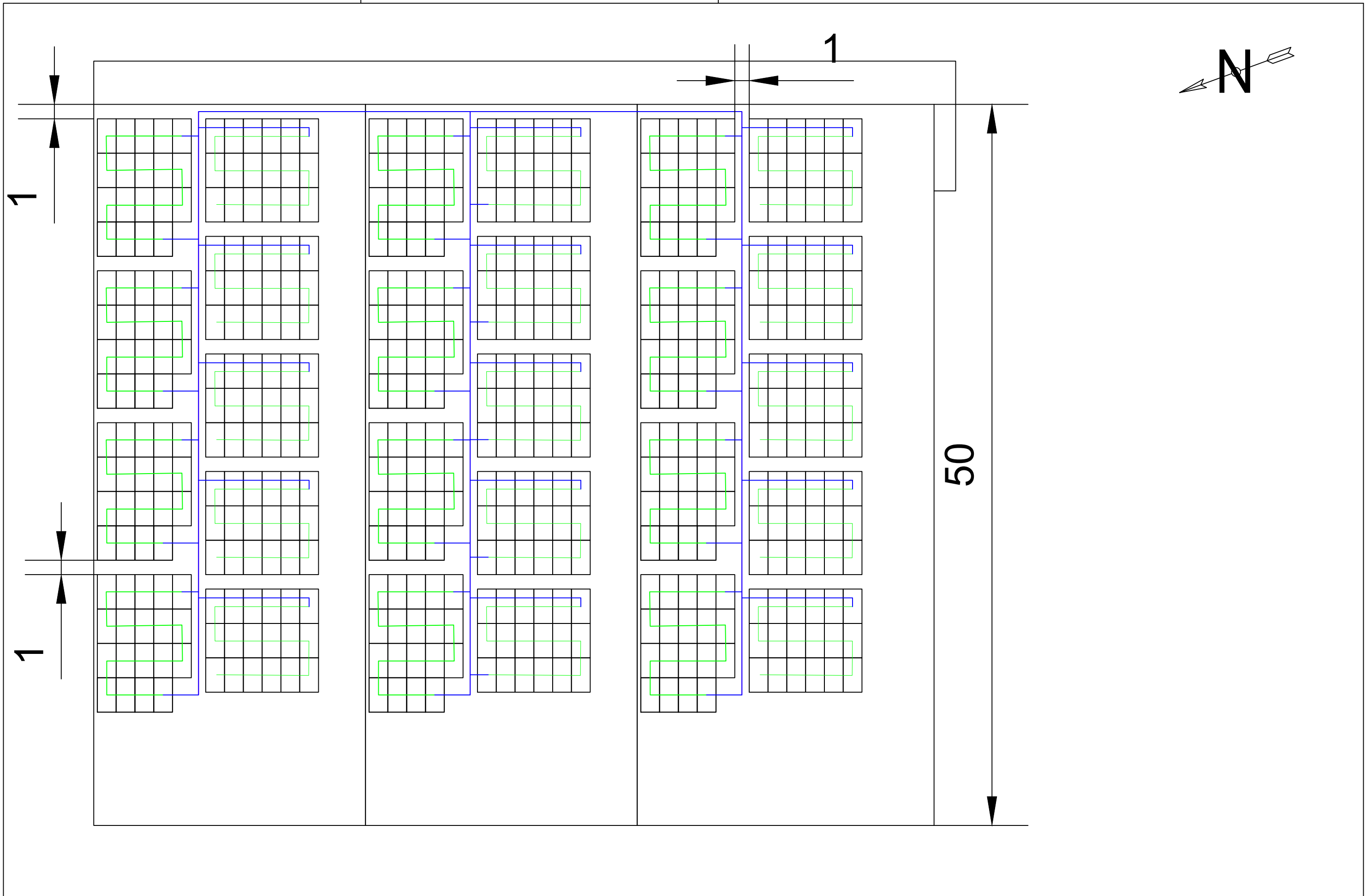
Autor: **FRANCISCO LÓPEZ GALLEGO**

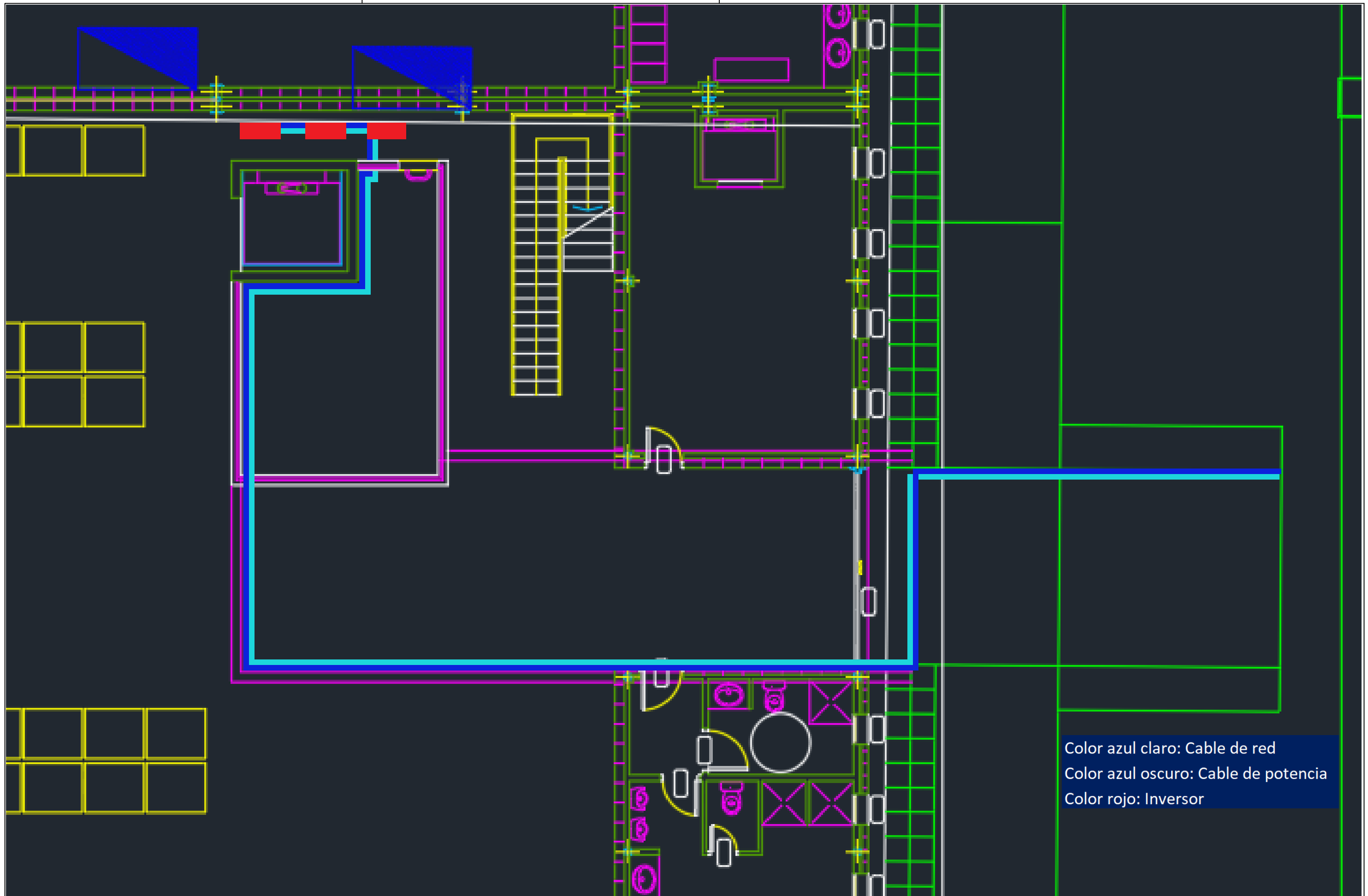
Fecha: **Febrero 2023**

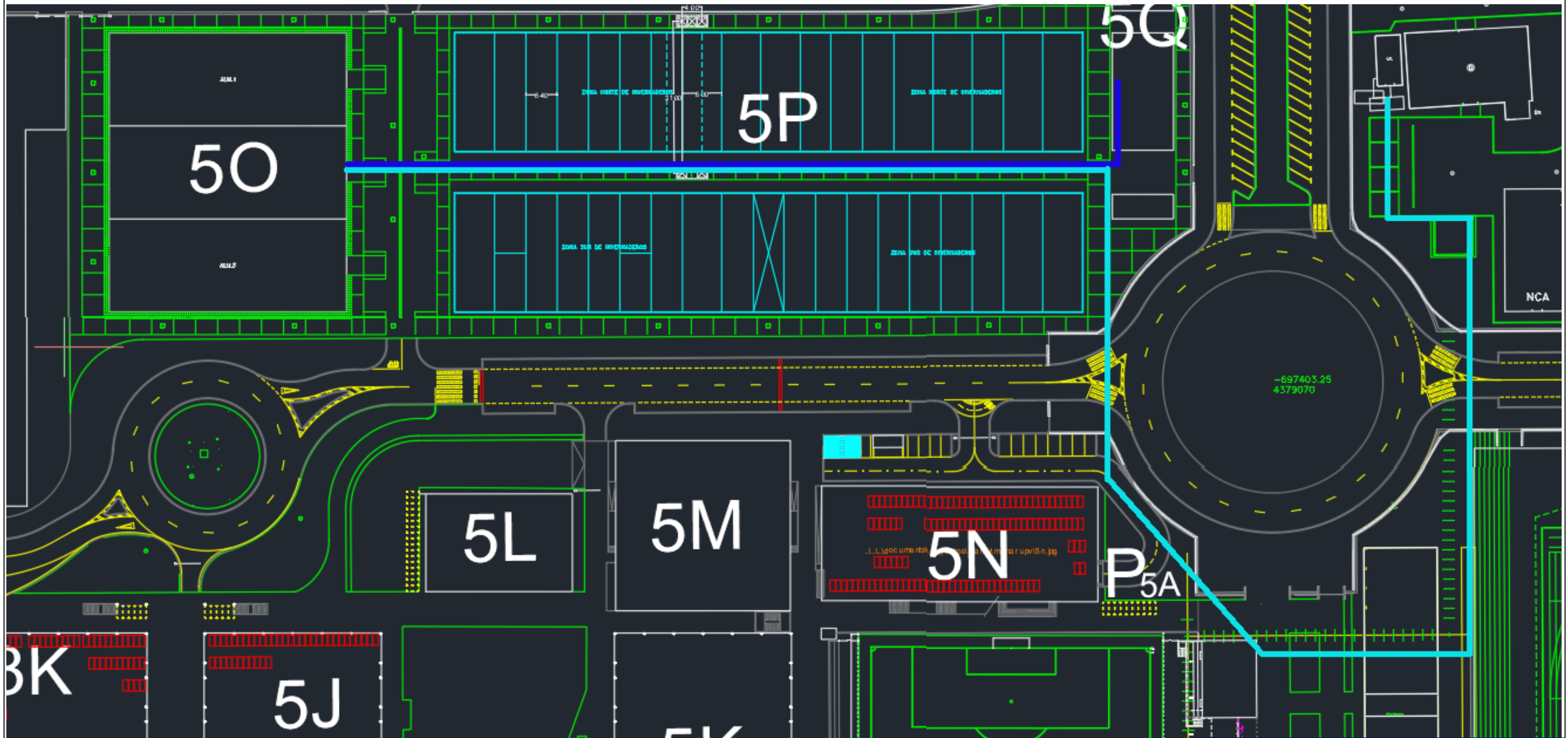
Escala: **1:7.750**

Nº Plano:



2



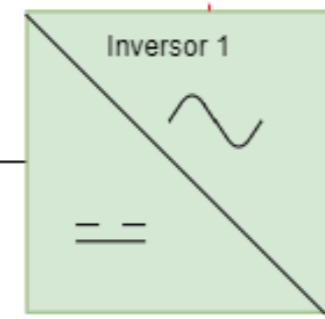
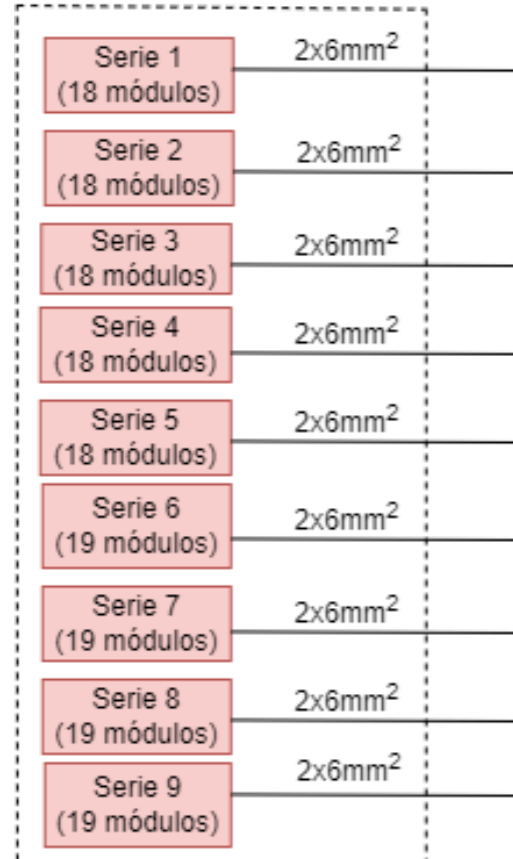




Color azul claro: Cable de red
 Color azul oscuro: Cable de potencia

<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA</p>  <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>  <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 300kW (323,7kWp) SOBRE CUBIERTA EDIFICIO 50 UPV.</p>	<p>Plano: DETALLE CABLEADO GALERIAS</p> <p>Autor: FRANCISCO LÓPEZ GALLEGO</p>	<p>Fecha: Febrero 2023</p> <p>Escala: 1:775</p>	<p>Nº Plano: 5</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------	---------------------------

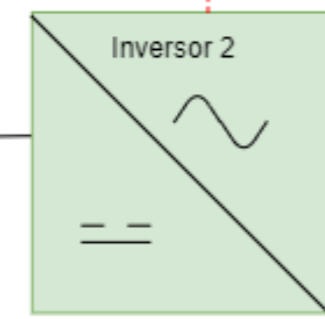
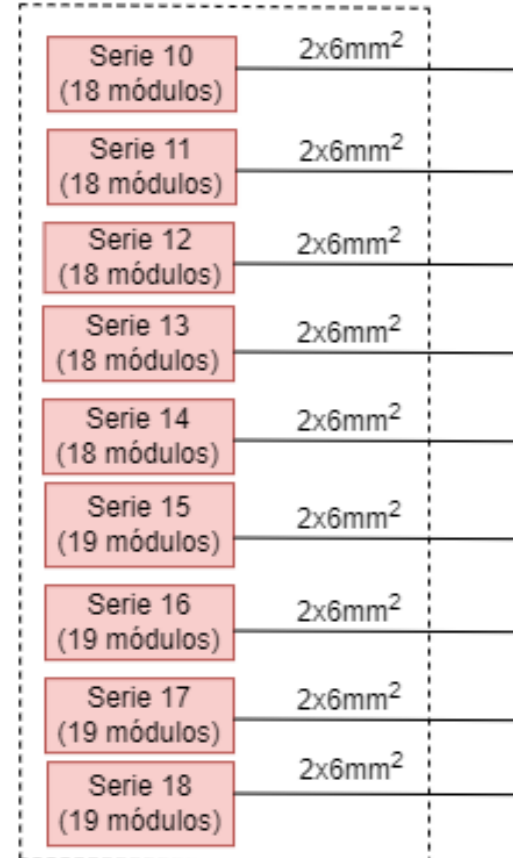
Modulos fotovoltaicos
(en cubierta)



Huawei-SUN2000-100KTL-M1

3x 95mm²

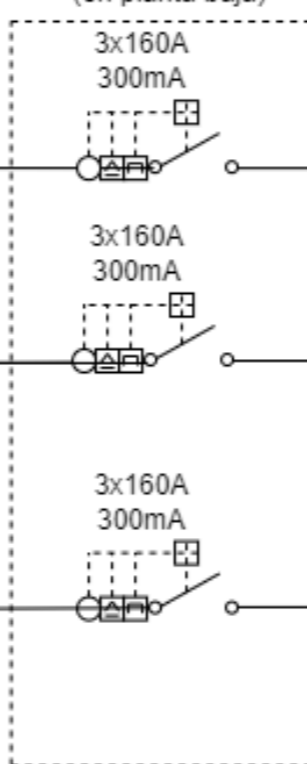
Modulos fotovoltaicos
(en cubierta)



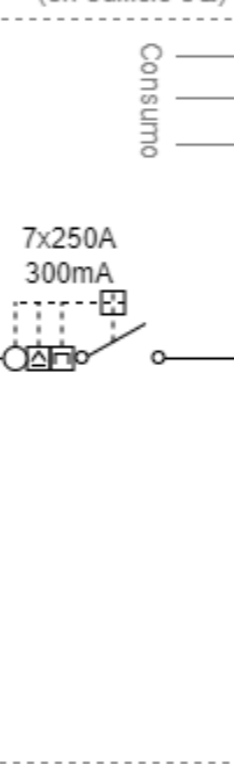
Huawei-SUN2000-100KTL-M1

3x 95mm²

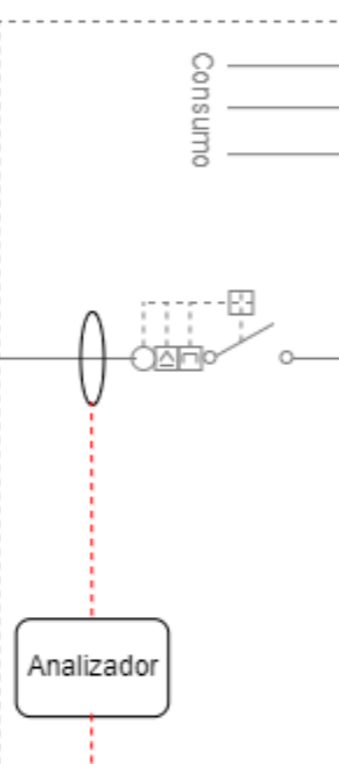
Cuadro general CA FV
(en planta baja)



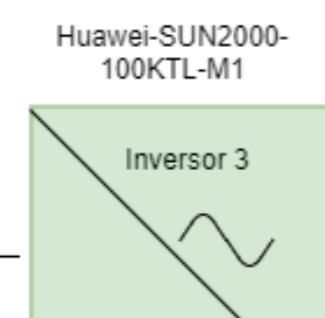
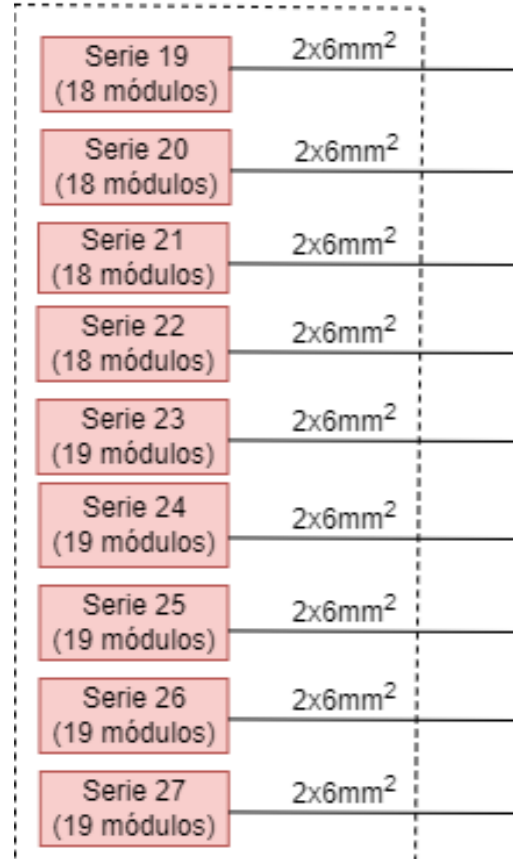
CGBT existente
(en edificio 5Q)



Transformador existente
(en edificio 7H)

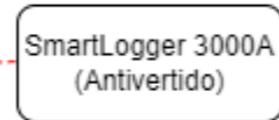


Modulos fotovoltaicos
(en cubierta)



Huawei-SUN2000-100KTL-M1

3x 95mm²



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL DE VALÈNCIA

FRANCISCO LÓPEZ GALLEGO
 Autor proyecto

Proyecto: **INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 300kW (323,7kWp) SOBRE CUBIERTA EDIFICIO 50 UPV**

Fecha: **Febrero 2023**

Plano: **ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACION**

Escala: _____

Nº Plano: _____

6. ANEXOS



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE21

POWER RANGE: 650 -670W

670W

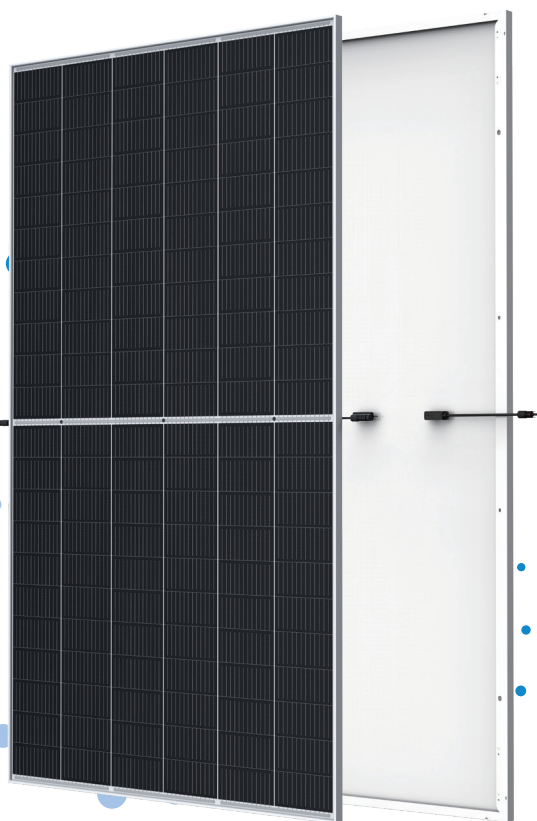
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

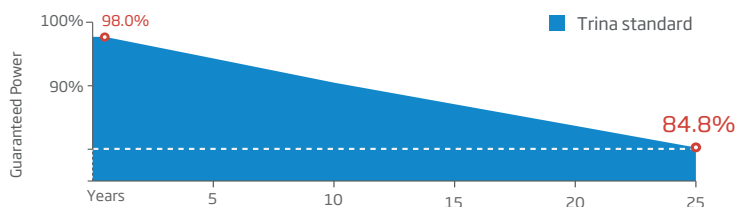
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



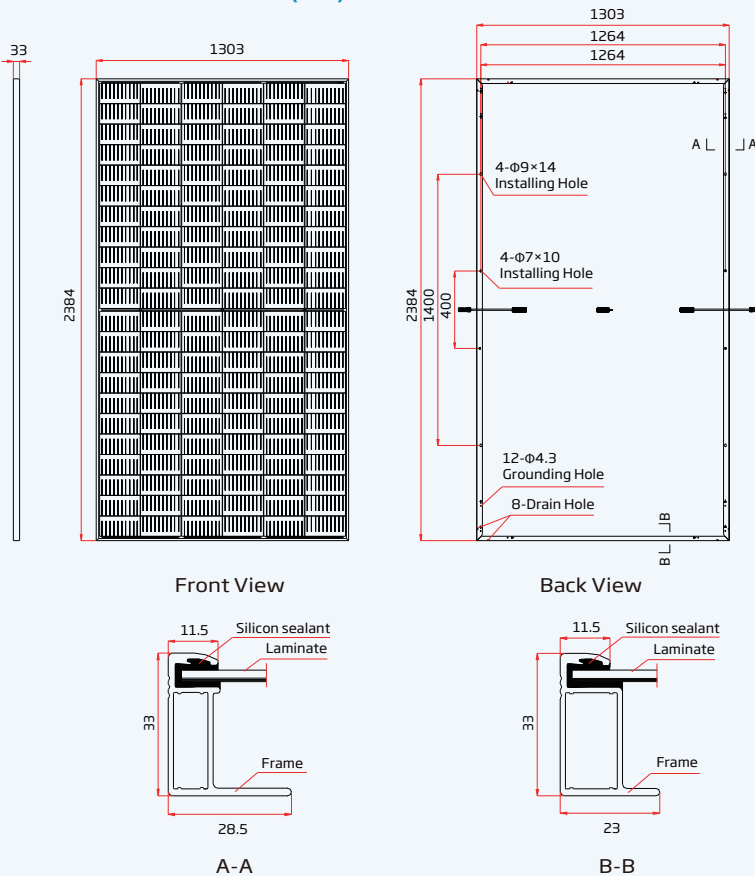
Comprehensive Products and System Certificates



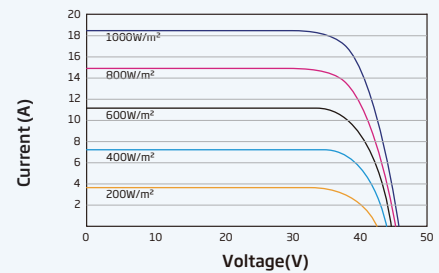
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



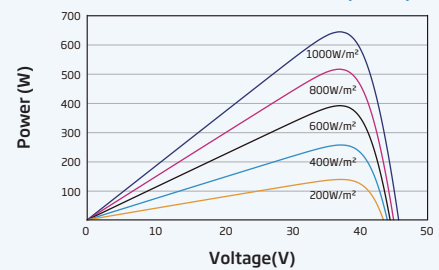
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



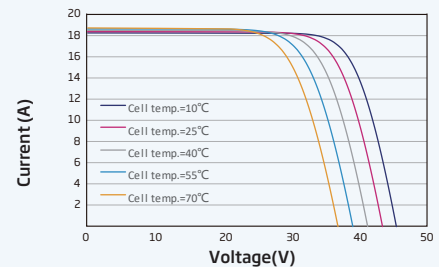
I-V CURVES OF PV MODULE(655 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(655W)



I-V CURVES OF PV MODULE(655 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Parameter	650	655	660	665	670
Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*					
Power Tolerance-P _{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η _m (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	33.3 kg (73.4 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
 25 year Power Warranty
 2% first year degradation
 0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

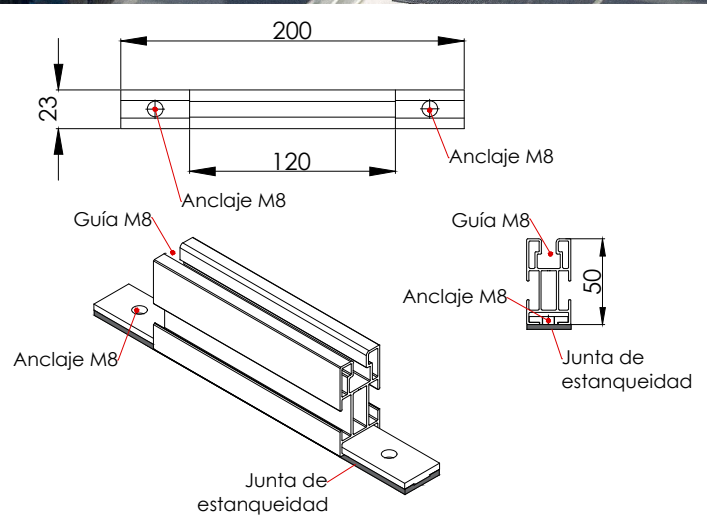
PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
 Modules per 40' container: 594 pieces

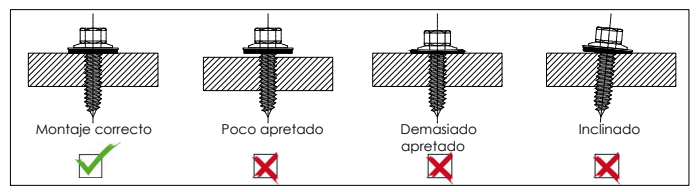
Ficha técnica

Soporte coplanar microrail para cubierta metálica

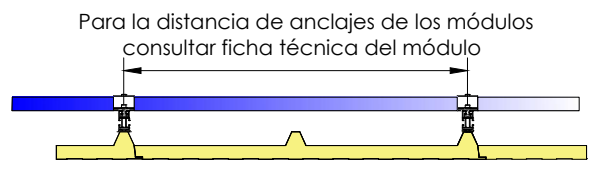
06H



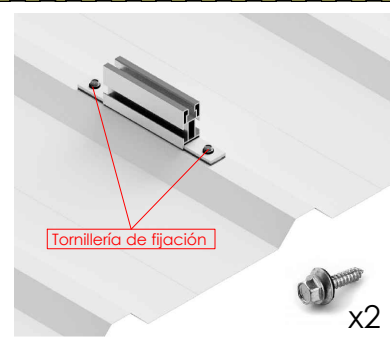
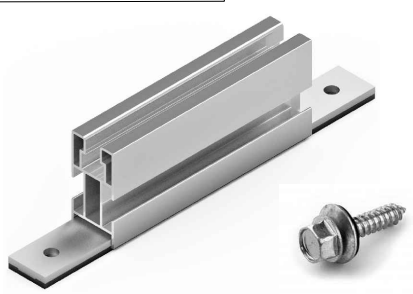
- Válido para cubiertas metálicas.
- Soporte coplanar para anclaje a chapa, en la parte superior de la greca.
- La fijación incluye junta de estanqueidad y tornillos de anclaje autorroscantes con arandela de sellado sin necesidad de pretaladro.
- Disposición de los módulos: Horizontal.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- Kits disponibles de 1 a 8 módulos.



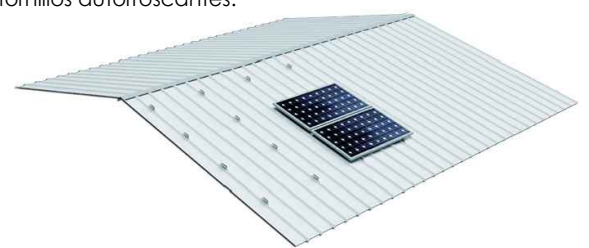
Viento: Hasta 150 Km/h
 Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
 Tornillería de acero inoxidable A2-70
 Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.



Para todos los módulos - Sistema Kit

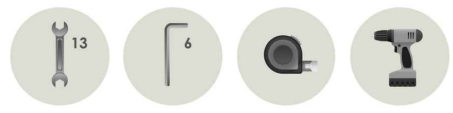


El perfil se fija a la chapa mediante 2 tornillos autorroscantes.



Perfiles perpendiculares a la cumbre

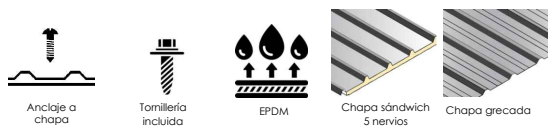
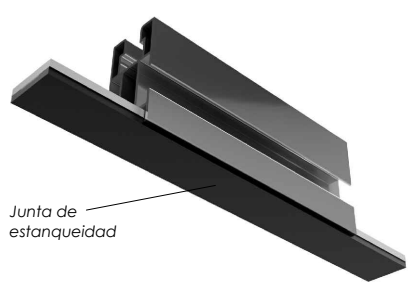
Herramientas necesarias:



Seguridad:



Par de apriete:
 Tornillo Presor 7 Nm
 Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm



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

SUN2000-100KTL-M1

Inversor de String Inteligente



10 Seguidores MPP



98.8% Máx. Eficiencia



Monitorización a nivel de string



Diagnóstico inteligente de curvas I-V admitido



Detección de corriente residual integrada



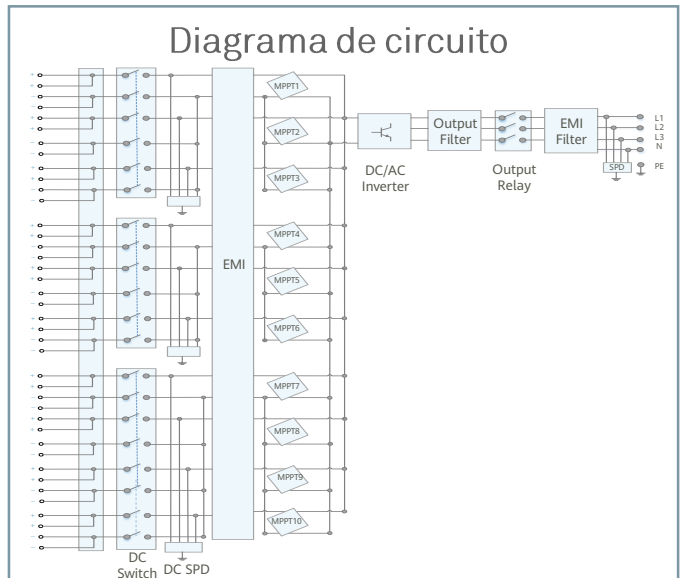
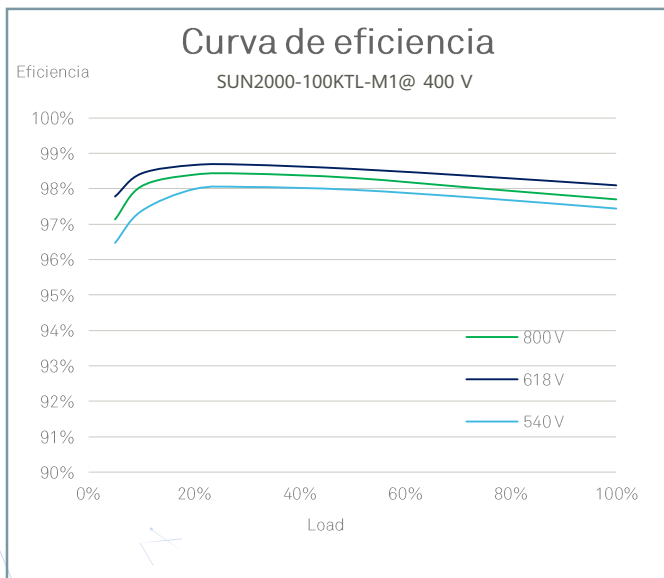
Diseño sin fusibles



Protección contra sobretensiones DC y AC



IP66 Protección



Preliminary Version

Especificaciones técnicas

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia nominal activa de CA	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Máx. potencia aparente de CA	110,000 VA
Máx. potencia activa de CA ($\cos\phi=1$)	110,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Máx. intensidad de salida	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí (Transformador de aislamiento requerido)
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	90 kg (198.4 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Ventilación inteligente
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Preliminary Version

Smart Power Sensor



Preciso

Precisión de medición: Clase 1



Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



Energía eficiente

Consumo general de energía ≤ 1 W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
Datos generales		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos los cables)	1.2 kg	1.5 kg
Fuente de alimentación		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Tensión de entrada (por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de potencia	≤ 0.8 W	≤ 1 W
Rango de medición		
Tensión de línea	/	304 Vac ~ 499 Vac
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
Precisión de medición		
Tensión	± 0.5 %	
Intensidad / Potencia / Energía	± 1 %	
Frecuencia	± 0.01 Hz	
Comunicación		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
Entorno		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
Otros		
Accesorios	Cable RS485 (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m)	3 CT 250 A/50 mA (5 m)

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor automatico ComPacT NSX160F 36kA AC 3P3R 160A TMD

C16F3TM160

Principal

Gama	ComPacT nueva generación
Nombre del producto	UL Compact
Nombre corto del dispositivo	NSX160F
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3R
[In] Corriente nominal	160 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V AC 50/60 Hz
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	85 kA Icu en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 36 kA Icu en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 35 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 30 kA Icu en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 22 kA Icu en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 8 kA Icu en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 35 kA en 480 V AC 50/60 Hz acorde a UL 508
Performance level	En > 50 A 36 kA 415 V AC
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LIG
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	800 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV

[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	85 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 36 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 35 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 30 kA en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 22 kA en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 8 kA en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
Durabilidad mecánica	40000 ciclos
Durabilidad eléctrica	40000 ciclos en 440 V In/2 20000 ciclos en 440 V In 15000 ciclos en 690 V In/2 7500 ciclos en 690 V In
Soporte de montaje	Placa posterior
Posición de montaje	Horizontal y vertical Flat on the back
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte delantera
Paso de conexión	35 mm
Tipo de protección	L : for protección contra sobrecarga (térmica) I : for protección contra cortocircuitos (magnética)
Calibre de la unidad de disparo	160 A en 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	Ajustable
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0,7...1 x In
Long-time protection delay adjustment type tr	Fijo
[Tr] long-time protection delay adjustment range	120...400 s en 1,5 x In 15 s en 6 x Ir
Instantaneous protection pick-up adjustment type li	Fijo
[li] instantaneous protection pick-up adjustment range	1.250 A
Protección contra fugas a tierra	Sin
Number of slots for electrical auxiliaries	5 ranura(s)
Width (W)	105 mm
Height (H)	161 mm
Depth (D)	86 mm
Peso del producto	2,2 kg

Entorno

Normas	HB2
Certificaciones de producto	CCC generador Marina
Categoría de sobretensión	Clase II
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Grado de contaminación	3 acorde a IK07
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C

Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C
Humedad relativa	0...95 %
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m sin disminución 2000 m ... 5000 m con restricciones

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	14,0 cm
Paquete 1 Ancho	11,5 cm
Paquete 1 Longitud	19,0 cm
Paquete 1 Peso	1,83 kg
Tipo de unidad de paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	7
Paquete 2 Altura	30,0 cm
Paquete 2 Ancho	30,0 cm
Paquete 2 Longitud	40,0 cm
Paquete 2 Peso	13,198 kg

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
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
Sin PVC	Sí

Sustituciones recomendadas

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor automatico ComPacT NSX250R 200kA AC 4P 250A TMD

C25R4TM250

Principal

Gama	ComPacT nueva generación
Nombre del producto	UL Compact
Nombre corto del dispositivo	NSX250R
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	4P
Descripción de polos protegidos	4R
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	250 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V AC 50/60 Hz
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	200 kA Icu en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 200 kA Icu en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 200 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 80 kA Icu en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 65 kA Icu en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 45 kA Icu en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
Performance level	R 200 kA 415 V AC
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LIG
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	800 V AC 50/60 Hz
-------------------------------------	-------------------

[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV
[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	200 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 200 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 200 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 80 kA en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 65 kA en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 45 kA en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	20000 ciclos en 440 V In/2 10000 ciclos en 440 V In 10000 ciclos en 690 V In/2 5000 ciclos en 690 V In
Potencia disipada por polo	18,75 W
Soporte de montaje	Placa posterior
Posición de montaje	Horizontal y vertical Flat on the back
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte delantera
Paso de conexión	35 mm
Tipo de protección	L : for protección contra sobrecarga (térmica) I : for protección contra cortocircuitos (magnética)
Calibre de la unidad de disparo	250 A en 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	Ajustable
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0,7...1 x In
Long-time protection delay adjustment type tr	Fijo
[Tr] long-time protection delay adjustment range	120...400 s en 1,5 x In 15 s en 6 x Ir
Neutral protection settings	1 x Ir - tipo de cable: 4R)
Instantaneous protection pick-up adjustment type li	Ajustable
[Ii] instantaneous protection pick-up adjustment range	5...10 x pol
Protección contra fugas a tierra	Sin
Number of slots for electrical auxiliaries	5 ranura(s)
Width (W)	140 mm
Height (H)	161 mm
Depth (D)	86 mm
Peso del producto	2,8 kg
Entorno	
Normas	HB2
Certificaciones de producto	CCC generador Marina
Categoría de sobretensión	Clase II
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Grado de contaminación	3 acorde a IK07
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529

Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C
Humedad relativa	0...95 %
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m sin disminución 2000 m ... 5000 m con restricciones

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	14,0 cm
Paquete 1 Ancho	15,0 cm
Paquete 1 Longitud	20,0 cm
Paquete 1 Peso	2,77 kg
Tipo de unidad de paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	3
Paquete 2 Altura	30,0 cm
Paquete 2 Ancho	30,0 cm
Paquete 2 Longitud	40,0 cm
Paquete 2 Peso	8,31 kg

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
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
Sin PVC	Sí

Sustituciones recomendadas

Hoja de características del producto

Especificaciones



Relé de fuga a tierra RH10M - 300 mA - 415 V

56145

Principal

Gama	VigiPacT
Nombre corto del dispositivo	RH10M
Tipo de producto o componente	Residual current protection relay (**)
Aplicación del relé	Protección relé
Soporte de montaje	Carril DIN
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A
Tipo de ajuste	On/off
Ajuste de tipo de sensibilidad de fugas a tierra de corriente residual	Fijo
Earth-leakage sensitivity	0.3 A
Earth-leakage time delay	Instantáneo
Current sensors compatibility	Vigirex TOA Toroidales diferenciales cerrados tipo A y tipo abiertos TOA Vigirex A Toroidales diferenciales cerrados tipo A y tipo abiertos TOA Vigirex L Toroidales diferenciales cerrados tipo A y tipo abiertos TOA
[I _{th} e] intensidad térmica convencional en la envolvente	8 A
Carga mínima	10 mA en 12 V
[U _s] tensión de alimentación asignada	380...415 V AC 50/60 Hz 55...110 %
Consumo de potencia en W	4 VA
Monitored distribution system	1000 V - AC en 50/60 Hz - tipo de cable: máximo) 1000 V - AC en 400 Hz - tipo de cable: máximo)
Sistema de conexión a tierra	TN-S IT TT
[U _{imp}] Resistencia a picos de tensión	8 kV
Reset	Rearme manual

Complementario

Función de prueba	Test remoto Local
Monitorización	Componentes electrónicos - tipo de cable: continuo) Alimentación - tipo de cable: continuo)

Tipo de medición	Medición interna de corriente de fugas a tierra, rango: 80...100 %
Inviolabilidad de los ajustes	Protegido por cubierta precintable
Conexiones - terminales	Alimentación auxiliar, estado 1 bornero cable(s) 0,2...2,5 mm ² flexible AWG 24...AWG 12 Alimentación auxiliar, estado 1 bornero cable(s) 0,2...2,5 mm ² rígido AWG 24...AWG 12 Alimentación auxiliar, estado 1 bornero cable(s) 0,25...2,5 mm ² flexible AWG 24...AWG 12 Contactos de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...2,5 mm ² flexible AWG 24...AWG 12 Contactos de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...4 mm ² rígido AWG 24...AWG 12 Contactos de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...2,5 mm ² flexible AWG 24...AWG 12 Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1 mm ² flexible AWG 26...AWG 16 Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1,5 mm ² rígido AWG 26...AWG 16 Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...0,5 mm ² flexible AWG 26...AWG 16 Toroidal, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1 mm ² flexible AWG 26...AWG 16 Toroidal, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1,5 mm ² rígido AWG 26...AWG 16 Toroidal, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...0,5 mm ² flexible AWG 26...AWG 16 Presencia de tensión, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...2,5 mm ² flexible AWG 24...AWG 12 Presencia de tensión, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...4 mm ² rígido AWG 24...AWG 12 Presencia de tensión, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...2,5 mm ² flexible AWG 24...AWG 12
Longitud de cable pelado para conectar bornas	Alimentación auxiliar, estado 1 7 mm para superior conexión Contactos de defecto, estado 1 8 mm para inferior conexión Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 5 mm para inferior conexión Toroidal, estado 1 5 mm para superior conexión Presencia de tensión, estado 1 8 mm para inferior conexión
Par de apriete	Alimentación auxiliar, estado 1 0,6 N.m superior Contactos de defecto, estado 1 0,6 N.m inferior Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 0,25 N.m inferior Toroidal, estado 1 0,25 N.m superior Presencia de tensión, estado 1 0,6 N.m inferior
Pasos de 9 mm	6
Anchura	54 mm
Altura	81 mm
Profundidad	74 mm
Peso del producto	0,3 kg
Grado de protección IP	En cara frontal, estado 1 IP40 acorde a EN/IEC 60529 En partes later., estado 1 IP30 acorde a EN/IEC 60529 En terminales de conexión, estado 1 IP20 acorde a EN/IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a H
Resistencia mecánica	Resistencia al fuego acorde a IEC 60695-2-1 Protección IK 2 joules, estado 1 IK07 acorde a H Vibraciones 13,2-100 Hz, estado 1 0,7 g Vibraciones 2-13,2 Hz, estado 1 +/- 1 mm
Entorno	
Categoría de sobretensión	IV
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Compatibilidad electromagnética	Emisiones conducidas e irradiadas, estado 1 B acorde a CISPR 11 Prueba de inmunidad de radio frecuencia conducida, estado 1 3 acorde a IEC 61000-4-6 Prueba de inmunidad ante descarga electrostática, estado 1 4 acorde a IEC 61000-4-2 Susceptibilidad conducida de energía elevada, estado 1 4 acorde a IEC 61000-4-5 Susceptibilidad conducida de baja energía, estado 1 4 acorde a IEC 61000-4-4 Susceptibilidad radiada, estado 1 3 acorde a IEC 61000-4-3
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Grado de contaminación	3 acorde a IK07
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-55...85 °C
Unidades de embalaje	
Tipo de unidad de paquete 1	PCE

Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	8,8 cm
Paquete 1 Ancho	8,1 cm
Paquete 1 Longitud	9,2 cm
Paquete 1 Peso	368,0 g

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
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
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

Garantía contractual

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

Sustituciones recomendadas



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



Seguro

Fácil de instalar en el sitio



Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A
Gestión de dispositivos	
Max. Número de dispositivos manejables	80
Interfaz de comunicación	
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)
Protocolo de comunicación	
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645
Interacción	
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G
WEB	Web incrustada
USB	USB 2.0 x 1
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio
Ambiente	
Rango de temperatura de operación	-40°C ~ 60°C
Temperatura de almacenaje	-40°C ~ 70°C
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%
Max. Altitud de operación	4,000 m
Alimentación	
Fuente de alimentación de CA	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)
Peso	2 kg
Grado de protección	IP20
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa

¹ Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena extendida.

² Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.

Hoja de características del producto

Especificaciones



split toroid OA type, for Vigirex and Vigilhom, TOA80, inner diameter 80 mm, rated current 160 A

50420

Principal

Gama	VigiPacT
Nombre corto del dispositivo	TOA
Tipo de producto o componente	Toroidales diferenciales cerrados tipo A y tipo abiertos TOA
Aplicación del dispositivo	Control y supervisión del equipo
Compatibilidad de gama	Vigirex RH10M residual current protection relay (**) Vigirex RH10P residual current protection relay (**) Vigirex RH21M residual current protection relay (**) Vigirex RH21P residual current protection relay (**) Vigirex RH68M residual current protection relay (**) Vigirex RH86M residual current protection relay (**) Vigirex RH86P residual current protection relay (**) Vigirex RH99M residual current protection relay (**) Vigirex RH99P residual current protection relay (**) Vigirex RH197M residual current protection relay (**) Vigirex RH197P residual current protection relay (**) Vigirex RHU residual current protection relay (**) Vigirex RHUs residual current protection relay (**) Vigirex RMH residual current protection relay (**)
Current sensor type	Toroide dividido de tipo OA
[Ie] Corriente nominal de empleo	160 A

Complementario

Relación de transformación	1/1000
Tipo de red	AC/DC
Frecuencia de red	50...400 Hz
[Icw] Corriente temporal admisible	85 kA para 0.5 s
Resistencia a la corriente diferencial de cortocircuito	85 kA / 0.5 s acorde a En > 50 A
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	1000 V
Categoría de sobretensión	IV
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	12 kV
Modo de montaje	Fijo - tipo de cable: cables) Fijo - tipo de cable: placa de montaje) Fijo - tipo de cable: chapa metálica perfilada) Fijo - tipo de cable: placa perforada)
Valor calorífico	8.02 MJ

Conexiones - terminales	Tornillo 0,22 mm ²
Diámetro	Inter., estado 1 80 mm
Diámetro exterior del cable	23 mm, estado 1 50 mm ² (máximo)
Peso del producto	0,85 kg
Altura	148 mm
Anchura	148 mm
Profundidad	38 mm

Entorno

Grado de protección IP	Conectores, estado 1 IP20 IP30
Grado de protección IK	IK07 acorde a EN 62262
Características ambientales	Exposición al calor húmedo en servicio - tipo de cable: categoría de entorno C2) , estado 1 48 horas acorde a IEC 60068-2-56 Exposición al calor húmedo fuera de servicio - tipo de cable: 25-55 °C, HR 95%) , estado 1 28 ciclos acorde a IEC 60068-2-30 Niebla salina, estado 1 Kb/2 acorde a IEC 60068-2-52
Grado de contaminación	Nivel 3 acorde a IK07
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-55...85 °C
Normas	En> 50 A
Certificaciones de producto	CE

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	5,200 cm
Paquete 1 Ancho	17,800 cm
Paquete 1 Longitud	20,200 cm
Paquete 1 Peso	991,0 g
Tipo de unidad de paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	12
Paquete 2 Altura	30,000 cm
Paquete 2 Ancho	30,000 cm
Paquete 2 Longitud	40,000 cm
Paquete 2 Peso	12,250 kg

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
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias

Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil

Sustituciones recomendadas

Hoja de características del producto

Especificaciones



split toroid OA type, for Vigirex and Vigilhom, TOA120, inner diameter 120 mm, rated current 250 A

50421

Principal

Gama	VigiPacT
Nombre corto del dispositivo	TOA
Tipo de producto o componente	Toroidales diferenciales cerrados tipo A y tipo abiertos TOA
Aplicación del dispositivo	Control y supervisión del equipo
Compatibilidad de gama	Vigirex RH10M residual current protection relay (**) Vigirex RH10P residual current protection relay (**) Vigirex RH21M residual current protection relay (**) Vigirex RH21P residual current protection relay (**) Vigirex RH68M residual current protection relay (**) Vigirex RH86M residual current protection relay (**) Vigirex RH86P residual current protection relay (**) Vigirex RH99M residual current protection relay (**) Vigirex RH99P residual current protection relay (**) Vigirex RH197M residual current protection relay (**) Vigirex RH197P residual current protection relay (**) Vigirex RHU residual current protection relay (**) Vigirex RHUs residual current protection relay (**) Vigirex RMH residual current protection relay (**)
Current sensor type	Toroide dividido de tipo OA
[Ie] Corriente nominal de empleo	250 A

Complementario

Relación de transformación	1/1000
Tipo de red	AC/DC
Frecuencia de red	50...400 Hz
[Icw] Corriente temporal admisible	85 kA para 0.5 s
Resistencia a la corriente diferencial de cortocircuito	85 kA / 0.5 s acorde a $E_n > 50$ A
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	1000 V
Categoría de sobretensión	IV
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	12 kV
Modo de montaje	Fijo - tipo de cable: cables) Fijo - tipo de cable: placa de montaje) Fijo - tipo de cable: chapa metálica perfilada) Fijo - tipo de cable: placa perforada)
Valor calorífico	1786 MJ/km

Conexiones - terminales	Tornillo 0,22 mm ²
Diámetro	Inter., estado 1 120 mm
Diámetro exterior del cable	55 mm, estado 1 240 mm ² (máximo)
Peso del producto	1,5 kg
Altura	224 mm
Anchura	224 mm
Profundidad	44 mm

Entorno

Grado de protección IP	Conectores, estado 1 IP20 IP30
Grado de protección IK	IK07 acorde a EN 62262
Características ambientales	Exposición al calor húmedo en servicio - tipo de cable: categoría de entorno C2) , estado 1 48 horas acorde a IEC 60068-2-56 Exposición al calor húmedo fuera de servicio - tipo de cable: 25-55 °C, HR 95%) , estado 1 28 ciclos acorde a IEC 60068-2-30 Niebla salina, estado 1 Kb/2 acorde a IEC 60068-2-52
Grado de contaminación	Nivel 3 acorde a IK07
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-55...85 °C
Normas	En> 50 A
Certificaciones de producto	CE

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	5,400 cm
Paquete 1 Ancho	27,000 cm
Paquete 1 Longitud	28,600 cm
Paquete 1 Peso	1,616 kg
Tipo de unidad de paquete 2	S04
Número de unidades en el paquete 2	12
Paquete 2 Altura	30,000 cm
Paquete 2 Ancho	40,000 cm
Paquete 2 Longitud	60,000 cm
Paquete 2 Peso	20,080 kg

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
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias

Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil

Sustituciones recomendadas