



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Instituto  
Ingeniería  
Energética



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**  
**TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE**

**Diseño de una instalación de  
autoconsumo para el edificio 3P de la  
Universidad Politécnica de Valencia  
(UPV)**

**AUTOR:** de la Rosa Pineda, Lucía

**TUTOR:** Vargas Salgado, Carlos

**Curso Académico: 2019-20**

**“Fecha 07/2020”**

Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio 3P de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV)

## **AGRADECIMIENTOS**

Me gustaría agradecer a todas las personas que me han apoyado durante el desarrollo de este proyecto: mi familia, mis amigos y mis compañeros. También agradecer a mi tutor por su paciencia y su dedicación.

## **RESUMEN**

La aprobación del RD244/2019 ha supuesto un impulso al autoconsumo eléctrico. La energía solar fotovoltaica es el recurso más utilizado, aunque el RD incluye a otras fuentes como la energía eólica.

Se propone el diseño de un sistema de generación eléctrica basado en energías renovables para el abastecimiento de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural (Edificio 3P) de la Universitat Politècnica de València (UPV).

Las tecnologías analizadas son la energía solar fotovoltaica y la eólica de pequeña escala. Al tratarse de recursos muy condicionados por la climatología se requiere una base de datos climáticos y el uso de herramientas como System Advisor Model (SAM) o Excel para el análisis de éstos y su aprovechamiento. Para encontrar la solución planteada se han analizado diferentes alternativas tanto para la parte fotovoltaica como para la eólica.

La instalación tendrá una potencia total de 979kW, siendo la fotovoltaica 859kW y la eólica 120kW. Se ha utilizado todo el espacio disponible en la cubierta para la ubicación de los paneles. Los excedentes generados se utilizan para disminuir el consumo del resto de la universidad. El sistema fotovoltaico estará formado por 2120 paneles y 8 inversores de 100kW, mientras el sistema eólico contará con 60 aerogeneradores y 12 inversores de 10kW. Se obtendría una generación anual de 1485,9MWh. El Edificio 3P autoconsumiría 404 MWh, el resto sería vertido a la UPV y autoconsumido en su totalidad. El nuevo consumo de la red eléctrica por parte del Edificio 3P sería de 150MWh anuales. Para el proyecto se requeriría una inversión inicial de 1.264.055 € teniendo un payback de 9 años.

La instalación planteada es capaz de producir suficiente energía para abastecer el Edificio 3P. Si se ampliase la instalación a todas las cubiertas de la UPV sería posible abastecer la mayor parte de su consumo.

**Palabras Clave:** Autoconsumo, Fotovoltaica, Eólica, SAM



## **RESUM**

L'aprovació del RD244/2019 ha suposat un impuls a l'autoconsum elèctric. L'energia solar fotovoltaica és el recurs més utilitzat, encara que l'RD inclou a altres fonts com l'energia eòlica.

Es proposa el disseny d'un sistema de generació elèctrica basat en energies renovables per al proveïment de l'Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Agronòmica i del Medi natural (Edifici 3P) de la Universitat Politècnica de València (UPV).

Les tecnologies analitzades són l'energia solar fotovoltaica i l'eòlica. En tractar-se de recursos molt condicionats per la climatologia, es requereixen una base de dades climàtics i l'ús d'eines com System Advisor Model (SAM) o Excel per a l'anàlisi. Per a trobar la solució plantejada s'han analitzat diferents alternatives tant per a la part fotovoltaica com per a l'eòlica.

La instal·lació tindrà una potència total de 979kW, sent la fotovoltaica 859kW i l'eòlica 120kW. S'ha utilitzat tot l'espai disponible en la coberta per a la ubicació dels panells. Els excedents generats s'utilitzen per a disminuir el consum de la resta de la universitat. El sistema fotovoltaic estarà format per 2120 panells i 8 inversors de 100kW, mentre el sistema eòlic comptarà amb 60 aerogeneradors i 12 inversors de 10kW. S'obtidria una generació anual de 1485,9 MWh. L'Edifici 3P autoconsumiria 404 MWh, la resta seria abocada a la UPV i autoconsumida íntegrament. El nou consum de la xarxa elèctrica per part de l'Edifici 3P seria de 150 MWh anuals. Per al projecte es requeriria una inversió inicial d'1.264.055 € tenint un payback de 9 anys.

La instal·lació plantejada és capaç de produir suficient energia per a proveir l'Edifici 3P. Si s'ampliara la instal·lació a totes les cobertes de la UPV seria possible proveir la major part del seu consum.

**Paraules clau:** Autoconsum, Fotovoltaica, Eòlica, SAM

## **ABSTRACT**

The approval of RD244 / 2019 has been a boost to electric self-consumption. Photovoltaic solar energy is the most used resource, although the order includes other sources such as wind energy.

This project proposes the design of a system of electrical generation based on renewable energies for the supply of the Higher Technical School of Agronomic Engineering and the Natural Environment (Building 3P) of the Polytechnic University of Valencia (UPV).

The technologies analyzed are photovoltaic solar energy and small-scale wind energy. As they are resources highly conditioned by climatology, a climate database and the use of tools such as System Advisor Model (SAM) or Excel are required for their analysis and harnessing. To find the proposed solution, different alternatives have been analyzed for both the photovoltaic and the wind part.

The installation will have a total power of 979kW, with 859kW photovoltaic and 120kW wind power. All available space on the roof of the building has been used for the location of the panels. The surpluses generated are used to decrease consumption by the rest of the university. The photovoltaic system will consist of 2120 panels and 8 inverters of 100kW of capacity, while the wind system will have 60 wind turbines and 12 inverters of 10kW of capacity. The annual generation obtained would be 1485.9MWh. The Building 3P would consume 404 MWh, the rest would be discharged to the UPV, so all energy produced will be consumed. The new consumption of the electricity grid by Building 3P would be 150MWh per year. For the project, an initial investment of 1,264,055 € would be required, with an 8-year payback.

The proposed installation is capable of producing enough energy to supply Building 3P. If the installation was extended to all the UPV roofs, it would be possible to supply most of the consumption of the university

**Keywords:** Photovoltaic (PV energy), Wind Energy, Self-consumption energy system

# ÍNDICE

## DOCUMENTOS CONTENIDOS

- Memoria
- Presupuesto
- Anexos
- Planos

## ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1. Introducción.....	1
1.1. Antecedentes .....	1
1.2. Objetivo .....	2
1.3. Justificación .....	3
1.4. Estructura del documento.....	3
CAPÍTULO 2. Normativa aplicada.....	5
2.1. Normativa de aplicación.....	5
2.2. Real decreto 244/2019.....	6
2.3. Reglamento electrotécnico de baja tensión .....	6
CAPÍTULO 3. Descripción del Edificio.....	9
3.1. Ubicación.....	9
3.2. Descripción del edificio. ....	10
3.3. Contrato eléctrico .....	13
3.4. Demanda de energía .....	14
CAPÍTULO 4. Diseño de la instalación fotovoltaica.....	17
4.1. Módulo fotovoltaico.....	17
4.2. Disposición de módulos en la cubierta .....	19

Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio 3P de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV)

4.3. Selección del inversor.....	26
4.4. Sistema de soporte.....	28
4.5. Instalación eléctrica.....	29
4.6. Estimación del potencial de generación .....	33
CAPÍTULO 5. Diseño de la instalación eólica.....	35
5.1. Tecnología eólica.....	35
5.2. Estimación del potencial de generación .....	35
5.3. Selección del generador .....	37
5.4. Torre.....	40
5.5. Selección del inversor.....	42
5.6. Instalación eléctrica.....	43
5.7. Estimación de generación eólica.....	47
CAPÍTULO 6. Control y gestión.....	48
6.1. Monitorización .....	48
6.2. Antivertido .....	49
CAPÍTULO 7. Análisis energético.....	50
7.1. Producción respecto al consumo .....	50
7.2. Consumo de la red .....	51
CAPÍTULO 8. Análisis económico.....	52
8.1. Análisis costes .....	52
8.2. Ahorro obtenido.....	52
8.3. Análisis económico.....	53
CAPÍTULO 9. Estudio Ambiental.....	55
9.1. Introducción .....	55
9.2. Fotovoltaica.....	55
9.3. Eólica .....	57
9.4. Conclusiones acerca del impacto ambiental.....	59
CAPÍTULO 10. Conclusiones.....	60
10.1. Conclusiones.....	60
10.2. Desarrollo futuro.....	61

CAPÍTULO 11. Bibliografía.....63

**ÍNDICE DEL PRESUPUESTO**

1. Mediciones..... 67

2. Presupuesto de ejecución material..... 68



# **MEMORIA DEL PROYECTO**





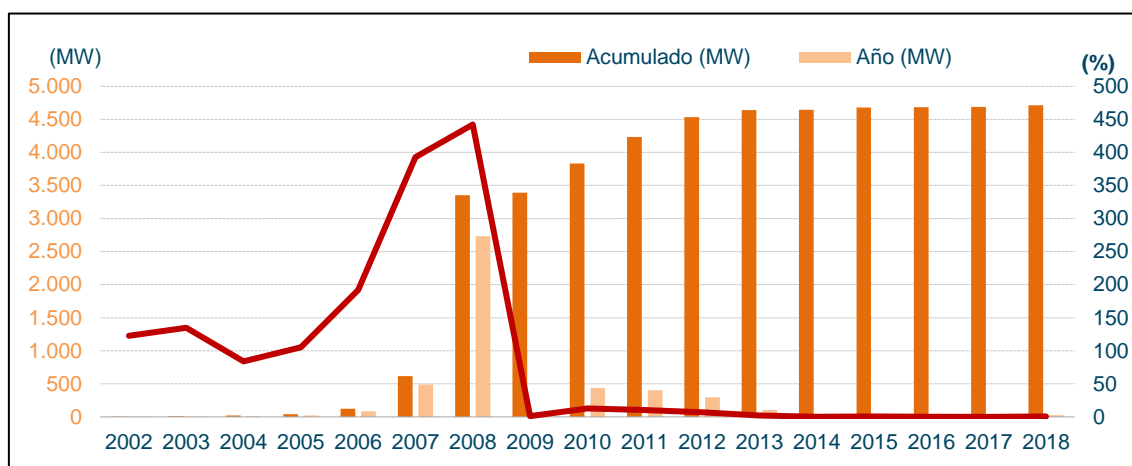
# CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. ANTECEDENTES

### 1.1.1. Política española

#### Últimos años

En la primera década del siglo XXI, España era uno de los países a la cabeza de la energía solar fotovoltaica, solo en 2008 llegaron a instalarse 2,7GW Figura 1, [1]. Posteriormente, debido a la crisis económica, la potencia anual instalada se frenó llegando casi a cero. Tras la crisis, las políticas que se llevaron a cabo no incentivaban nuevas instalaciones de energía fotovoltaica, incluso llegaron a desmotivarla con la aprobación del “impuesto al sol”, que, aunque no llegase a ser efectivo si tuvo efecto disuasorio.



Red eléctrica de España

**Figura 1 Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional.**

En 2018 volvió el apoyo a la fotovoltaica por parte del gobierno comenzando con la aprobación del RD 15/2018 que supuso la supresión del “impuesto al sol” y el comienzo de la remontada.

#### Actualidad

La Comisión Europea tiene como objetivo para 2050 la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de, al menos un 90% respecto a las de 1990 [2]. Para lograrlo se han acordado objetivos a medio y largo plazo para los Estados Miembros. España ha aprobado el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030” [3], dentro de este plan se incluye el objetivo de lograr que el 42% de la energía final proceda de fuentes renovables. La Figura 2 muestra la evolución prevista en el plan para el parque de generación español. Se puede comprobar que las principales apuestas del plan son la energía eólica tanto terrestre como marítima y la energía solar fotovoltaica.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
<b>Eólica (terrestre y marítima)</b>	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

\*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIÉC.

IDAE: Borrador actualizado del plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030

### Figura 2 Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW)

La aprobación del Real Decreto de Autoconsumo (RD244/2019) [4] ha supuesto un cambio de paradigma en las políticas que se habían estado llevando a cabo en España. El Real Decreto regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el autoconsumo de energía eléctrica. Ha permitido una legislación clara y el impulso de una gran cantidad de empresas que se encuentran actualmente realizando instalaciones de autoconsumo en hogares y negocios.

#### 1.1.2. Universitat Politècnica de València

La Universitat Politècnica de València como centro universitario de alta excelencia cuenta con distintos centros que dedicados a la investigación. Entre ellos se encuentra el Instituto de Ingeniería Energética (IIE). El IIE cuenta con el laboratorio de recursos energéticos distribuido conocido como LabDER dedicado a la investigación en energías renovables, eficiencia energética... Este campo de prueba tiene como objetivo entre otros el desarrollo de sistemas híbridos renovables. A nivel de laboratorio permite la investigación sobre energías renovables y el autoconsumo.

#### 1.2. OBJETIVO

El objetivo de este proyecto es diseñar una instalación de autoconsumo situada en el Edificio 3P de la Universitat Politècnica de València y analizar su viabilidad tanto técnica como económica. También al realizar un proyecto de transición ecológica se pretende la reducción de los gases de efecto invernadero.

### **1.3. JUSTIFICACIÓN**

El panorama energético se encuentra actualmente en un periodo de transición desde los recursos tradicionales conocidos como “recursos fósiles” hacia las nuevas tecnologías o energías renovables. La universidad debe ser un referente que impulse a la sociedad en este cambio de paradigma y como tal debe situarse al frente. Por este motivo se ha escogido para la realización de este proyecto la Universitat Politècnica de València.

### **1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO**

El proyecto cuenta con dos documentos la memoria del trabajo y el presupuesto. La memoria está formada por los siguientes capítulos:

- Normativa aplicada
- Descripción del edificio
- Diseño de los sistemas fotovoltaica
- Diseño del sistema eólico
- Análisis energético
- Estudio ambiental
- Análisis económico
- Conclusiones
- Bibliografía



## **CAPÍTULO 2. NORMATIVA APLICADA**

### **2.1. NORMATIVA DE APLICACIÓN**

Durante la redacción de este proyecto se han tenido en cuenta la normativa vigente y las normas técnicas mostrada a continuación:

- Real Decreto 244/2019. De 5 de abril, por el que regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento de Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- 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
- I.D.A.E.: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C-REV julio 2011)
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector eléctrico
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación
- Norma UNE 21123:2017 sobre cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.
- Norma UNE 21123:2017 sobre cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.
- Normativa particular de la compañía distribuidora (i-de Iberdrola)

## **2.2. REAL DECRETO 244/2019**

*El Real Decreto/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [4], se establecen las modalidades de autoconsumo y las condiciones administrativas respectivas para ellas.*

- I. Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes: deberá disponer de un sistema antivertido que evite la inyección de energía a la red.
- II. Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes.
  - i. Acogida a compensación. Se podrá acoger esta modalidad cuando se cumplan las siguientes condiciones:
    - La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
    - La potencia total de la instalación de producción no sea superior a 100kW.
    - Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.
    - El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.
    - La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.
  - ii. No acogida a compensación: a esta modalidad pertenecerán aquellos que no cumplan alguna de las condiciones descritas para la modalidad de autoconsumo con excedente y acogida a compensación, o bien que voluntariamente opten por esta modalidad.

Además de las modalidades de autoconsumo, éste también podrá clasificarse como individual o colectivo, teniendo el colectivo dos o más consumidores asociados a una misma instalación. En el caso del autoconsumo colectivo todos los consumidores deberán estar acogidos a la misma modalidad de autoconsumo.

Siguiendo las especificaciones del RD 244/2019 se clasifica la instalación del presente proyecto como instalación individual acogida a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Esta modalidad estará exenta de solicitar permisos de acceso y conexión a la compañía distribuidora.

## **2.3. REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN**

El reglamento electrotécnico de Baja Tensión [5] junto a sus instrucciones técnicas regula las condiciones requeridas para aquellas instalaciones de baja tensión. Las instalaciones de Baja Tensiones son aquellas con una tensión menor de 1,5kV en continua y 1kV en alterna.

### 2.3.1. Instalaciones generadoras de baja tensión (ITC-BT-40)

La guía de la ITC-BT-40 [6] aclara las disposiciones de la instrucción técnica. La ITC-BT-40 regula las instalaciones generadoras de baja tensión, entendiendo como tales: motores de combustión, turbinas, generadores fotovoltaicos (FV), generadores eólicos de baja tensión, acumuladores mecánicos o electroquímicos, células de combustible y otras fuentes de energía en baja tensión.

#### Instalaciones interconectadas

Las condiciones de redes interconectadas estarán condicionadas por las características de la Red de Distribución. Los aerogeneradores eólicos deberán tener una frecuencia máxima inferior a 3 por minuto, siendo el límite de caída de tensión del 2% de la asignada durante un segundo.

#### Cables de conexión

El cableado de conexión debe estar dimensionado para soportar una intensidad de al menos el 125% de la intensidad nominal máxima del generador. Por otro lado, la caída de tensión entre el generador y el punto de conexión a la instalación interior debe ser inferior al 1,5% para la intensidad nominal.

#### Puesta a tierra

Las instalaciones de generación deberán contar con sistemas de puesta a tierra que garantice las tensiones de las masas metálicas dentro de los valores regularizados. Las instalaciones que lo requieran deberán disponer según lo dispuesto en la Guía-BT-40 [6] de separación galvánica entre la red y la instalación generadora. El objetivo de la separación será:

- *Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.*
- *Proporcionar seguridad personal*
- *Evitar la inyección de corriente continua a la red.*

Los generadores eólicos deberán contar con puesta a tierra para la torre y el equipo montado en ella contra descargas atmosféricas, estas serán independientes del resto de las tierras de la instalación.

#### Protecciones

Se indican las protecciones mínimas que deberán disponer las instalaciones:

- **Contra sobreintensidad**
- **Mínima tensión:** cuando la tensión llegue al 85% de su valor asignado se deberá desconectar en menos de 0,5s.
- **Mínima tensión:** cuando la tensión llegue al 11% de su valor asignado se deberá desconectar en menos de 0,5s.

### 2.3.2. Instalaciones en locales de características especiales (ITC-BT-30)

Las instalaciones situadas a la intemperie serán consideradas instalaciones en locales húmedos de categoría especial. La tensión asignada a los conductores deberá ser 0,6/1kV. La guía BT-30 [7] recomienda el uso de cableado RV-K o RZ1-K (AS) cuando sean conducidas en bandejas portacables ya que la bandeja no aporta la protección necesaria.

### **2.3.3. Instalaciones de puesta a tierra (ITC-BT-18)**

La ITC-BT-18 [8] establece las condiciones para la puesta a tierra de las instalaciones. La función de estas es limitar la tensión que puedan presentar las masas metálicas respecto a tierra, además de garantizar el funcionamiento de las protecciones y eliminar o minimizar el riesgo derivado de una avería en los materiales eléctricos (referencia).

Para realizar la toma a tierra no se podrán utilizar canalizaciones del edificio. Se podrá realizar con electrodos formados por: barras, tubos, pletinas, conductores desnudos, anillos, etc. El electrodo deberá estar dimensionado para que la masa no pueda llegar a tener tensiones de contacto superiores a los 24V en local o emplazamiento conductor y de 50V en otros casos. Las tomas de tierra serán independientes cuando una de ellas no tenga una tensión superior a 50V cuando por la otra circule la máxima corriente de tierra prevista.

Se deberá contar también en las puestas a tierra con un dispositivo que mida la resistencia de la toma. En el caso de que sea desmontado deberá mantenerse la continuidad eléctrica.

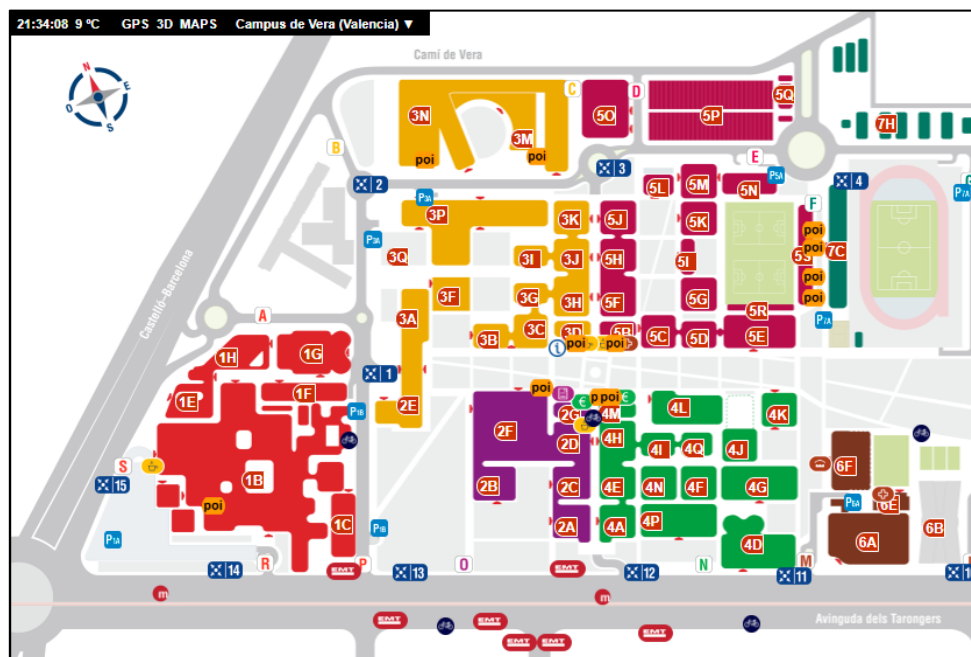


# CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

## 3.1. UBICACIÓN

La Universitat Politècnica de València cuenta con el Campus de Vera, situada en Camí de Vera s/n 46022 de Valencia como se aprecia en el Plano 1, en este campus se encuentran multitud de edificios, varios de ellos para investigación y otros para la docencia. Estas actividades requieren de una gran cantidad de energía. Los edificios que se dedican a la investigación cuentan con maquinarias con alto consumo y que en ocasiones deben funcionar las 24h del día. También la docencia tiene un alto impacto debido en su mayor parte a la climatización de las aulas. Por este motivo, y con la idea de que la universidad debe servir como ejemplo a la sociedad e impulsar el desarrollo, se ha escogido la misma para realizar el estudio de una instalación basada en energías renovables.

El edificio escogido para ubicar la instalación fotovoltaica es la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural conocido en adelante como Edificio 3P. Dicho edificio se encuentra dentro del Campus de Vera perteneciente a la Universitat Politècnica de València, en adelante UPV, en el Plano 2 se señala la ubicación del edificio. En la Figura 3 se observa que la orientación del recinto del Campus de Vera está girada 20º al noreste. Esta orientación perjudica la disposición de módulos fotovoltaicos en la cubierta. El alineamiento de los módulos con el edificio permitiría aumentar el número, lo que supone una mayor potencia instalada. Sin embargo, esta colocación no permitiría aprovechar toda la radiación al no ser la óptima. En el CAPÍTULO 4 se analiza cuál es la mejor orientación para este proyecto y su ángulo de inclinación.



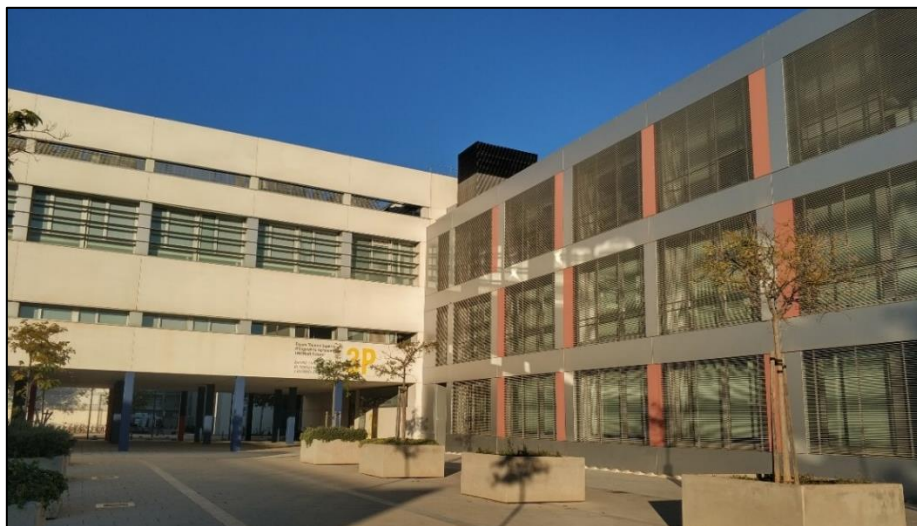


quedarían en 1150m<sup>2</sup>. En el Plano 3 y el Plano 4 se muestra la cubierta del Edificio. La zona norte elevada con respecto a la sur por lo que los módulos instalados en el sur no sombrearán a los del norte.



Google Maps

**Figura 5 Edificio 3P, vista de planta.**



**Figura 6 Edificio 3P, vista frontal.**



**Figura 7 Patio interior de la zona sur.**





**Figura 8 Tragaluz de la zona sur.**

### **3.2.2 Sombras**

El Edificio 3P se encuentra alejado o a una mayor altura que el resto de edificio. En la Figura 9 se puede observar esta distancia con respecto a los edificios que se encuentran al sur del Edificio 3P y comprobar así lo mencionado. La Figura 10 muestra el Edificio 3P y otro próximo a él. Gracias a la distancia respecto a ellos y a la mayor altura del Edificio 3P no se producirán sombras que perjudiquen la instalación.

En el caso de tener sombras sobre el edificio sería necesario estimarlas para la simulación de la instalación fotovoltaica y poder de este modo calcular las pérdidas. Además, al tener un espacio tan grande, si algún edificio lo sombrease, dicha sombra probablemente solo afectaría a una parte de la instalación.



**Figura 9 Edificio 3P vista desde el sur del edificio.**



**Figura 10 Edificios 3K (izq) y 3P (der).**

### 3.3. CONTRATO ELÉCTRICO

La necesidad de una instalación eléctrica de origen renovable en la UPV no está motivada únicamente porque se trate de un centro tecnológico. Al igual que cualquier otra entidad pública o privada debe hacer frente a sus facturas eléctricas lo que supone un gran desembolso económico. Con el objetivo de hallar la posible rentabilidad de la instalación resulta imprescindible conocer el precio al que se paga la energía. Este precio permitirá calcular tanto los posibles ahorros como su rentabilidad a corto, medio y largo plazo.

El servicio de contratación del “Suministro de energía eléctrica para la UPV” es sometido a concurso público al tratarse de un organismo público. Para la contratación del 2019 se sometieron al concurso distintas empresas. En el informe final de adjudicación expediente MY18/00702/S/81 [10], se muestra como ganador de la subasta a la empresa NEXUS con un precio final medio ponderado de todas las tarifas de 0,111448 €/kWh.

Las propuestas de adjudicación se han realizado ofertando directamente un precio del kWh para las tarifas 2.0A, 3.0A y 3.1. En cambio, para la tarifa 6.1, la existente en el Campus de Vera, se realiza a partir de los índices Ai y Bi mostrados en la

Tabla 1. Para obtener el precio de la energía para cada periodo a partir de estos índices se utiliza la ecuación (3-1) y el coeficiente OMIP (se ha considerado 5,237). Este procedimiento se explica en el ANEXO I, dónde también detalla cómo se obtiene el precio medio a partir de los costes de potencia y energía y de la energía prevista para el año de adjudicación.

$$\text{Precio } i = (A_i + B_i * OMIP)/100 \quad (3-1)$$

**Tabla 1 Tarifa ofrecida por la empresa NEXUS**

Tarifa 6.1	Ai (c€/kWh)	Bi	Pm (€/kWh)
P1	3,842914	1,083	0,110131
P2	2,801714	1,089	
P3	1,832514	1,075	
P4	1,242414	1,0780	
P5	1,089214	1,072	
P6	0,867714	1,088	

La Tabla 2 muestra los precios de la electricidad para 2018 (obtenidos a partir de las facturas eléctricas de 2018 [11]) y los calculados en el ANEXO I para 2019. Para obtener el ahorro a partir de estos precios de energía será necesario conocer en qué periodo se ha producido para poder utilizar el precio que le corresponda. Una ventaja de la energía fotovoltaica es que las horas de

producción coinciden con los periodos más caros pudiendo obtener así un mayor ahorro. La eólica en cambio, podría producir a cualquier hora. También, se puede comprobar como el precio medio ha aumentado un 4,7% desde 2018 a 2019, este aumento gradual de la energía también provoca que las instalaciones de autoconsumo resulten más rentables cada año que pasa.

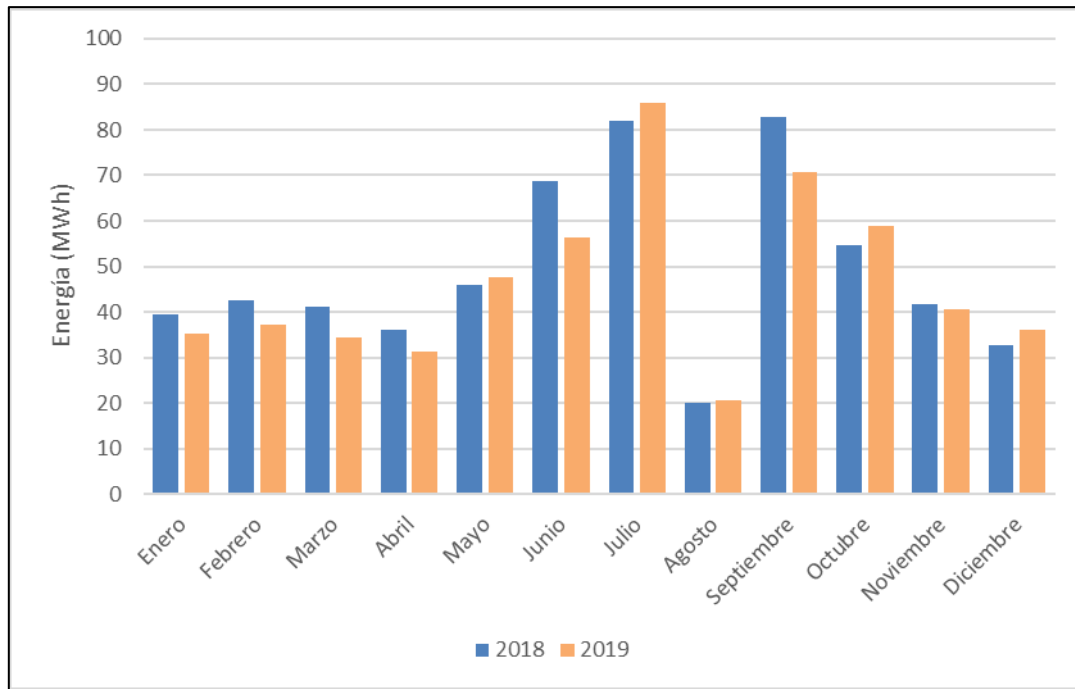
**Tabla 2 Precio electricidad.**

	<i>Precio (€/kWh)</i>	
	Iberdrola 2018	Nexus 2019
<i>P1</i>	0,104697	0,095146
<i>P2</i>	0,091099	0,085048
<i>P3</i>	0,069745	0,074623
<i>P4</i>	0,064139	0,068879
<i>P5</i>	0,062779	0,067033
<i>P6</i>	0,055667	0,065656
<i>Pm</i>	0,105151	0,110131

### 3.4. DEMANDA DE ENERGÍA

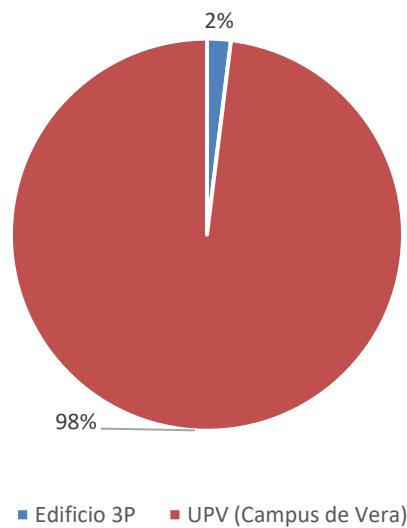
El desarrollo de una instalación de autoconsumo requiere en primer lugar el conocimiento de la energía requerida por el consumidor. En esta ocasión la instalación no va a estar limitada por este consumo pues el excedente sería vertido al campus y aprovechado. Sin embargo, resulta interesante conocer la energía que demanda el Edificio 3P porque, aunque la energía siempre será aprovechada, saber dónde se está consumiendo podría permitir la estimación de las pérdidas. Si el consumo se produce en el mismo lugar dónde se genera la energía, las pérdidas serían mínimas.

La Figura 11 muestra el consumo anual del Edificio 3P para los años 2018 y 2019, se puede comprobar que los mayores consumos se producen en los meses centrales del año, exceptuando agosto cuando la universidad cierra. Esto será beneficioso para la generación fotovoltaica pues es cuando mayor es su producción. Esta diferencia entre los meses de verano e invierno puede deberse principalmente a la climatización del edificio la cual debe adaptarse a los veranos más extremos e inviernos más suaves propios de la ciudad de Valencia.



**Figura 11 Consumo anual del Edificio 3P.**

La Figura 12 muestra la relación de la energía demandada por el edificio 3P respecto al Campus de Vera, el edificio 3P supone el 2% del total del campus. Este gran consumo que tiene el Campus permitiría el aprovechamiento máximo de la producción como se ha mencionado de forma que no se producirían excedentes.



**Figura 12 Consumo del Edificio 3P frente al Campus de Vera**





# **CAPÍTULO 4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

Las instalaciones fotovoltaicas están formadas por varios componentes principales. Estos componentes son: los módulos fotovoltaicos, los inversores (de conexión a red o de aislada), las estructuras, los conductores y los elementos de protección. Algunas instalaciones también pueden contar con baterías y regulador de carga, generalmente estos elementos se encuentran únicamente en instalaciones aisladas debido a su alto coste.

El recurso solar es un elemento que tiene una gran dependencia de las condiciones meteorológicas, esto dificulta la estimación de la producción. Para poder lograr una buena estimación se suelen utilizar softwares específicos como pueden ser PVSyst o System Advisor Model (SAM). El software escogido para simular sistemas fotovoltaicos en este proyecto será SAM. Dicho programa cuenta con dos modelos de simulación para instalaciones fotovoltaicas: *PVWATTS* y *Detailed Photovoltaic Model*. El primero de ellos permite una simulación preliminar donde no es necesario introducir detalles concretos sobre los equipos que van a utilizarse. El segundo, en cambio, si realiza una simulación más completa, para la que es necesario introducir los datos técnicos tanto del módulo como del inversor. El detalle del uso de ambos modelos viene recogido en el ANEXO II.

## **4.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO**

### **4.1.1. Tecnología**

La fotovoltaica es una tecnología que actualmente se encuentra ampliamente desarrollada y como eje central de esta tecnología se encuentra el módulo fotovoltaico. Basado en el efecto fotoeléctrico es capaz de convertir la radiación solar en electricidad en forma de corriente continua.

Existen diversos tipos de materiales empleados para la generación de este efecto: silicio cristalino, amorfo, etc. Actualmente la tecnología más desarrollada es la del silicio en sus dos vertientes: cristalino (células monocristalinas y células policristalinas) y amorfo. También existen otro tipo de células como la de película delgada, las células de Arseniuro de Galio o las multi-unión formadas por distintos materiales semiconductores. Las células más utilizadas son las de silicio cristalino en sus dos formas. Las principales características de cada una son las mostradas en la Tabla 3 [12].

**Tabla 3 Características de las diferentes células fotovoltaicas.**

Tecnología		Proceso de fabricación	Eficiencia (%)	Otros
Cristalino	Monocristalino	Difícil	15 – 21	Tecnología muy desarrollada
	Policristalino	Difícil	12 – 14	Tecnología muy desarrollada
	Amorfo	Más simple que las de monocristalino	10	Eficiente bajo iluminación artificial
Película delgada	Sulfuro de Cadmio Sulfuro Cuproso	Simple	5	Tecnología poco desarrollada.
Arseniuro de Galio		-	25 – 30	Materiales raros y con elevado coste de producción.
Multi-unión		Difícil	40	Tecnología en desarrollo

[12], [13]

#### 4.1.2. Módulos disponibles

El gran desarrollo fotovoltaico de los últimos años ha llevado a que existan una gran multitud de fabricantes. Cada uno de ellos cuenta con modelos de distintas tecnologías, potencias, características, etc. Una característica común en el mercado es el aumento en la potencia de los módulos con el paso de los años, [14]. Este aumento ha venido provocado por el incremento en la eficiencia de las células, alcanzando valores superiores al 40% en laboratorio para células multi-unión [13], y llegando a valores superiores al 20% en los módulos del mercado.

Debido a la multitud de opciones disponibles resulta imprescindible conocer las necesidades y las características de la instalación de forma que se escoja el más adecuado. La instalación estará situada sobre la cubierta del Edificio 3P por lo que el espacio disponible es limitado. Para poder lograr el máximo aprovechamiento del espacio, se buscan módulos de una mayor potencia y buena eficiencia.

Para escoger la opción que más se ajuste a las necesidades de la instalación, se estudian las cuatro alternativas mostradas en la Tabla 4. En ella se muestran las características principales, junto al coste por W de cada uno. Además de las características técnicas es importante tener en cuenta la parte económica pues, al tratarse de una instalación de tal dimensión una pequeña variación en el €/W podría suponer una gran suma de dinero y por tanto una mayor o menor inversión.

La instalación planteada pretende obtener la mayor potencia posible para el espacio disponible. Para lograrlo se deben escoger paneles de mayor eficiencia de forma que para el mismo espacio ocupado la potencia del módulo sea mayor. El módulo de Longi es el único monocristalino y cómo es habitual es el de mayor eficiencia sin embargo el de Canadian Solar a pesar de ser policristalino, tiene un valor muy cercano. Aunque una mayor eficiencia represente un mayor aprovechamiento del espacio también debe tenerse en cuenta la potencia del panel pues, una

potencia pequeña exigiría una mayor cantidad de módulos lo que podría complicar la instalación requiriendo más cableado, estructuras y tiempo de montaje.

De las cuatro opciones mostradas en la tabla, y usando los criterios mencionados, se escoge el módulo de Canadian Solar. Este módulo cuenta con una gran eficiencia, muy cerca de la del monocristalino, tiene el menor precio, por lo que abarata la instalación, por último, al tener una mayor potencia facilita su instalación al requerir menor cantidad de módulos y conexiones.

**Tabla 4 Alternativas de módulos**

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
<i>Marca</i>	Canadian Solar	Suntech	TRINA Solar	LONGI
<i>Modelo</i>	Hiku CS3W-405	STP280-20-Wfw	TSM345-PE15H	LR6-60PH-310M
<i>Tecnología</i>	Policristalina	Policristalina	Policristalina	Monocristalina
<i>V<sub>mpp</sub> (V)</i>	38,9	31,3	37,7	33,2
<i>I<sub>mpp</sub> (A)</i>	10,42	8,95	9,15	9,35
<i>P<sub>peak</sub> (Wp)</i>	405	280	345	310
<i>V<sub>oc</sub> (V)</i>	47,4	38,3	46,4	40,3
<i>I<sub>sc</sub> (A)</i>	10,98	9,27	9,62	9,98
<i>Eficiencia (%)</i>	18,33	17,1	17	19
<i>Coste sin IVA (€/W)</i>	0,33	0,52	0,39	0,36
<i>Dimensiones (mm)</i>	2108x1044x40	1650x992x35	2024x1004x35	1650x991x40
<i>Peso (kg)</i>	24,9	18,3	22,8	18,2



**Figura 13 Canadian Solar Hiku CS3W-405**

#### **4.2. DISPOSICIÓN DE MÓDULOS EN LA CUBIERTA**

La inclinación y el azimut óptimos depende de la localización dónde se ubique la instalación. Dichos valores se pueden obtener mediante la herramienta de la comisión europea PVGIS [12], Tabla 5. El azimut óptimo tiene una diferencia de 20º con la orientación del Edificio 3P. Debido a esta diferencia, si se orientasen los módulos hacia el Sur no sería posible aprovechar toda la superficie disponible en la cubierta. Por tanto, es necesario escoger entre el mayor aprovechamiento de la radiación solar y el máximo aprovechamiento de la superficie. Como

criterio para el diseño de la instalación se toma el maximizado de la producción, para conocer cuál de ellas lo garantiza se procederá a realizar un estudio sobre las distintas alternativas dónde se reflejen ambas opciones. Los datos de radiación del año se toman de PVGIS [12], se escoge el meteorológico tipo 2005-2014.

**Tabla 5 Ángulo de inclinación y azimut óptimos**

Ángulo de inclinación	Azimut
36°	-1°

#### **4.2.1. Alternativas para la disposición de módulos**

Como se mencionó anteriormente, el criterio de diseño escogido es el del maximizado de la producción, para conocer que disposición de los módulos garantiza eso, se han simulado diferentes alternativas con el modelo simplificado de SAM, *PVWATTS*. Este modelo permite un estudio preliminar sencillo dónde no requiere la introducción de datos ni de módulo ni del inversor. Esto permite obtener una primera idea de la producción de la instalación sin entrar en detalles de conexiones o características concretas. El ANEXO II muestra el procedimiento llevado a cabo para realizar las simulaciones utilizando este modelo. Debido a que el Edificio 3P está formado por dos cuerpos con distintas dimensiones se ha decidido separar en dos el diseño de la instalación. De este modo se tiene por un lado la cubierta norte, referida al cuerpo más alargado y por otro la cubierta sur, haciendo referencia al cuerpo más cuadrado. Al ser *PVWATTS* un sistema simplificado no permite el diseño de strings con distinta inclinación por lo que será necesario realizar simulaciones independientes y unir después los resultados.

Cada cubierta cuenta con distintas alternativas que han sido evaluadas. Para cada una de ellas en primer lugar, se ha calculado el número de módulos que cabrían utilizando para ello sus dimensiones y los planos de la cubierta. Se ha considerado una separación de 2cm entre módulos. Con esta distancia se pretende por un lado cubrir la posible dilatación de estos y por otro permitir el flujo de aire de forma que no exceda una presión excesiva sobre los módulos y permita su refrigeración. Una vez se ha obtenido el número de módulos se puede conocer la potencia total en cada caso. Esta información es introducida en el software y simulada, al simular el modelo se obtiene la producción para cada alternativa planteada.

##### *Cubierta norte*

Esta cubierta tiene una extensión de unos 3600 m<sup>2</sup>; como se mencionaba en el CAPÍTULO 3, en esta zona también se encuentra la instalación de HVAC por lo que los paneles deberán estar colocados en una estructura sobre ella. La colocación de los módulos sobre el HVAC podría lograr un aumento en su eficiencia al proporcionarle sombra e impedir así la llegada de la radiación a los equipos de climatización. Sería necesario un estudio específico sobre este tema, éste escapa del ámbito de estudio de este proyecto.

Se analizan dos casos posibles para la cubierta norte. Al tratarse de una gran superficie para facilitar el montaje de la instalación se descarta la configuración para el azimut óptimo, además de facilitar el montaje el uso del azimut óptimo supondría un gran desaprovechamiento de la superficie reduciendo la potencia instalada. Los dos casos planteados tendrán una orientación suroeste de acuerdo con la del propio edificio.

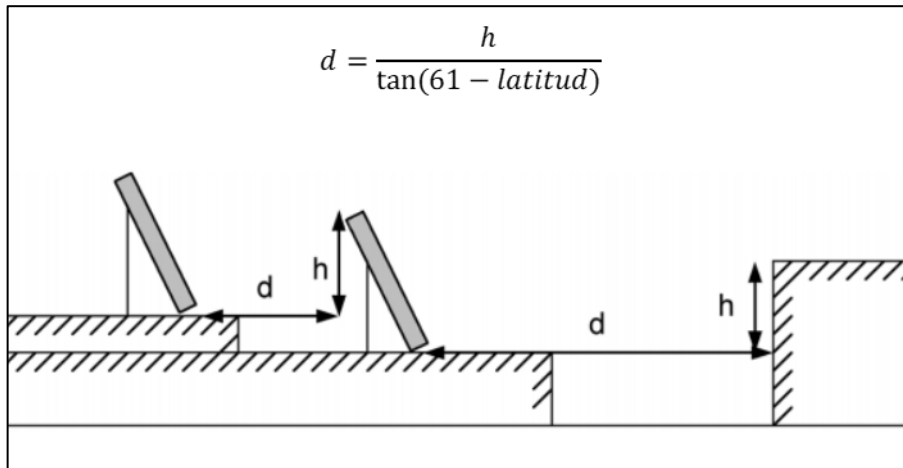
## Caso 1N

Para el primer caso, en adelante *Caso 1N*, los módulos se instalan para el ángulo óptimo, Figura 14. Para evitar el sombreado de unos módulos sobre otros se separan las hileras 2,8 m. Esta distancia se ha calculado tomando como criterio que para el día 22 de Dic (solsticio de invierno) se garanticen al menos 4h de sol, en el ANEXO II se muestra el porcentaje de sombreado para este día. Este criterio viene recogido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT – C – REV - julio 2011), [16]. El pliego define la distancia como se muestra en la Figura 15.



SolarEdge Designer

**Figura 14 Vista en planta de los paneles para la disposición del Caso 1N**



Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red

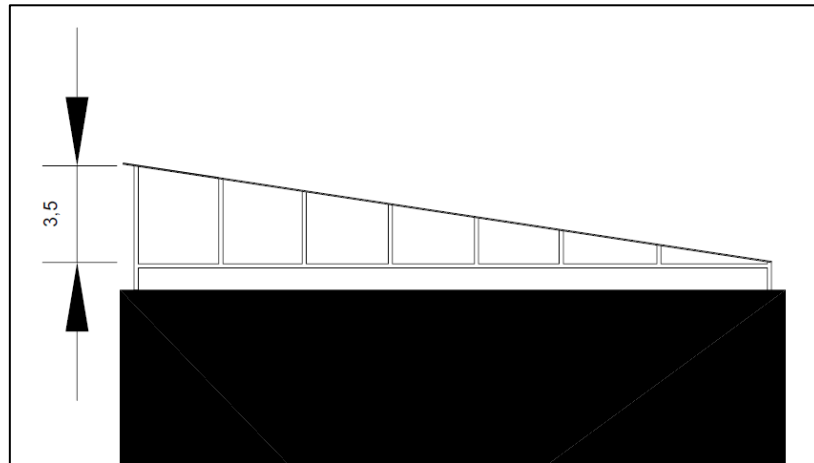
**Figura 15 Distancia de separación entre filas de módulos.**

Al tener que separar las filas de paneles el espacio disponible es menor. A pesar de la disminución del espacio al utilizar el ángulo óptimo el aprovechamiento de la radiación solar será mayor, es decir la producción anual de cada módulo será la máxima para esa orientación. El resultado de la simulación se muestra en Tabla 6.

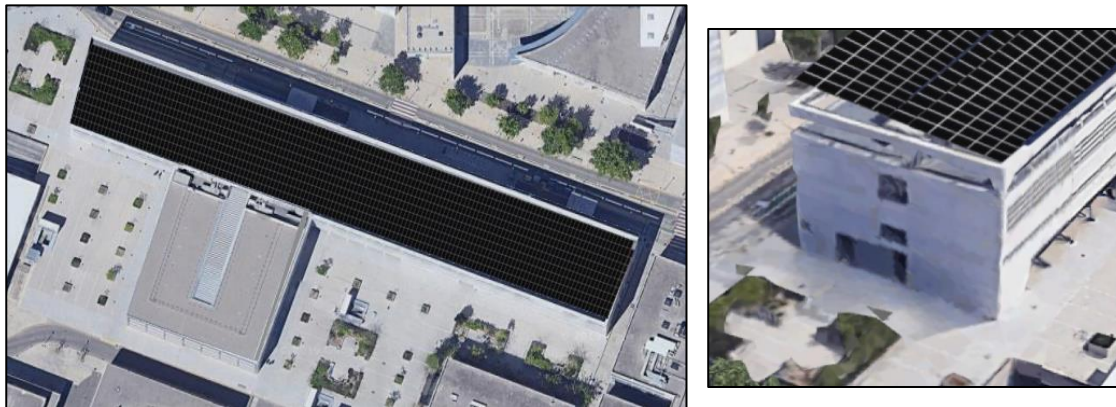
## Caso 2N

En el segundo caso, en adelante *Caso 2N*, los módulos se disponen de forma que crean un techo solar sobre la cubierta. La inclinación del techo será de  $8,7^\circ$  (para calcular este ángulo se ha tomado como criterio que la altura máxima de los módulos sea de 3,5 m, Figura 16). El uso de un ángulo tan pequeño permitiría un mejor aprovechamiento de radiación en verano cuando el sol tiene una trayectoria más alta, sin embargo, perjudicaría la producción en invierno debido a la baja posición del sol. La

Figura 17 muestra cómo sería la disposición de los módulos sobre la cubierta para este caso. Los resultados para esta simulación se muestran en la Tabla 6.



**Figura 16** Esquema perfil módulos.



SolarEdge Designer

**Figura 17** Vista en planta de los paneles para la disposición del Caso 2N

## Resultados simulación para la cubierta norte

Una vez simulados ambos casos se analizan en conjunto, la Tabla 6 resume las características de las simulaciones de ambos casos. El *Caso 2N* tiene un mayor número de módulos lo que aumenta la potencia instalada. A pesar de no tener el ángulo óptimo gracias a la mayor potencia este caso es el de mayor producción y por tanto el de mayor ahorro. El ANEXO II muestra la energía producida para cada caso para cada periodo y mes. Para el cálculo del ahorro se ha utilizado la producción horaria obtenida con SAM y los precios para cada periodo mostrados en la Tabla 2.



Aunque como se había mencionado anteriormente la ratio energía potencia muestra que el Caso 1N tiene una mayor producción por módulo que el Caso 2N. Siendo el criterio principal el maximizado de la producción se escoge el *Caso 2N* para la cubierta norte.

**Tabla 6 Casos de la zona norte.**

	<i>Caso 1N</i>	<i>Caso 2N</i>
Ángulo (°)	36	8,7
Número de módulos	840	1560
Potencia (kW)	340,2	631,8
Energía producida (MWh)	504,9	914,0
Ratio energía/potencia (MWh/kW)	1,48	1,45
Coste en módulos	112.266 €	208.494 €
Ahorro anual estimado	46.992 €	84.843 €

### *Cubierta Sur*

La cubierta Sur cuenta con una superficie total de 1500 m<sup>2</sup>, aunque debido al tragaluz que posee y a los equipos instalados en la zona cercana a la cubierta norte la superficie útil es de 1150 m<sup>2</sup>. En esta zona no hay obstáculos que requieran una estructura elevada, bastará con unas estructuras triangulares que se apoyen directamente en la cubierta. Para esta zona se plantean tres casos. El primer y segundo caso (*Caso 1S* y el *Caso 2S*) toman la orientación del propio edificio como ocurría en los diseños de la zona norte. En cambio, el tercer caso (*Caso 3S*) se diseña orientado al sur.

### *Caso 1S*

Para el *Caso 1S*, Figura 18, se plantea la instalación de un techo solar, cuya altura máxima de 3,5 m, mismo criterio que se tomaba en el *Caso 2N* con la Figura 16 de muestra. Al tener una anchura mayor que la de la zona norte para mantener esta altura máxima la inclinación debe ser de 5,3°. Para la formación de este techo solar a diferencia de lo que ocurría en la zona norte (debido al HVAC), no será necesario elevar la estructura. Esto supondría un ahorro en estructura, aunque podría llegar a dificultar la instalación siendo el espacio bajo los módulos limitado bajo los primeros módulos.

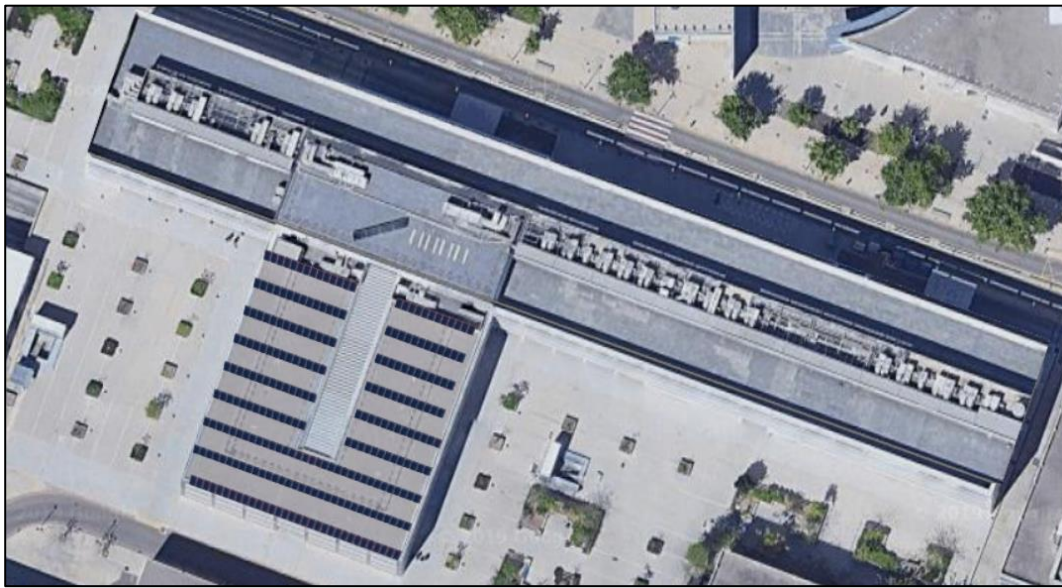


SolarEdge Designer

**Figura 18 Vista en planta de los paneles para la disposición del Caso 1S**

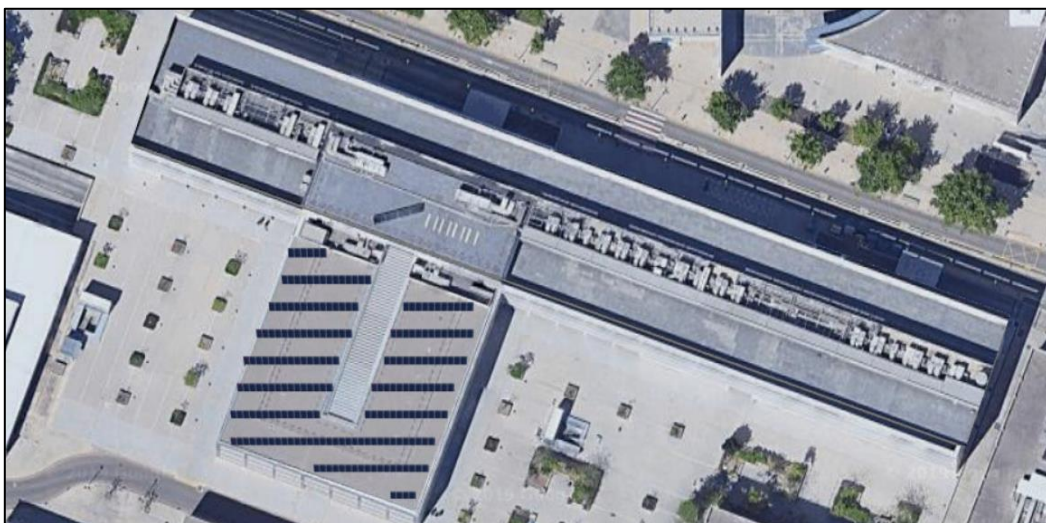
## Casos 2S y 3S

En los *Caso 2S* y el *Caso 3S* los módulos cuentan con una inclinación de  $36^\circ$  y una separación de 2,8m entre hileras tal y como ocurría en el *Caso 1N*. Estos diseños tienen una instalación más sencilla ya que los instaladores contarían con mayor libertad de movimiento (aunque tendrían que ser preciso con las separaciones). El *Caso 2S* mostrado en la Figura 19 es similar al *Caso 1N*, dónde se aprovecha la orientación del edificio para poder aprovechar el máximo espacio disponible con la separación por hileras. El *Caso 3S* representado en la Figura 20 permite el aprovechamiento máximo anual de la radiación al tener la orientación y la inclinación óptima. Sin embargo, este caso cuenta con dos inconvenientes principales, primero la mayor dificultad en el planteamiento de la instalación por parte de los operarios al no poderse guiar por el edificio y segundo el desaprovechamiento de la superficie.



SolarEdge Designer

**Figura 19** Vista en planta de los paneles para la disposición del *Caso 2S*



SolarEdge Designer

**Figura 20** Vista en planta de los paneles para la disposición del *Caso 3S*



## Resultados simulación para la cubierta sur

La Tabla 7 muestra las principales características de cada uno de ellos. La gran diferencia entre las potencias instaladas de cada caso hace que el caso de mayor producción y por tanto de mayor ahorro sea el *Caso 1S*. El ANEXO II muestra la energía producida para cada caso para cada periodo y mes. Para el cálculo del ahorro se ha utilizado la producción horaria obtenida con SAM y los precios para cada periodo mostrados en la Tabla 2. Con la ratio energía potencia se puede comprobar que a pesar de que el *Caso 1S* sea el de mayor producción, el de mayor aprovechamiento sería el *Caso 3S* dónde cada kW instalado produciría más energía. Las diferencias entre las ratios son pequeñas lo que indica que a pesar de la inclinación y la orientación las pérdidas del *Caso 1S* son bajas. Teniendo en cuenta el criterio de máxima producción se escoge para la disposición de los paneles en la cubierta sur el *Caso 1S*.

**Tabla 7 Casos de Zona Sur**

	<i>Caso 1S</i>	<i>Caso 2S</i>	<i>Caso 3S</i>
Ángulo (°)	5,3	36	36
Azimut (°)	20	20	0
Número de módulos	560	282	210
Potencia (kW)	226,8	114,21	85
Energía producida (MWh)	314,8	169,4	132,8
Ratio energía/potencia (MWh/kW)	1,39	1.48	1,56
Coste en módulos	74.844 €	37.689 €	28.067 €
Ahorro anual estimado	29.205 €	15.766 €	12.358 €

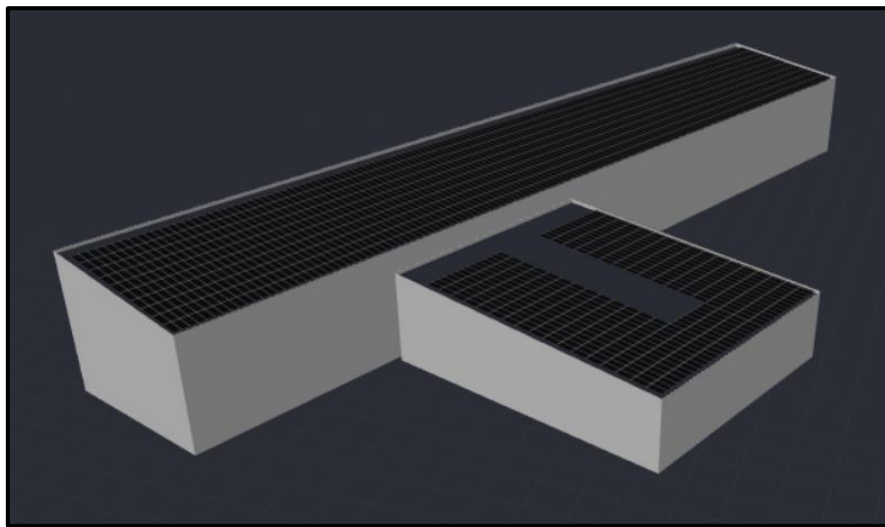
### 4.2.2. Selección

Una vez evaluados los distintos casos para cada zona se escogen el *Caso 2N* y el *Caso 1S*. Las opciones escogidas formarían un techo solar en cada parte del edificio, Figura 21 y Figura 22. Cada una tendrá una inclinación distinta por lo que necesitará inversores separados para no perjudicar el funcionamiento del punto de mppt. Los distintos ángulos también provocarán que la máxima producción de cada zona no coincida, esto permitirá un aplanamiento de la curva de producción. Con la curva aplanada el pico de potencia será menor, lo que permitirá la reducción de las pérdidas eléctricas en la parte de alterna del circuito. Además, al tener inclinaciones poco convencionales requerirá de estructuras a medida que las puedan garantizar. La Tabla 8 resume como quedaría la instalación con el modelo simplificado, *PVWATTS*. El Plano 3 muestra la configuración de series de paneles y su localización en la cubierta.



SolarEdge Designer

**Figura 21 Disposición definitiva de los módulos.**



SolarEdge Designer

**Figura 22 Modelo 3D**

**Tabla 8 Características de la instalación**

	<i>Total</i>
<i>Ángulos (N/S)</i>	8,7 ° 5,3 °
<i>Número de módulos</i>	2120
<i>Potencia (kW)</i>	858,6
<i>Energía producida (PVWATTS) (MWh)</i>	1.229

#### **4.3. SELECCIÓN DEL INVERSOR**

La corriente empleada en el Edificio 3P y en la UPV es corriente alterna por lo que para poder aprovechar la energía generada por los paneles en forma de corriente continua será necesario el uso de inversores que transformen la corriente continua en alterna. Además, al ser la instalación eléctrica de la UPV trifásica, la electricidad vertida a ella también deberá serlo, por lo que los inversores escogidos deberán ser trifásicos. Esto no supondrá ningún inconveniente puesto que para la gran potencia pico prevista los inversores disponibles son trifásicos. Otra

característica a tener en cuenta del punto de conexión escogido es la tensión. Al ser un punto en el interior del edificio se trata de una instalación de baja tensión por lo que los inversores deberán verter a 400V.

Las Figura 21 y Figura 22 y la Tabla 8 resumen el diseño de la configuración de la instalación fotovoltaica. Para el diseño escogido se utilizan dos ángulos distintos, para conseguir el funcionamiento óptimo de la instalación cada parte ella deberá tener un seguidor del punto de máxima potencia. Para obtener distintos seguidores MPPT se deberá recurrir a inversores con varios seguidores o bien distinguir entre inversores para la zona norte e inversores para la zona sur.

La Tabla 9 muestra las características principales de 4 inversores. Para facilitar la instalación se escogen inversores trifásicos. El inversor Kostal tiene una potencia de 36kW por lo que requeriría 17 inversores, tal cantidad de inversores complicaría mucho la instalación, además también la encarecería. Los otros tres inversores tienen una mayor potencia lo que facilitaría la instalación. A priori la mejor alternativa entre las distintas opciones tanto económica como técnica, sería el inversor Huawei. Sin embargo, debido a su tensión de salida de 800V sería necesario también un transformador a la salida que bajase la tensión a 400V. Este transformador supondría un incremento considerable en el coste, además de un aumento de la dificultad técnica y debido a ello queda descartado para este proyecto. Los inversores de SMA y ABB tienen la misma potencia de salida de 100kW, para cubrir toda la potencia pico instalada serían necesarios, en principio, 10 inversores de 100kW siendo siete (700kW) para la zona norte y tres (300kW) para la zona sur. Sin embargo, teniendo en cuenta que el inversor SMA admite una potencia de entrada de 150kW y que la potencia pico solo se alcanzaría en momentos puntuales es posible subdimensionar los inversores y utilizar seis inversores SMA para la zona norte (600W) y dos para la sur (200kWn), esto permitiría un gran ahorro económico al necesitar dos inversores menos. El inversor de ABB solo admite una potencia de entrada de 105kW por lo que no sería posible reducir el número de inversores en este caso. La elección de inversores de SMA permite un ahorro económico además de una simplificación técnica al tener que controlar un menor número de inversores y debido a esto se escoge como opción el de SMA.

**Tabla 9 Inversores**

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
<i>Marca</i>	ABB	KOSTAL	SMA	HUAWEI
<i>Modelo</i>	ABB PVS-100-TL-SX2	PIKO EPC	Sunny Highpower 100-20	SUN2000-185KTL-H1
<i>Max. Potencia de entrada (kW)</i>	105	54	150	188
<i>Potencia de salida (kW)</i>	100	36	100	175
<i>Rango de tensión MPP (V)</i>	480-850	580-1000	590-1000	500-1500
<i>Corriente admisible</i>	36x6	90	180	26x9
<i>Tensión de salida</i>	800	400	400	800
<i>Seguidores del MPPT</i>	6	1	1	9
<i>Nº de inversores</i>	10	25	8	6
<i>Coste por inversor sin IVA(€/kW)</i>	65,57	94.30	60,04	38,68

La elección de SMA supone un sobredimensionado de paneles respecto a los inversores, este dimensionado supondría un 11,5% para la zona sur y un 5,3% para la zona norte. Habitualmente

las instalaciones llegan a sobredimensionarse hasta un 20% por lo que el rango en estaría dentro de los valores normales. El inversor SMA Sunny Highpower 100-20 se muestra en la Figura 23.



**Figura 23 Sunny Highpower 100-20**

Los inversores estarían instalados en la cubierta norte bajo el techo solar formado por los módulos. El Plano 4 muestra el área designada para su instalación. Por seguridad la entrada de los cables al inversor deberá hacerse desde debajo de modo que se eviten posibles infiltraciones que dañen el equipo.

#### **4.4. SISTEMA DE SOPORTE**

La sujeción e inclinación de los módulos viene fijada por la estructura. Teniendo en cuenta las características del diseño, serán necesario dos estructuras diferentes para una para cada zona. Como se ha comentado anteriormente, en la cubierta norte se encuentra la instalación de HVAC debida a ella para poder colocar la instalación FV será necesario elevarla. En cambio, la cubierta sur se encuentra libre lo que permite realizar la instalación directamente sobre ella.

Para cada zona se toman como referencia las estructuras ELV915 para la zona norte y CVA915XL para la zona sur, ambas pertenecientes a SUNFER, Figura 24 y Figura 25. Estas estructuras se venden en el mercado habitualmente con una inclinación de 30°. Para este proyecto serían necesarias estructuras a medida con la inclinación adecuada: una estructura tipo ELV915 con 9° de inclinación y una tipo CVA915XL con 5,3°.



**Figura 24 SUNFER ELV915**



**Figura 25 SUNFER CVA915XL**

La estructura además de sostener los paneles y proporcionar inclinación también permitirán el reparto de cargas sobre la cubierta. En el ANEXO IX se realizan los cálculos para comprobar la solidez estructural de la instalación.

#### 4.5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El generador fotovoltaico está formado por 2120 módulos de 405Wp, 1560 forman el generador de la zona norte y 560 el de la zona sur. Los módulos de ambas zonas irán conectados entre sí formando ramales de 20 paneles en serie. A cada inversor de la zona sur entrarán 14 ramales y 13 a los inversores de la zona norte. Cada serie se conducirá en bandeja hasta el cuadro de protecciones de continua situado en un lugar cercano a los inversores. Se formarán ocho grupos, cada uno se conectará en la entrada de continua de un inversor.

La salida de cada inversor se conectará un cuadro eléctrico con sus protecciones y posteriormente a una línea general que contará con tres conductores por fase con el fin de reducir la corriente que circula por cada uno de ellos. El punto de conexión del sistema se hará en el cuadro general de baja tensión (CGBT), este se encuentra en la planta 1, Figura 26. El Plano 5 muestra el esquema unifilar de la instalación fotovoltaica.

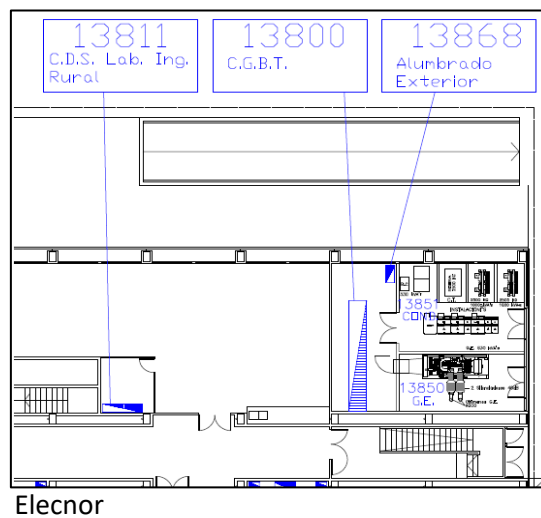


Figura 26 Cuadro general de baja tensión.

##### 4.5.1. Conductores de corriente continua y alterna

Para la ejecución de la instalación eléctrica se tendrá en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) [5] y las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC). La ITC-BT-40 recomienda el uso de conductores de cobre cuya sección deberá ser la necesaria para que la caída sea inferior al 1,5% entre el generador y la caja de conexiones. El cableado estará dimensionado para soportar una intensidad del 125% de la máxima intensidad de la línea. Además, con objeto de evitar esfuerzos mecánicos sobre los conductores, estos deberán tener la longitud necesaria [6]. La instalación fotovoltaica se encuentra en el exterior del edificio a la intemperie debido a eso se considera como local húmedo de categoría especial, la ITC-BT-30 regula sobre estas instalaciones. Según esta instrucción la tensión asignada de los conductores deberá ser 0,6/1kV. El cableado deberá ser de doble aislamiento adecuados para su uso en la intemperie de acuerdo con la norma UNE 21123. El ANEXO III muestra el cálculo para la selección de los conductores escogido.

## Cableado de corriente continua

La instalación eléctrica de corriente continua (DC) es la que une los módulos fotovoltaicos entre sí y estos con la entrada del inversor. La Tabla 10 muestra las series de ramales de corriente continua asignada a cada inversor. En el Plano 3 se detalla los módulos que forman cada serie.

**Tabla 10 Series de ramales de continua de cada inversor**

<i>Grupo</i>	<i>Serie</i>	<i>Potencia (kWp)</i>
<i>Inversor S1</i>	FV1 – FV14	113,4
<i>Inversor S2</i>	FV15 – FV28	113,4
<i>Inversor N1</i>	FV29 – FV41	105,3
<i>Inversor N2</i>	FV42 – FV54	105,3
<i>Inversor N3</i>	FV55 – FV67	105,3
<i>Inversor N4</i>	FV68 – FV80	105,3
<i>Inversor N5</i>	FV81 – FV93	105,3
<i>Inversor N6</i>	FV94 – FV106	105,3

Para la conexión de los paneles se utilizan los conductores propios de los paneles de sección 4mm<sup>2</sup> unidos mediante los conectores MC-4. La conducción de la electricidad desde los paneles hasta los inversores se realizará con conductores de cobre específicos para instalaciones solares fotovoltaicas. Los cables tendrán la tensión asignada hasta 0,6/1kV con aislamiento y cubierta libre de halógenos que ofrece aislamiento en caso de incendio y propagación. Los polos positivos y negativos irán conducidos en canalizaciones independientes de acuerdo con la normativa. Cada polo irá identificado con un color siendo el rojo para el polo positivo y el negro para el negativo. La Tabla 11 muestra las características del cableado empleado para la conducción de continua.

**Tabla 11 Características técnicas del cableado de continua.**

<b>TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K</b>	
<i>Conductor</i>	Cobre estañado, clase 5 según IEC 60228
<i>Aislamiento</i>	Compuesto libre de halógenos reticulado
<i>Cubierta</i>	Compuesta libre de halógenos reticulado. Resistente al agua y a la radiación UV.
<i>Tensión nominal</i>	0,6/1kV
<i>Rango de temperaturas</i>	-40°C a 90°C
<i>Sección (mm<sup>2</sup>)</i>	6

## Cableado de corriente alterna

La instalación eléctrica de corriente alterna une al generador fotovoltaico con la red interior desde el inversor hasta el punto de conexión. Se utilizarán dos tipos de cable y secciones, el primero con una sección 95mm<sup>2</sup> será cable tetrapolar conectará desde la salida del inversor hasta la unión del embarrado común. El segundo será de 300mm<sup>2</sup> será de tipología unipolar. El embarrado común contará con tres cables por fase de forma que se reduzcan las pérdidas térmicas y la caída de tensión. La Tabla 12 muestra las series de ramales asignadas a la salida de cada inversor y el común.

**Tabla 12 Serie de ramales de alterna de cada inversor**

	<i>Serie</i>	<i>Potencia (kWn)</i>	<i>Sección (mm<sup>2</sup>)</i>
<i>Inversor S1</i>	FV107	100	95
<i>Inversor S2</i>	FV108	100	95
<i>Inversor N1</i>	FV109	100	95
<i>Inversor N2</i>	FV110	100	95
<i>Inversor N3</i>	FV111	100	95
<i>Inversor N4</i>	FV112	100	95
<i>Inversor N5</i>	FV113	100	95
<i>Inversor N6</i>	FV114	100	95
<i>Conjunto</i>	FV115	800	300

El cableado utilizado será de tensión asignada 0,6/1kV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta libre de halógenos al igual que el conductor de corriente continua.

**Tabla 13 Características técnicas del cableado de alterna**

RZ1 – K (AS)	
<i>Conductor</i>	Cobre flexible, clase 5 según IEC60228.
<i>Aislamiento</i>	Polietileno reticulado (XLPE). Libre de halógenos
<i>Cubierta</i>	Poliiolefina termoplástica libre de halógenos.
<i>Tensión nominal</i>	0,6/1kV
<i>Rango de temperaturas</i>	-40°C a 90°C
<i>Secciones</i>	3x95mm <sup>2</sup> / 1x300mm <sup>2</sup>

#### Características eléctricas de los conductores de la fotovoltaica

Las características de cada tramo del circuito son las mostradas en la Tabla 14. La longitud máxima se alcanzaría para el cableado de continua procedente de uno de los ramales de la zona sur. Sería el camino más crítico por el criterio de caída de tensión. La corriente mostrada en el tramo *Caja de conexiones – CGBT (AC)* es la total, teniendo tres conductores por fase la corriente será de un tercio. En el ANEXO III se muestra la justificación del cálculo de estos conductores con los criterios térmicos y de caída de tensión.

**Tabla 14 Características eléctricas de los conductores de FV.**

	<i>Tensión (V)</i>	<i>Corriente (A)</i>	<i>Longitud máx (m)</i>	<i>Sección (mm<sup>2</sup>)</i>	<i>Caída de Tensión</i>
<i>Módulo - Inversor (DC)</i>	778	10,42	319	6	1,27%
<i>Inversor – Caja de conexiones (AC)</i>	400	151	15	95	0,18%
<i>Caja de conexiones – CGBT (AC)</i>	400	1208	50	300	0,52 %

#### 4.5.2. Protecciones

El Reglamento de Baja Tensión (REBT) regula las condiciones técnicas de las instalaciones de generación de energía eléctrica conectadas a red. Obligan a adoptar las medidas necesarias para la protección del circuito, los equipos y las personas. Para definir las protecciones

necesarias será necesario distinguir entre los circuitos de corriente continua y de corriente alterna. E el ANEXO III muestra el cálculo para la selección de las protecciones.

### Protecciones en continua

Junto a los inversores se instalará un cuadro para las protecciones de continua en la pared del HVAC. En cada string o serie se instalarán dos fusibles uno en el polo positivo y otro en el negativo. Los fusibles protegerán a la instalación contra sobreintensidades y sobrecargas. El fusible debe permitir el paso de la corriente por lo que su corriente deberá ser superior a la corriente nominal (10,42A) de la instalación e inferior a la corriente máxima del cable (110A). Se instalarán fusibles cilíndricos tipo g-PV de 16A y 1000Vdc de 10x38 mm. Estos fusibles están diseñados para la protección de instalaciones fotovoltaicas que pueden llegar a alcanzar tensiones superiores a los 800Vdc. Los materiales utilizados serán de acuerdo con la Directiva europea 2002/95/EC RoHS.

Para la protección sobretensiones el inversor cuenta con su propia protección, sin embargo, en el manual de instrucciones del SUNNY HIGHPOWER PEAK3 [16] indica que para plantas de gran trazado en el exterior y en los que el inversor se encuentre en el exterior se recomienda el uso de protecciones contra sobretensión. Se utiliza un protector contra sobretensión tipo 2 de 1000V de tensión máxima.

### Protecciones en alterna

Las protecciones utilizadas en la parte de alterna son deberán garantizar la protección contra sobrecargas y cortocircuitos para evitar daños en los equipos y el sistema y contra contactos indirecto para proteger a las personas. Se instalará un interruptor magnetotérmico de curva C con diferencial integrado tetrapolar ( $I_n=160A - 300mA$ ) aguas abajo de cada inversor. Se utilizará un interruptor general manual de 500A conectada a la derivación que llega hasta el cuadro general. Como hay tres cables por fase se utilizarán tres interruptores de tres polos. Todas las protecciones se situarán en un único cuadro junto al cuadro de las protecciones de corriente continúa.

La protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión vienen integradas en el inversor por lo que no será necesario una protección adicional para suplir esta necesidad.

#### 4.5.3. Puesta a tierra

La ITC-BT-18 establece las condiciones para la puesta a tierra de las instalaciones. En el CAPÍTULO 2 se establecen las características que deberán tener las puestas tierra según la ITC-BT40 y la ITC-BT-18. En el ANEXO III se realizan los cálculos llevados a cabo para el dimensionamiento de las puestas a tierra. Las características de estas son las mostradas en Tabla 15.



**Tabla 15 Características de la puesta a tierra de FV.**

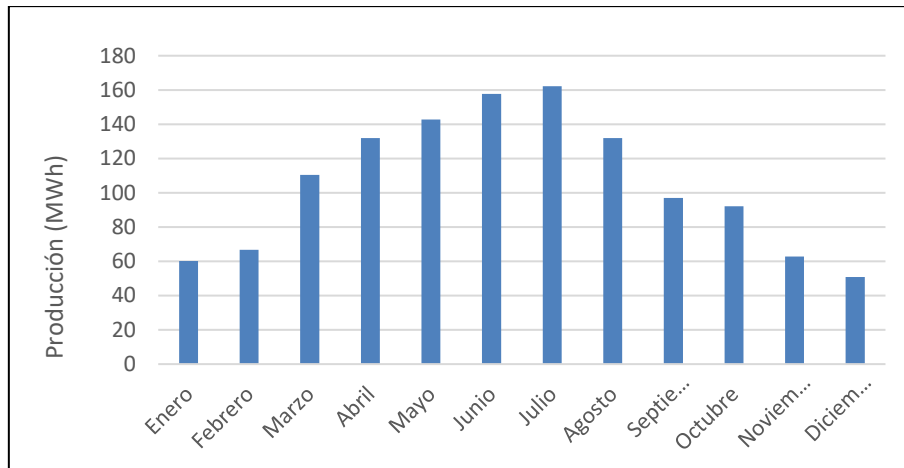
		<i>Características</i>
Conductores de equipotencialidad	<i>Unión Panel – Estructura</i>	<i>RZ1 – K (AS) 0,6/1 kV, cobre, 1 x 25mm<sup>2</sup></i>
Conductores de protección	<i>Estructura</i>	<i>RZ1 – K (AS) 0,6/1 kV, cobre, 1 x 50 mm<sup>2</sup></i>
	<i>Inversor</i>	<i>RZ1 – K (AS) 0,6/1 kV, cobre, 1 x 50 mm<sup>2</sup></i>
Conductores de tierra	<i>Unión Borne – Toma</i>	<i>Protegido contra la corrosión, cobre, 16mm<sup>2</sup></i>
Electrodos		<i>Pica para toma de tierra, recubierta de cobre, 1m, 2ud</i>

#### 4.6. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN

Una vez se ha definido todo el sistema se estima con SAM la generación anual que tendría la planta. Para estimar la producción se utiliza el modelo de *Detailed Photovoltaic Model*, este modelo permite introducir datos específicos tanto del módulo como del inversor, dónde se incluye sus puntos de funcionamiento, su eficiencia o su degradación. También permite introducir distintas configuraciones de los módulos por lo que no será necesario dividir la instalación como ocurriría con el modelo simplificado. En el ANEXO II se muestra el procedimiento de uso de este modelo. La producción anual total calculada con este modelo sería de 1.248MWh este superior, aunque similar al obtenido en el modelo simplificado mostrado en la Tabla 8.

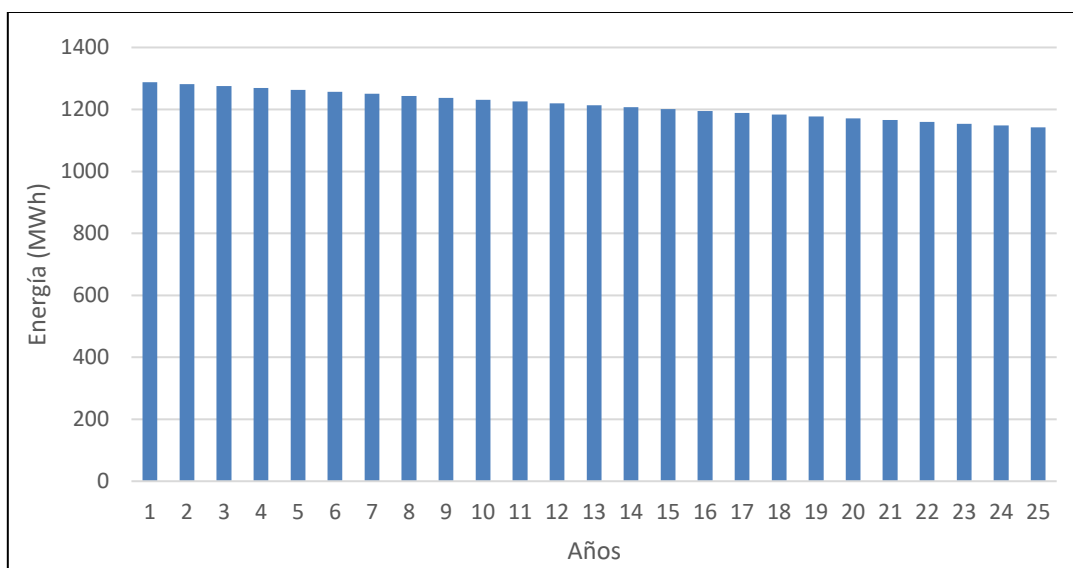
La Figura 27 muestra la generación obtenida con SAM, los meses de mayor producción son junio y julio con valores cercanos a 160MWh. Los menores valores se obtendrían en los meses de enero y diciembre con valores alrededor de los 60MWh. Esta gran diferencia se debe a dos motivos. En primer lugar, durante los meses centrales del año hay más horas de sol o lo que es lo mismo más radiación llega a los módulos. En segundo lugar, el bajo ángulo de los módulos favorece también la producción en verano cuando la altura solar es mayor posicionándose de este modo perpendicular a los módulos.

La producción obtenida de esta instalación bastaría para abastecer todas las necesidades del Edificio 3P, aunque al tratarse de energía dependiente del sol y no disponer de sistema de acumulación requeriría del uso de la red en las horas nocturnas. Si bien la instalación se encuentra en el Edificio 3P su producción no se destinará únicamente al edificio. Puesto que el consumo del edificio es muy inferior a la de la UPV todo el excedente iría destinado al Campus de Vera.



**Figura 27 Generación anual estimada.**

La Figura 28 muestra la producción anual estimada con SAM que tendría la instalación a lo largo de su vida útil. En la gráfica se puede ver como a medida que pasan los años la producción disminuye debido a la degradación de los módulos. El año 25 la producción sería un 11% menor a la del primer año, por lo tanto, a pesar de la degradación la instalación seguirá produciendo una gran cantidad de energía obteniendo así un mayor ahorro y una mayor rentabilidad.



**Figura 28 Producción de energía anual**

# **CAPÍTULO 5 DISEÑO DEL SISTEMA EÓLICO**

Las instalaciones eólicas cuentan con generador, palas, torre, inversor, cableado y protecciones. El recurso eólico al igual que el solar tiene una gran dependencia de las condiciones meteorológicas, pero también de las condiciones locales. La estimación del recurso eólico tiene una complicación mayor a la del solar. Por este motivo se requiere de la recogida de datos al menos durante un año. Para tratar estos datos y obtener una simulación se utiliza SAM con el único modelo que tiene para la eólica, *Wind*. En el ANEXO IV se muestra el procedimiento para el uso del modelo. También se utiliza Excel para una de las turbinas, en el ANEXO VI se muestra el procedimiento.

## **5.1. TECNOLOGÍA EÓLICA**

La tecnología eólica ha tenido un gran desarrollo en los últimos años. Este desarrollo, propiciado por el aumento de parques off-shore, se ha enfocado principalmente en el aumento de tamaño y potencia de las turbinas. Al requerir una gran inversión inicial debido a la dificultad de la instalación necesitan que sean grandes aerogeneradores que les permita recuperar la inversión. Sin embargo, el desarrollo de aerogeneradores para el autoconsumo apenas empieza a ser una realidad. Al contrario de como ocurre con la fotovoltaica este campo no se ha desarrollado tanto y debido a eso, la oferta disponible es menor. La causa principal se debe a que la tecnología eólica cuenta con un gran factor de escala por lo que los sistemas de pequeña potencia tienen un alto coste por W. Además de la economía de escala, otro limitante para el autoconsumo es el espacio que requiere para su instalación.

Los aerogeneradores se dividen en tecnologías de eje horizontal y eje vertical. Los campos eólicos se encuentran formados por los aerogeneradores de eje horizontal, por este motivo su desarrollo es mucho mayor a los de eje vertical. Los aerogeneradores de eje vertical se encuentran aún en fase de desarrollo, debido a eso la oferta existente es muy escasa. El desarrollo de los aerogeneradores de eje vertical podría suponer un impulso para la eólica en el ámbito de autoconsumo. Esto se debe a que las principales características de estos aerogeneradores son: menor potencia, menor coste de instalación y mejor funcionamiento a bajas velocidades. Será necesario un mayor desarrollo en el futuro y un abaratamiento de las torres que permita convertirlo en una tecnología competitiva.

## **5.2. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN**

La energía eólica tiene una gran dependencia del recurso local, la topografía de la zona tiene una gran influencia en los vientos. Para disminuir esta influencia, los generadores se sitúan a gran altura dónde los vientos son más estables. La forma más adecuada de estimar el recurso existente y con ello obtener el potencial de generación es con la medición de este en el punto

escogido durante todo un año. Ésta sería la única forma de conocer en detalle el recurso con todos los elementos que pudiesen afectarles. Puesto que la obtención de estos datos requiere de una gran cantidad de tiempo se suele recurrir a estaciones meteorológicas cercanas. Estos datos a pesar de no ser exactos permiten obtener una buena aproximación del recurso. Para este proyecto se han tomado los datos pertenecientes a la estación meteorológica del aeropuerto de Valencia a 12km de distancia de la zona escogida para la instalación.



Google Maps

**Figura 29 Posición del aeropuerto respecto a la universidad.**

Para conocer el potencial de generación del emplazamiento se genera la rosa de los vientos a partir de los datos de velocidad y dirección del viento de la base de datos escogida. En el ANEXO V se muestra la rosa de los vientos corregida para una altura de 24m. El viento procede principalmente del Oeste lo que comúnmente se conoce como Poniente.

La selección del aerogenerador está ligado a las condiciones de viento del lugar de instalación. La Comisión Electrotécnica Internacional clasifica en la norma IEC 61400 los aerogeneradores estableciendo los requisitos de seguridad mínimos. Estas clases permiten además seleccionar el aerogenerador que puede funcionar en cada localización. Cada clase lleva asociado una velocidad media de viento, un aerogenerador de podrá situarse en una localización con su velocidad media o inferior, es decir un aerogenerador de clase I podría situarse en cualquiera. La localización escogida para este proyecto tiene una velocidad media de 3,6 m/s, a 56m de altitud, por tanto, correspondería a la clase más baja de aerogeneradores (IV), cualquier aerogenerador podría situarse en ella, aunque lo ideal es escoger uno de la misma clase pues tendrá podrá optimizar mejor el recurso. Si un aerogenerador no se incluye en ninguna de las clases se designa como S.

**Tabla 16 Clases de aerogeneradores**

Clase	Velocidad media(m/s)
I	10
II	8,5
III	7,5
IV	6
S	<i>Valores a especificar por el proyectista</i>

### 5.3. SELECCIÓN DEL GENERADOR

El Edificio 3P cuenta con un consumo anual de unos 500 MWh. Esto implica que será necesario, en principio, recurrir a aerogeneradores de un mayor tamaño, entorno a 100kW, aunque esto dependerá también de la potencia fotovoltaica instalada. Los aerogeneradores de gran tamaño tienen un menor coste de instalación relativo por W pero requieren de altas velocidades para la producción de energía. Será necesario un estudio tecno-económico para encontrar la mejor alternativa para este emplazamiento. Los motivos principales para escoger un aerogenerador de mayor tamaño frente a varios de menor potencia se deben principalmente a los costes de instalación dónde la torre supone el coste principal de la instalación. Si se reducen los gastos de instalación la pequeña eólica puede ser una alternativa viable contra la grande especialmente en zonas de bajas velocidades de viento.

#### 5.3.1. Análisis técnico

La Tabla 17 muestra 5 modelos de aerogeneradores, una de ellas es una microturbina ( $P < 5\text{kW}$ ) y los otros cuatro miniturbinas ( $P < 100\text{kW}$ ). Además, el modelo de microturbina es el único aerogenerador de eje vertical considerado siendo el resto de eje horizontal. Para obtener una potencia eólica cercana a los 100kW se puede escoger una gran turbina o varias pequeñas.

Los aerogeneradores de mayor potencia requieren de una velocidad mínima de puesta en marcha de 3 m/s. Teniendo en cuenta que la velocidad media de la localización es de 3,6 m/s la producción anual obtenida sería demasiado baja. Los modelos de Enair y de Smarttwister cuentan con una velocidad de puesta en marcha más baja por lo que hay un mayor aprovechamiento del recurso. Especialmente el modelo de Smarttwister que tiene una velocidad de puesta en marcha de 1,5 m/s y alcanza su potencia nominal a los 8,3m/s. Teniendo en cuenta las características del emplazamiento sería interesante contar con más alternativas que produjeran a bajas velocidades de forma que hubiese varias que se adecuasen a ellas, sin embargo, estas son escasas.

La Tabla 17 también muestra el coste por vatio, éste es más alto en los aerogeneradores de 100kW debido principalmente a que incluyen el coste de la torre. En cambio, aunque el de Smarttwister sea el de menor coste no lleva incluida la torre o estructura ni el inversor. En el caso de escoger este modelo al tratarse de aerogeneradores pequeños se utilizará la misma estructura de los paneles fotovoltaicos situados en el Edificio 3P. El uso de esta estructura permitirá evitar los grandes costes adicionales que supondrían las torres. De escoger cualquier otro aerogenerador se utilizaría el área designada en Figura 4 para su instalación.

**Tabla 17 Características de los aerogeneradores disponibles**

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<i>Marca</i>	Argolabe	Enair	Enair	Smarttwister	Norvento
<i>Modelo</i>	T100	E800*	E200	ST – 2000	nED100
<i>Tipo</i>	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Vertical	Horizontal
<i>P peak (kW)</i>	100	60	20	2	100
<i>V (V)</i>	400	400	400	0-600	400
<i>Clase</i>	III	I	III	S	II
<i>Velocidad de conexión (m/s)</i>	3,5	1,85	1,85	1,5	3
<i>Velocidad nominal (m/s)</i>	10	12	12	8,29	10
<i>Velocidad de corte (m/s)</i>	20	25	30	30	20
<i>Diámetro (m)</i>	22,5	15,9	9,8	0,34	24
<i>Torre (m)</i>	34	30	25	1,412**	36
<i>Coste (€/W)</i>	3,00	2,5	2,94	1,57	3,71

\*El modelo de Enair E800 no se encuentra disponible actualmente por lo que la información técnica y el coste son datos provisionales.

\*\*El valor de Torre de Smarttwister ST-2000 corresponde a la altura de la turbina.

### 5.3.2. Análisis económico

Las características de cada aerogenerador son muy distintas unas de otras por lo que para poder escoger el que mejor se adapta a las condiciones presentadas será necesario realizar un análisis económico. La potencia deseada para la instalación es alrededor de los 100kW, como se ha mencionado, y para alcanzarla se puede escoger entre uno solo aerogenerador que cubra esta potencia o utilizar un sistema formado por varios.

Para realizar el análisis económico se debe obtener la producción para cada una de ellas. Se realizan una serie de simulaciones en SAM para todas las opciones de tecnología horizontal. El uso de SAM para los modelos horizontales permite incluir el efecto estela en el caso del uso de varios aerogeneradores. Para el modelo vertical de Smarttwister no es posible utilizar SAM, para el cálculo de la producción del *ST 2000* se modela la curva del aerogenerador en Excel. Al tratarse de un modelo Excel basado únicamente en la curva de potencia del fabricante se introducen unas pérdidas adicionales del 15%. Estas pérdidas se han estimado comparando la producción del resto de modelos entre sus producciones en SAM y su modelado en Excel. El ANEXO VI muestra el modelo empleado en Excel, aunque, sería útil contar con un software específico que permitiese modelar este tipo de tecnología.

La Tabla 18 muestra los resultados de las simulaciones para cada alternativa planteada, la producción, la inversión y el ahorro estimado. Los costes de inversión llevan incluido los costes estimados del aerogenerador con sus accesorios, torre, cableado e instalación, no se consideran impuestos ni posibles beneficios. Una vez escogido el aerogenerador se podrá realizar un estudio económico en mayor detalle, este se muestra en el CAPÍTULO 8. El modelo ST 2000 es el único que no contempla costes de torre al utilizar la estructura de la instalación fotovoltaica.

Para estimar el ahorro se utiliza los datos obtenidos de generación junto con los precios de la energía para cada periodo, Tabla 2 y los impuestos derivados.

Para comparar las distintas alternativas se realiza un estudio económico simplificado dónde se calcula el payback simple. La única opción que es capaz de recuperar la inversión a lo largo de su vida útil es *Smarttwister ST2000*, el resto de las opciones cuentan con una producción tan baja que no llegarían a recuperar la inversión a lo largo de su vida útil. El motivo principal por el que el modelo ST 2000 es el único que puede llegar a ser viable económicamente es su alta producción a bajas velocidades. A este motivo le sigue el ahorro en la instalación al utilizar la estructura de la instalación fotovoltaica, ya que si hubiese sido necesario instalar torres la inversión habría tenido un gran incremento. Aunque los modelos de Enair empiezan a producir a una velocidad muy parecida su producción, ésta no crece de manera lineal como en el caso de la ST 2000, lo que impide el máximo aprovechamiento del recurso.

El resultado del estudio económico simplificado muestra un payback de 15,6 años para la opción escogida. Al haberse simplificado no se ha tenido en cuenta el aumento del precio de la electricidad ni la inflación. Sería necesario realizar un estudio en más detalle para conocer su rentabilidad real.

**Tabla 18 Resultados de simulación para cada alternativa eólica**

	<i>Argolabe T 100</i>	<i>Enair E800</i>	<i>Enair E200</i>	<i>Smarttwister ST 2000</i>	<i>Norvento Ned 100</i>
<b>Nº Turbinas</b>	1	1	3	60	1
<b>Potencia instalada (kW)</b>	100	60	60	120	100
<b>Energía anual (MWh)</b>	72,23	34,39	37,03	237,75	81,56
<b>Inversión</b>	332.821 €	151.207 €	269.063 €	339.900 €	403.337
<b>Ahorro</b>	6.722 €	3.193 €	3.495 €	21.850 €	5.958 €
<b>PB</b>	>25	>25	>25	15,6	>25

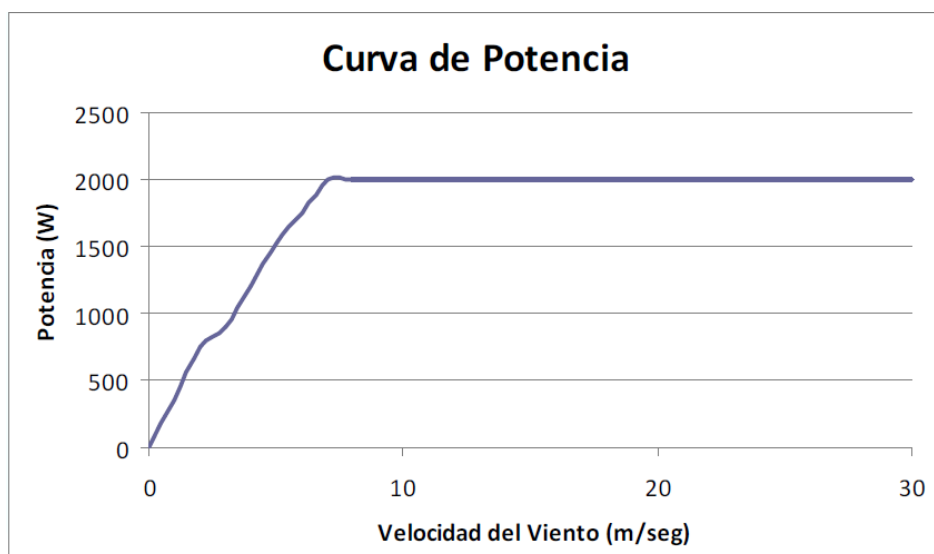
### 5.3.3. Smarttwister ST 2000

El modelo ST-2000 pertenece a la empresa Smarttwister [17] situada en Ourense. Esta empresa se dedica a la fabricación de pequeños aerogeneradores de minieólica enfocada al autoconsumo. El diseño de sus modelos se basa en aerogeneradores de eje vertical formados por una hélice helicoidal, Figura 30. Además de la fabricación de los aerogeneradores también cuentan con rectificadores/reguladores que permiten el funcionamiento óptimo de la turbina. El modelo escogido, ST-2000, es según la propia compañía el más versátil y eficiente que permite adaptarse a las condiciones deseadas. Permite el aprovechamiento de las rachas de vientos y el funcionamiento a una muy baja velocidad de viento sin la necesidad de recurrir a un motor de arranque. La ficha técnica mostrada en el ANEXO VII indica algunas de sus características básicas como son la producción de energía durante tormentas; el bajo nivel de ruido, lo que permitiría el normal funcionamiento de las clases en el Edificio 3P y la resistencia al calor y humedad, algo crucial al ubicarse en Valencia.



**Figura 30 Aerogenerador ST 2000**

La Figura 31 muestra la curva de potencia del aerogenerador ST-2000, se observa que el aumento de la potencia sigue una tendencia lineal respecto con la velocidad hasta que alcanza la potencia máxima dónde se mantiene constante. Este rápido crecimiento es el que permite un gran aprovechamiento del recurso eólico. El resto de los datos técnicos se han comentado anteriormente y se muestran reflejados en la Tabla 18.



**Figura 31 Curva de potencia ST-2000**

#### **5.4. TORRE**

La velocidad del viento aumenta con la altura, el aumento de velocidad también implica una mayor potencia eléctrica del aerogenerador. Por contra, una torre de mayor altura supondría mayores costes de instalación. Esto se debe a que una torre de mayor altura requiere una cimentación más profunda y resistente.

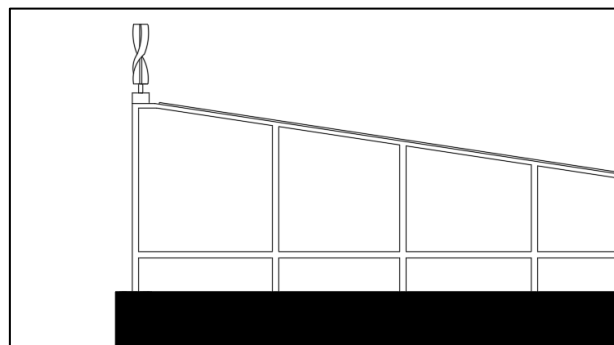


Existen distintas tipologías de torres son la celosía o la tubular. Las microturbinas (0-5kW) o miniturbinas (5-100kW) suelen utilizar torres tipo celosía. La energía eólica tiene una gran economía de escala por lo que para pequeñas potencias el coste por W es mayor que para grandes potencias, para reducir estos costes se utilizan las torres de celosía. Con potencias mayores, aunque la torre sigue teniendo un importante impacto existen otros costes por los que el peso de la torre sobre el coste final es menor. Además, las grandes potencias cuentan con torres de mayor altura y para facilitar su mantenimiento resulta más conveniente el uso de torres tubulares.



**Figura 32 Torre de celosía (izq). Torre tubular (der)**

Al haber escogido el aerogenerador ST 2000, la opción más adecuada, en principio, sería la torre de celosía. Al tratarse de aerogeneradores verticales requieren de una menor altura lo que permite reducir el coste de las torres y su instalación. Aunque este coste sea reducido, al requerir una torre para cada aerogenerador o grupo de aerogeneradores la inversión resulta demasiado elevada. Con idea de reducir este coste se decide, cómo se mencionaba en el análisis económico, aprovechar la misma estructura del sistema fotovoltaico para los aerogeneradores, Figura 33. Estos, irían situados sobre la estructura de la zona norte en la parte posterior con el fin de evitar posibles sombras sobre los paneles. Colocar los aerogeneradores sobre el Edificio 3P, se logra una reducción de las pérdidas pues de haberlas situado sobre torres habrían tenido que colocarse a una gran distancia del edificio, lo que supondrían unas pérdidas importantes y un sobre coste en el cableado. Al utilizar esta misma estructura, localizada sobre el Edificio 3P, se logra proporcionar la altura necesaria sin necesidad de torre.



**Figura 33 Aerogenerador ST-2000 sobre estructura fotovoltaica.**

Otra alternativa en el caso de no realizar la instalación fotovoltaica sería instalar directamente los aerogeneradores repartidos sobre la cubierta sin necesidad de estructura. Solo requeriría un sistema de anclaje que los mantuviese fijados.

El peso de los aerogeneradores junto con los módulos sobre la estructura deberá repartirse por la cubierta, en el ANEXO IX se estudia la solidez estructural de la cubierta.

### 5.5. SELECCIÓN DEL INVERSOR

Los aerogeneradores eólicos están acoplados a un generador de alterna (AC). La velocidad de giro de la turbina depende de la velocidad del viento, debido a ello, la frecuencia no se podrá mantener en los 50Hz que exige la red. Para solucionar esta variabilidad se utiliza un rectificador AC-DC que se encarga de convertir la corriente alterna del generador en corriente continua (DC). Para volver a tener corriente en alterna, con las condiciones exigidas por la red, se utiliza un inversor, en estos casos de pequeña potencia se pueden utilizar los mismos que habitualmente son usados en la fotovoltaica.

Los aerogeneradores “Smarttwister ST2000” requieren de un regulador para la conversión de la corriente en continua. Cada aerogenerador contará su propio regulador *RST-2000* (Figura 34) que es, además, el encargado del seguimiento del punto de máxima potencia. Este regulador permite adaptar la generación a los posibles cambios repentinos en la velocidad del viento, obteniendo de esta forma el máximo aprovechamiento. Los reguladores RST-2000 son PWM que actúan como interruptores entre el aerogenerador y el inversor. Los reguladores pueden ser conectados en paralelo o en serie siendo lo más conveniente la conexión en paralelo ya que la tensión continua a la salida puede ser programada entre 24 y 800V, pudiendo adaptarse de esta forma a las características del inversor. Las principales características del regulador vienen recogidas en Tabla 19.



**Figura 34 Rectificador/regulador eólico**

**Tabla 19 Características rectificador/regulador RST-2000**

<i>Marca</i>	Smarttwister
<i>Modelo</i>	RST-2000
<i>Potencia de entrada (kW)</i>	2
<i>Rango de tensión de entrada (V)</i>	70-525
<i>Rango tensión de salida (V)</i>	24-800
<i>Eficiencia (%)</i>	97,5
<i>Dimensiones (cm)</i>	22 x 14 x 9

Según indica el fabricante los inversores que mejor funcionan con sus equipos son los híbridos puesto que al no ser la generación previsible se evita el continuo encendido y apagado de los inversores. El uso de inversores híbridos obliga a instalar un mayor número de ellos pues las potencias de estos equipos son muy inferiores a los que únicamente son de conexión a red. Siguiendo la recomendación del fabricante se ha escogido el inversor SolaX X3 Hybrid 10.0T HV 10000VA. Las características técnicas del inversor se muestran en Tabla 20, la corriente de salida del inversor es trifásica con una tensión 400V y una frecuencia de 50Hz por lo que permite la conexión directa a la red interior. Puesto que la potencia del inversor es de 10kW serán necesarios 12 inversores para cubrir los 120kW que supondrían los 60 aerogeneradores. Cada inversor estaría asociado a 5 turbinas con una tensión de funcionamiento en continua (tras su paso por el rectificador) de 500V.



**Figura 35 Inversor SolaX X3 Hybrid 10.0T**

**Tabla 20 Características inversor SolaX X3 Hybrid 10.0T**

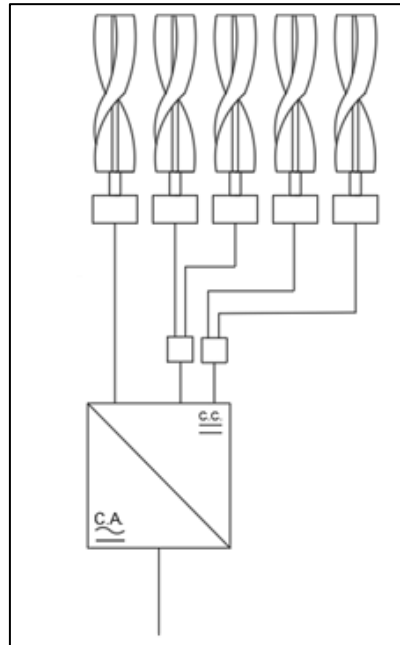
<i>Marca</i>	Solax
<i>Modelo</i>	X3-Hybrid-10.0T
<i>Max. Potencia de entrada (kW)</i>	13
<i>Potencia de salida (kW)</i>	10
<i>Rango de tensión MPP (V)</i>	180-950
<i>Corriente admisible</i>	20/11
<i>Tensión de salida</i>	400
<i>Corriente de salida (A)</i>	14,5
<i>Seguidores del MPPT (Nº string por MPPT)</i>	2 (2/1)

## 5.6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

El generador eólico está formado por 60 aerogeneradores y 12 inversores, a cada uno de ellos le corresponderían 5 turbinas. Todos los aerogeneradores estarían conectados a un regulador, la configuración entre estos sería en paralelo de forma que se sumasen las corrientes y no las tensiones.

El inversor escogido SolaX X3 Hybrid 10.0T cuenta con dos seguidores del MPPT, el primero permite la entrada de dos string con una corriente total de 20A, el segundo en cambio solo admite un string con 11A. La configuración de las turbinas se ha adaptado para adecuarse a las

características del inversor. De este modo, se conectarían se formando dos string de dos turbinas cada una conectadas en paralelo para las dos entradas del primer seguidor. El seguidor de la quinta turbina sería conectado directamente al inversor, Figura 36. La salida de cada inversor irá conducida al cuadro de protecciones, del cuadro saldría una línea general que fuese a parar al cuadro general de baja tensión, Figura 26. El Plano 6 muestra el esquema unifilar de la instalación eólica.



**Figura 36 Esquema de conexionado de las turbinas**

### **5.9.1. Conductores de corriente continua y alterna**

El cableado del sistema eólico deberá cumplir las mismas características que las del sistema fotovoltaico mencionada en el CAPÍTULO 4. Se toman los criterios mostrados en la ITC-BT-40 para el diseño, la caída de tensión en el tramo desde el generador al punto de conexión debe ser menor a 1,5% y la corriente admisible por el cable 125% de la corriente nominal. En el ANEXO III se muestra el procedimiento para el dimensionado del cableado.

#### **Cableado de corriente continua**

La instalación de corriente continua es la que une los rectificadores con los inversores. La Tabla 21 muestra los ramales que entrarían en cada inversor. Los ramales E1.6, E1.7, E2.6, E2.7, E3.6, etc. Se formarán tras la unión en paralelo de los conductores procedentes de dos turbinas cada uno, en el Plano 6 se muestra el conexionado. Cada polo irá identificado con un color siendo el rojo para el polo positivo y el negro para el negativo. El cableado para la conducción de continua de la instalación eólica tendrá las mismas características que el de la instalación fotovoltaica mostrada en la Tabla 11. Se utilizarán dos secciones diferentes, la sección de 4mm<sup>2</sup> se utilizará para la mayor parte de la instalación, la de 6mm<sup>2</sup> se utilizará en aquellos casos dónde la caída de tensión sea más elevada. En el ANEXO III se muestran las distintas secciones utilizadas para cada serie.

**Tabla 21 Ramales de continua de la eólica por inversor**

<i>Grupo</i>	<i>Ramal</i>
<i>Inversor E1</i>	E1.1, E6, E7
<i>Inversor E2</i>	E2.1, E2.6, E2.7
<i>Inversor E3</i>	E3.1, E3.6, E3.7
<i>Inversor E4</i>	E4.1, E4.6, E4.7
<i>Inversor E5</i>	E5.1, E5.6, E5.7
<i>Inversor E6</i>	E6.1, E6.6, E6.7
<i>Inversor E7</i>	E7.1, E7.6, E7.7
<i>Inversor E8</i>	E8.1, E8.6, E8.7
<i>Inversor E9</i>	E9.1, E9.6, E9.7
<i>Inversor E10</i>	E10.1, E10.6, E10.7
<i>Inversor E11</i>	E11.1, E11.6, E11.7
<i>Inversor E12</i>	E12.1, E12.6, E12.7

### Cableado de corriente alterna

La instalación de corriente alterna une al generador eólico con la red interior. Se utilizará el cable tipo unipolar con una sección de 95mm<sup>2</sup>. La Tabla 22 muestra los ramales asignados a las conexiones de salida de cada inversor. El cableado utilizado tendrá las mismas características del de la fotovoltaica de tensión asignada 0,6/1kV con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta libre de halógenos al igual que el conductor de corriente continua. Sus características se muestran en la Tabla 13. El ANEXO III muestra los cálculos realizados para la selección de la sección.

**Tabla 22 Ramales de salida de los inversores eólicos.**

<i>Grupo</i>	<i>Ramal</i>
<i>Inversor E1</i>	E1.8
<i>Inversor E2</i>	E2.8
<i>Inversor E3</i>	E3.8
<i>Inversor E4</i>	E4.8
<i>Inversor E5</i>	E5.8
<i>Inversor E6</i>	E6.8
<i>Inversor E7</i>	E7.8
<i>Inversor E8</i>	E8.8
<i>Inversor E9</i>	E9.8
<i>Inversor E10</i>	E10.8
<i>Inversor E11</i>	E11.8
<i>Inversor E12</i>	E12.8

### Características eléctricas de los conductores de la eólica

Las características de cada tramo del circuito son mostradas en la Tabla 23, el “camino” más crítico respecto a la caída de tensión sería la unión del tramo 2 con el tramo 3 y 4. La caída de tensión total limitada por la ITC-BT-40 es de 1,5% desde el generador, considerándose el generador el inversor se toma este criterio para la alterna. Para la parte de continua también se ha considerado una caída de tensión de 1,5%. En el ANEXO III se muestra la justificación del cálculo de estos conductores con los criterios térmicos y de caída de tensión.

**Tabla 23 Características eléctricas conductores eólica**

	<i>Tensión (V)</i>	<i>Corriente (A)</i>	<i>Longitud máx. (m)</i>	<i>Sección (mm<sup>2</sup>)</i>	<i>Caída de Tensión</i>
<i>Tramo 1 (EX.1)</i>	500	4	260	4	0,93 %
<i>Tramo 2 (EX.2/EX.3/EX.4/EX.5)</i>	500	4	6	4	0,02 %
<i>Tramo 3 (EX.6/EX.7)</i>	500	8	252	6	1,20 %
<i>Tramo 4 (EX.8)</i>	400	180	20	95	0,73 %

## 5.6.2. PROTECCIONES

### Protecciones en continua

El regulador RST 2000 cuenta con protecciones contra sobretensiones transitorias (875Vdc/40A). A pesar de estas protecciones será necesario instalar fusibles pues las únicas protecciones que se permiten integrar dentro de los equipos y no es necesario duplicar son las de máxima y mínima tensión y frecuencia. Se utilizarán un fusible por cada aerogenerador uno en el polo positivo y otro en el negativo. Serán del tipo serie FWP, 32 A, 14mm x 51mm, y 700 VDC. Estos fusibles se situarán en la caja de protecciones cercana al inversor o en pequeños cuadros repartidos por el campo donde se realizarán las conexiones de los ramales. El cálculo de las protecciones es mostrado en el ANEXO III.

### Protecciones en alterna

Para la parte de alterna, las protecciones utilizadas son las mismas utilizadas en de la instalación fotovoltaica. Se instalarán interruptores automáticos magnetotérmicos para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos. También se instalarán interruptores diferenciales para garantizar la protección contra contactos indirectos. En la derivación que llega hasta el cuadro general de baja tensión se instalará un interruptor general.

Las protecciones de corriente alterna se situarán en un único cuadro eléctrico junto al cuadro de la instalación fotovoltaica. El cuadro de protecciones estará formado por una protección general y con protecciones independientes para cada inversor. Las protecciones utilizadas serán:

- Interruptor tetrapolar diferencial de 25A – 30mA
- Interruptor automático magnetotérmico tetrapolar de 25A con curva tipo C
- Interruptor general tripolar de 200A

La protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión vienen integradas en el inversor por lo que no será necesario una protección adicional para suplir esta necesidad.

## 5.9.3. Puesta a tierra

La ITC-BT-18 establece las condiciones para la puesta a tierra de las instalaciones. En el CAPÍTULO 2 se establecen las características que deberán tener las puestas tierra según la ITC-BT40 y la ITC-BT-18. En el ANEXO III se realizan los cálculos llevados a cabo para el dimensionamiento de las puestas a tierra. Las características de las mismas que las usadas en la fotovoltaica son las mostradas en la Tabla 15, a excepción de la pica que se utilizará solo una de 50cm.

## 5.7. ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA

La estimación de la generación se ha realizado introduciendo la curva del aerogenerador, Figura 31, en Excel. Excel no tiene en cuenta las posibles pérdidas debido a los cambios repentinos de velocidad y al tiempo de adaptación requerido por el aerogenerador para cada velocidad. Para suplir esta deficiencia se han considerado unas pérdidas del 15% respecto a los valores obtenidos por el programa. Este valor se ha estimado a partir de la comparación de otros modelos entre sus resultados de SAM y Excel.

La Figura 37 muestra la generación de energía estimada, ésta se mantiene cerca de los 15MWh mensuales. En invierno la producción es ligeramente superior superando los 30MWh. La energía producida por el aerogenerador reduciría en su mayor parte el consumo del Edificio 3P en invierno y hasta un quinto en los meses de verano. Aunque, al tratarse de un recurso de origen renovable, el horario de producción no puede fijarse para las horas de consumo del edificio, debido a esto parte de la energía sería cedida al resto del campus. El aerogenerador producirá siempre que haya viento sea de día o de noche a diferencia del módulo fotovoltaico, que solo podrá producir en las horas diurnas. Esta diferencia podría permitir el abastecimiento nocturno, algo que la fotovoltaica sin almacenamiento no podría lograr. La combinación de la fotovoltaica y la eólica podría permitir el abastecimiento total del Edificio 3P. Esto que en principio es una ventaja si el punto de vista es el abastecimiento del Edificio 3P, sería una desventaja al analizarlo globalmente pues las horas nocturnas son las de menor coste por lo que el ahorro obtenido en estas horas sería menor.

También a tener en cuenta que la producción de un año puede ser muy distinta a la de otro año debido a que el recurso eólico resulta muy variable y difícil de predecir. Por tanto, sería la posible tener años con una producción muy superior a la mostrada en la Figura 37 y otros por el contrario con una producción inferior.

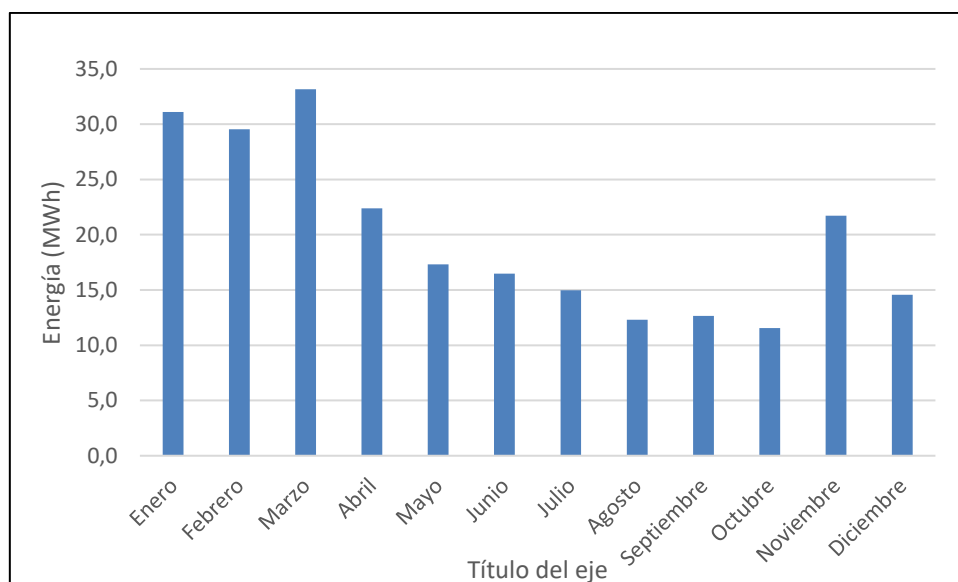


Figura 37 Generación eólica estimada

# **CAPÍTULO 6 CONTROL Y GESTIÓN**

El control y la gestión de una instalación eléctrica resulta fundamental para su correcto funcionamiento de forma que puedan detectarse posibles fallos y darles solución. Las instalaciones de energía renovable requieren de poco mantenimiento lo que facilita su gestión y control.

## **6.1. MONITORIZACIÓN**

La monitorización de las instalaciones resulta fundamental para conocer el estado y el funcionamiento de las mismas, y de esta forma poder detectar los posibles fallos que pudieran surgir. La monitorización consiste en recabar datos en tiempo real sobre la producción de la planta y el consumo en el punto de suministro. Con esta información puede conocerse el aprovechamiento que se está haciendo de la instalación y conocer si la producción prevista se corresponde a la realidad. La monitorización por tanto se realiza tanto en instalaciones de autoconsumo de hogares como en grandes plantas. Los distintos fabricantes de inversores están desarrollando plataformas cada vez más completas, estas permiten la recaudación de datos de forma remota y en tiempo real, así como la opción de solucionar pequeños fallos también de manera remota. El acceso remoto permite un gran ahorro en las posibles labores de mantenimiento que pudiera llegar a necesitar la instalación. Resulta una herramienta fundamental actualmente en cualquier planta ya sea pequeña o grande.

Cada inversor posee su propio sistema de monitorización integrado. Sin embargo, al utilizar distintos inversores en la parte fotovoltaica y la eólica es necesario un sistema que integre ambas instalaciones y obtener una monitorización completa de la planta. Se utilizará un registrador de datos o "data logger". La opción planteada es el SOLAR-LOG 2000, debido a que está preparado para instalaciones superiores a 100kWp permitiendo la monitorización de la planta y la gestión optimizada del consumo. Cuenta con un portal online dónde permite disponer de toda la información de forma remota. En el ANEXO VII se encuentra más información sobre este dispositivo.



**Figura 38 Solar - Log 2000**



Aunque este sistema permita el control de la instalación sería interesante al tratarse de una planta tan grande y particular al integrar fotovoltaica con eólica contar con un sistema propio de monitorización dónde con un SCADA se pudiesen incluir los parámetros de mayor interés. Resultaría de un gran interés contar con dos contadores de energía uno a la salida del Edificio 3P que permitiese comprobar la dependencia del Edificio de la Red y el autoconsumo de la planta y otro el propio del campus de forma que pudiese observarse de manera global la reducción en la demanda de energía de la red.

## **6.2. ANTIVERTIDO**

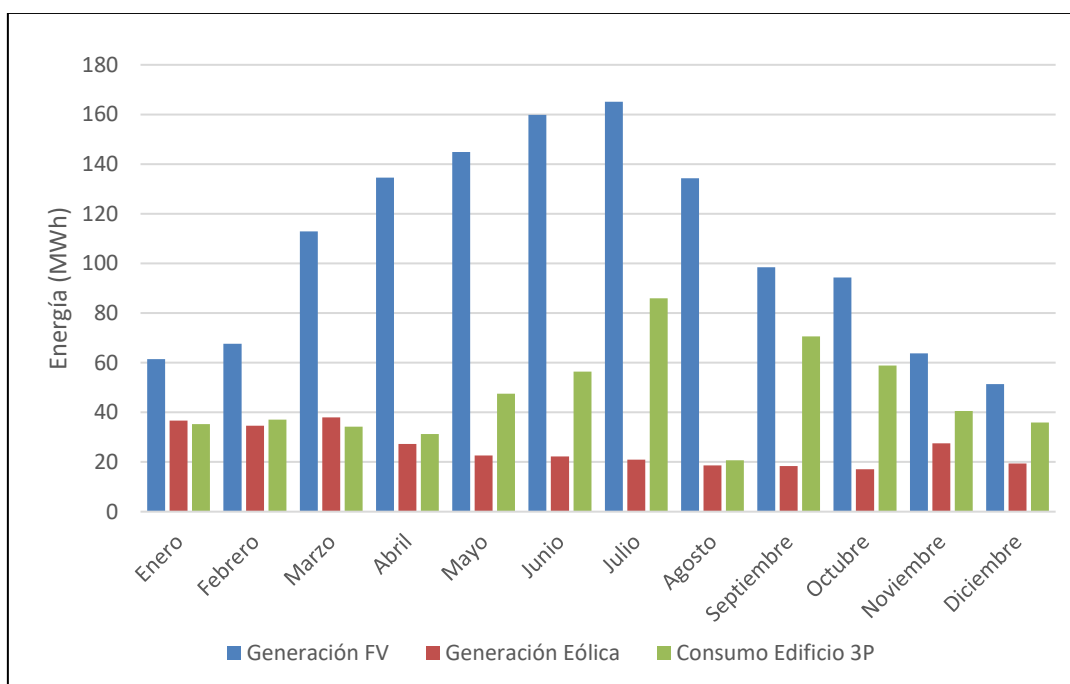
El Real Decreto de Autoconsumo 244/2019 [4] establece que las instalaciones de autoconsumo superiores a 100kW podrán acogerse a la modalidad de autoconsumo sin excedentes. Como se ha mencionado a lo largo del proyecto los excedentes de la instalación que no fuesen consumidos por el Edificio 3P serían consumidos por el resto del campus pues el consumo total es muy superior al del edificio. La mínima potencia demandada por campus es alrededor de 1500kW en las horas nocturnas por lo que la planta no llegará nunca a producir más de lo requerido por la universidad. Sin embargo, para cumplir la normativa, se debe instalar un sistema de antivertido. En el caso improbable en el que la planta produjese más energía de la consumida este sistema actuaría obligando a los inversores a igualar la curva de producción a la demanda evitando así los excedentes. El dispositivo SOLAR – LOG 2000 permite controlar la inyección a red actuando como sistema antivertido. Para poder conocer el flujo de la energía se requeriría un contador en el punto de suministro de la red de distribución a la UPV.

## CAPÍTULO 7. ANÁLISIS ENERGÉTICO

Una vez ha sido dimensionada la instalación se puede evaluar en términos de energía el impacto que tendría respecto al Edificio 3P y al Campus de Vera.

### 7.1. PRODUCCIÓN RESPECTO AL CONSUMO

La Figura 39 representa la generación de ambas instalaciones respecto al consumo del Edificio 3P. Se puede comprobar que la generación de una como de otra podrían en su mayor parte suplir las necesidades del edificio. Sin embargo, al no tratarse de un recurso renovable su aprovechamiento dependerá del horario en el que se produzca. Como se ha comentado anteriormente toda la energía sobrante sería consumida por el resto del Campus de Vera sin llegar a la red de distribución. De no contar con el campus para aprovechar esta energía el dimensionado de la instalación habría resultado completamente distinto de forma que no se produjesen excedentes o estos fueran mínimos. También se puede observar que a pesar de contar con una potencia fotovoltaica 7 veces superior a la eólica en invierno ambas producciones se acercan mucho. Como también se ha comentado la radiación en invierno es inferior a la de veranos, las horas de radiación son menores y los ángulos escogidos no favorecen la producción en esta época.



**Figura 39 Generación fotovoltaica y eólica y consumo del Edificio 3P.**

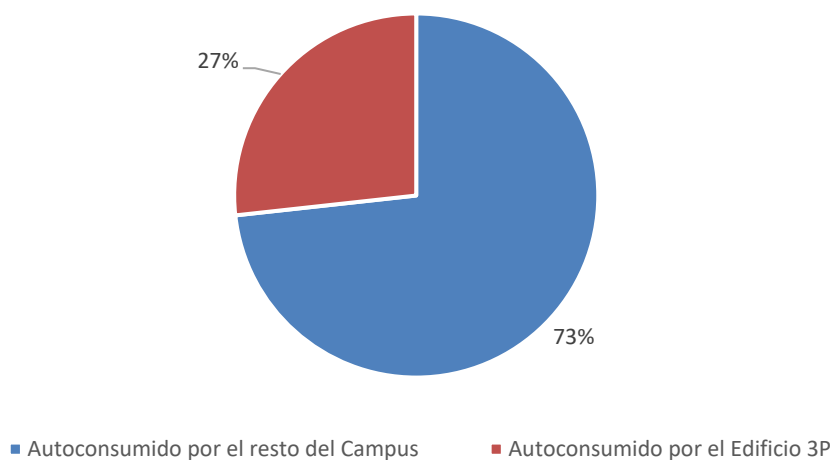
## 7.2. CONSUMO DE LA RED

La Tabla 24 muestra los consumos que tendrían el Edificio 3P y el Campus en general sin ninguna instalación o si se realizase la fotovoltaica, la eólica o ambas. El porcentaje muestra el consumo en esos casos respecto al original. La instalación fotovoltaica es muy superior a la eólica por lo que como era de esperar su reducción en el consumo es muy superior. Se puede suponer que el consumo diurno queda abastecido casi en su totalidad por la instalación fotovoltaica, si contase con ambas la eólica podría abastecer en su totalidad o en parte el consumo nocturno dependiendo de las condiciones de viento. La opción combinada de ambas instalaciones permite disminuir el consumo del edificio un 77%, si se contase con un sistema de almacenamiento sería posible cubrir el 100% de la demanda del edificio.

Repetidamente se ha comentado que la demanda del Campus de Vera era muy superior al del Edificio 3P. En la Tabla 24 se demuestra que efectivamente es así, la producción de las instalaciones solo lograría en su mejor caso reducir la dependencia de la red un 5,4% por lo que queda claro que efectivamente se aprovecharán todos los excedentes de la instalación. La Figura 40 muestra como tan solo el 27% de la producción total sería consumida por Edificio 3P.

**Tabla 24 Consumos de la red con las instalaciones.**

	<i>Edificio 3P</i>		<i>Campus de Vera</i>	
	Consumo (MWh)	Dependencia de la red	Consumo (MWh)	Dependencia de la red
<i>Original</i>	554 MWh	100%	27.939	100%
<i>Fotovoltaica</i>	217 MWh	39,1%	26.692	95,5%
<i>Eólica</i>	390 MWh	70,4 %	27.701	99,2%
<i>Combinada (FV + Eólica)</i>	150 MWh	27%	26.418	94,9%



**Figura 40 Autoconsumo**

# CAPÍTULO 8. ANÁLISIS ECONÓMICO

## 8.1. ANÁLISIS COSTES

Una vez se han dimensionado las instalaciones fotovoltaica y eólica se pueden calcular todos los costes derivados de la instalación, estos costes vienen desglosados en el Presupuesto. Parte de los costes como pueden ser los módulos, inversores, aerogenerador, etc., pueden relacionarse directamente con la instalación fotovoltaica o la eólica. En cambio, hay otros que no tienen una relación clara con ninguno de los dos, sino que estarían asociados al conjunto de ambos. Ejemplos de estos costes son los administrativos o los relacionados con el sistema de control. Para el análisis económico se han estimado todos los posibles costes del proyecto planteado. Se ha evaluado la inversión del conjunto de ambas instalaciones y cada una de forma individual. Para las valorizaciones individuales se han repartido los costes conjuntos de manera ponderada respecto a su potencia. Además del coste de ejecución material se han incluido el pago de impuestos (IVA 21%) y una comisión de beneficio (10%). Esta comisión representa el posible beneficio industrial que se llevaría una empresa al ejecutar este proyecto. La Tabla 25 muestra los distintos costes antes y después de la comisión y el IVA.

**Tabla 25 Costes de inversión**

	<i>Coste de ejecución</i>	<i>Coste + Beneficio industrial</i>	<i>Inversión total (IVA incl.)</i>
<i>Fotovoltaica</i>	655.258 €	720.784 €	872.149 €
<i>Eólica</i>	294.445 €	323.889 €	391.906 €
<i>Combinada (FV + Eólica)</i>	949.703 €	1.044.673 €	1.264.055 €

## 8.2. AHORRO OBTENIDO

El proyecto planteado tiene como fin la generación de energía eléctrica para el autoconsumo. Al autoconsumir energía, la energía comprada a la red disminuye lo que supone un ahorro. Como se mencionó en el CAPÍTULO 3, el Campus de Vera de la UPV cuenta con una Tarifa 6.1, es decir cuenta con seis periodos de consumo de energía. Estos periodos dependerán de la hora y el día del año. Dependiendo del periodo en el que se realice el consumo, el coste resultante será mayor o inferior y del mismo modo ocurrirá con el ahorro, que dependerá del momento en el que se produzca la energía. Para estimar dicho ahorro se debe calcular la energía que se producirá en cada periodo y multiplicarlo por su precio, Tabla 2. Al coste del kWh también se le deben añadir los impuestos derivados como el impuesto eléctrico (5,1127%) y el IVA (21%). La

Tabla 26 muestra la generación de cada fuente por periodos y el ahorro derivado. En la tabla se puede comprobar la importancia del periodo en el que se produzca la generación, el periodo 5 tiene una mayor producción que el periodo 1 en todas las alternativas sin embargo en el segundo se obtiene un ahorro mayor.

**Tabla 26 Producción y ahorro de cada alternativa por periodo.**

	<i>Fotovoltaica</i>		<i>Eólica</i>		<i>Combinada (FV + Eólica)</i>	
	Produc. (MWh)	Ahorro	Produc. (MWh)	Ahorro	Produc. (MWh)	Ahorro
<i>P1</i>	180,01	21.783 €	25,4	3.075 €	205,4	24.859 €
<i>P2</i>	111,03	12.010 €	28,0	3.033 €	139,1	15.044 €
<i>P3</i>	98,93	9.389 €	16,3	1.547 €	115,2	10.937 €
<i>P4</i>	143,20	12.545 €	27,2	2.387 €	170,4	14.932 €
<i>P5</i>	254,07	21.661 €	31,1	2.651 €	285,2	24.312 €
<i>P6</i>	460,89	38.486 €	109,7	9.157 €	570,5	47.643 €
<i>Anual</i>	1.248,1	115.875 €	237,8	21.850 €	1485,9	137.726 €

### 8.3. ANÁLISIS ECONÓMICO

La realización del análisis económico se ha realizado con HOMER GRID. El uso de esta herramienta permite introducir distintos parámetros como la degradación de paneles, la tasa de descuento, la inflación o el aumento en el precio de la electricidad. Para el análisis se han considerado 20 años de vida útil de la instalación. Si bien la fotovoltaica tiene una vida media de 25 años, la vida de la eólica es de 20 años, y con la intención de evitar una nueva inversión en aerogeneradores pasados esos 20 años se ha limitado la vida total a dicha cifra.

Se toman los valores de la Tabla 27 como parámetros económicos. Para realizar el análisis de la rentabilidad se calcula el valor actualizado neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) con las ecuaciones (8 – 1) y (8 – 2) y el payback.

**Tabla 27 Parámetros económicos**

	<i>Parámetros</i>
<i>Tasa de descuento (k) (%)</i>	8,0
<i>Inflación (%)</i>	2,0
<i>Tasa de descuento corregida (k') (%)</i>	5,88
<i>Vida útil (años)</i>	20
<i>Degradación (%/año)</i>	0,8
<i>Aumento precio electricidad (%)</i>	4

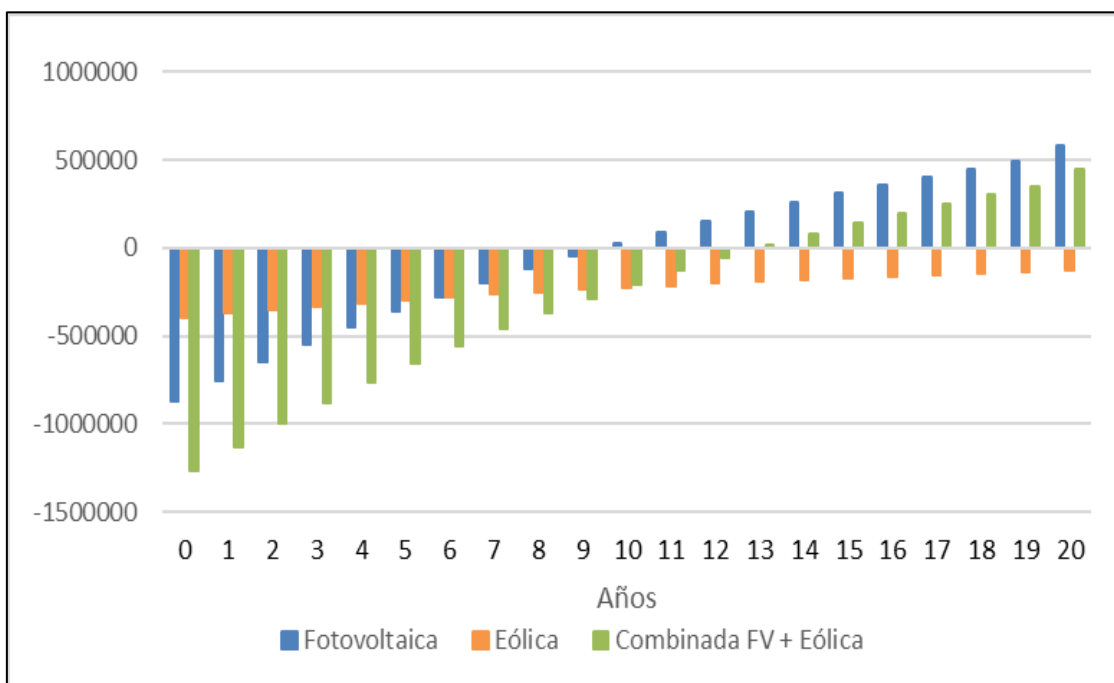
$$VAN = \sum_{t=1}^{20} \frac{Ahorro}{(1+k')^t} - Inversión\ inicial \quad (8-1)$$

$$\sum_{t=1}^{20} \frac{Ahorro}{(1+TIR)^t} - Inversión\ inicial = 0 \quad (8-2)$$

La Tabla 28 muestra los valores de VAN, TIR y PB simple y descontado. La opción más rentable sería la instalación fotovoltaica sola, seguida de la instalación combinada. La instalación eólica a pesar de que en principio recuperaría la inversión en 17 años no resultaría rentable ya que sería más provechoso invertir ese dinero en otro negocio antes que usarlo para esta instalación. La Figura 41 muestra el cash flow o flujo de caja acumulado anualmente, ésta permite de forma grafica mostrar como las inversiones para la fotovoltaica permiten recuperar dicha inversión y generar beneficios. Además, si se considerasen los 25 años de vida para la instalación fotovoltaico el ahorro acumulado final sería aún mayor.

**Tabla 28 Caracterización de la inversión**

	VAN	TIR	PB (años)	PB descontado (años)
Fotovoltaica	579.416 €	13 %	7,3	9,8
Eólica	-131.720 €	1,3 %	17	n/a
Combinada (FV + Eólica)	447.487 €	9,7 %	8,9	13



**Figura 41 Cash flow acumulado para cada alternativa.**

# **CAPÍTULO 9. ESTUDIO AMBIENTAL**

## **9.1. INTRODUCCIÓN**

La comunidad científica alerta sobre los riesgos del aumento de la temperatura media que está sufriendo el planeta. El IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático) recoge en un informe los impactos de un calentamiento global del 1,5°C, basado en ese informe la AEMET elaboró una guía resumida, [18]. En 2017 se alcanzó un aumento cercano a 1°C respecto a los niveles preindustriales, si este aumento continúa se destruirían ecosistemas perdiendo la diversidad de la que disponemos hoy. El aumento de la temperatura se atribuye principalmente a las emisiones de CO<sub>2</sub> de origen antropogénico. Estas emisiones han venido en su mayor medida de la industria y de la obtención de energía. La lucha contra el cambio climático ha supuesto por tanto el mayor impulso para la transición ecológica hacia las energías “verdes” libres de CO<sub>2</sub>. La Unión Europea de acuerdo con el Acuerdo de París se propuso entre sus objetivos que el 20% de su energía tuviese origen renovable en 2020 y del 32% para 2030 [19]. El objetivo del 20% no se ha cumplido en todos los países de la unión, entre ellos España se ha quedado en el 17,3%. El Real Decreto 244/2019 trata de dar un impulso al autoconsumo renovable de forma que para 2030 sea posible alcanzar el objetivo.

Aunque las energías renovables proporcionen una energía “limpia”, la fabricación y el transporte de los equipos implicará emisiones que deben analizarse. Para ello se elaboran análisis del ciclo de vida de las instalaciones. Las etapas analizadas serán las de fabricación y transporte de equipos a la instalación pues son las etapas de mayor impacto de CO<sub>2</sub>. Para el cálculo del ahorro de CO<sub>2</sub> obtenido se utiliza el mix. energético español (0,19t CO<sub>2</sub>eq/MWh), [20].

## **9.2. FOTOVOLTAICA**

### **9.2.1. Módulo fotovoltaico**

#### **Fabricación de módulos**

Actualmente China encabeza la producción de módulos fotovoltaicos, sin embargo, el mix energético del país asiático aún tiene una gran dependencia del carbón suponiendo casi el 60% de su producción eléctrica. Las emisiones en la fabricación unidas al transporte de los módulos pueden suponer una gran suma en su conjunto. Para que el balance final sea positivo estas emisiones deberán compensarse durante a lo largo de su vida útil.

En [21] se analiza las emisiones (CO<sub>2</sub>) producidas durante el proceso de extracción de materiales y fabricación de módulos policristalinos en China. Se toma el valor de emisiones de CO<sub>2</sub> por kilovatio pico (1466 gCO<sub>2</sub>/kWp). Con este valor se calcula las emisiones totales para la instalación fotovoltaica planteada (858,6kWp), Tabla 29.

## Transporte de módulos

Además de los procesos mencionados anteriormente la otra fuente de contaminación de los módulos fotovoltaicos es el transporte. El cálculo para las emisiones en el transporte se ha realizado con la *eCOcalculadora* del Port de Barcelona, [22]. En el ANEXO VIII se muestra el resultado de esta herramienta. Se ha considerado como punto de partida el puerto de Shangái al tratarse de uno de los puertos más importantes de China y como destino final Valencia. El recorrido marítimo ha terminado en Barcelona tras 20.264km, este transporte se suele realizar en buques portacontenedores como muestra la Figura 42. Desde Barcelona a Valencia se ha considerado el transporte terrestre recorriendo 422km. Las emisiones dadas por esta herramienta corresponden a un TEU (siglas en inglés que equivalen a contenedor marítimo que tiene unas dimensiones fijas aproximadas de 6,1x2,4x2,6m). Conociendo los  $\text{kgCO}_2/\text{TEU}$  (3.825  $\text{kgCO}_2/\text{TEU}$ ) solo es necesario calcular el número de contenedores requeridos para el transporte de los módulos. Se toma como hipótesis que los contenedores estarán completos de módulos, estimando una capacidad para 360 módulos por contenedor se obtienen los  $\text{kgCO}_2/\text{módulo}$  (10,625  $\text{kgCO}_2/\text{Módulo}$ ). Con este valor se calculan las emisiones totales vertidas en el transporte de los módulos, Tabla 29.



[www.worldenergytrade.com](http://www.worldenergytrade.com)

**Figura 42 Buque portacontenedor**

### 9.2.2. Inversor

SMA construyó en 2009 la mayor fábrica de inversores del mundo con emisiones neutras de  $\text{CO}_2$  [23]. Gracias a la fabricación neutra de estos inversores el único impacto que tendrían sería en su transporte. Siendo fabricados en Alemania su transporte hacia Valencia sería por carretera. La guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero [24] habla de camiones de diésel rígidos en transporte interurbano menores de 7,5Tn producen 402,72  $\text{gCO}_2/\text{km}$ , siendo la distancia estimada de 1.807 km se calculan las emisiones por inversor en su transporte. Puesto que se trata de un artículo existente en los almacenes de distribuidores españoles se considera que los camiones procedentes de Alemania transportarán el máximo de su capacidad. Estimando esa capacidad (11 inversores) se obtiene la contaminación por inversor en su transporte (66,16  $\text{kgCO}_2/\text{inversor}$ ). Conocido este valor se calculan las emisiones totales del transporte, Tabla 29.



### 9.2.3. Emisiones generadas por la fotovoltaica

La Tabla 29 recoge las emisiones calculadas en la fabricación de los módulos y el transporte de ellos y los inversores. Las emisiones emitidas durante estas etapas del ciclo de vida de la instalación se recuperan en menos de seis años. Si se supone una vida de unos 25 años se lograría ahorrar una gran cantidad de emisiones a la atmósfera. Los módulos fotovoltaicos pueden ser reciclados con el avance de la tecnología se espera que esto cada vez sea más frecuente de forma que cuando termine su vida útil no termine en un vertedero.

**Tabla 29 Emisiones CO<sub>2</sub> de la instalación fotovoltaica**

<i>Emisiones kgCO<sub>2</sub> de la fotovoltaica</i>	
<i>Fabricación (tCO<sub>2</sub>)</i>	1258,7
<i>Transporte (tCO<sub>2</sub>)</i>	23,1
<i>Ahorro(tCO<sub>2</sub>)</i>	223,4
<i>PB CO<sub>2</sub> (años)</i>	5,73

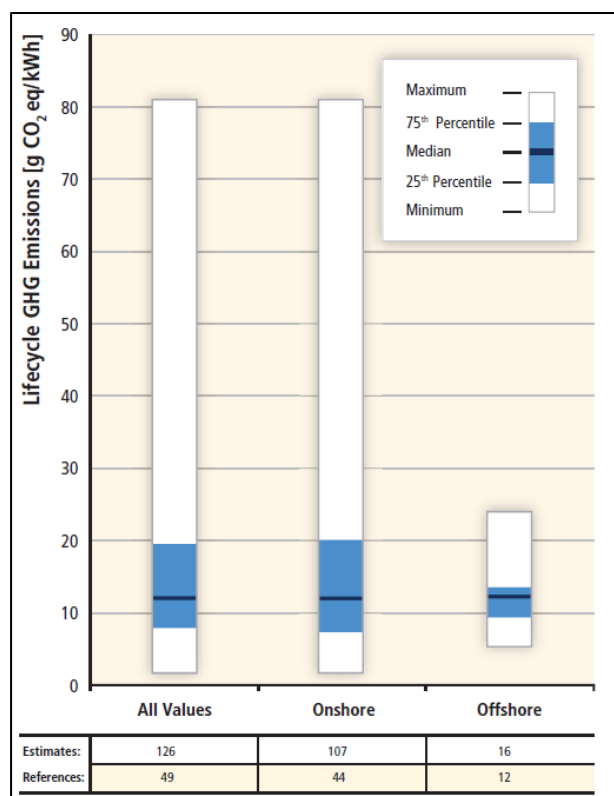
## 9.3. EÓLICA

### 9.3.1. Aerogenerador

#### Fabricación

El aerogenerador eólico escogido “Smarttwiner ST2000” es fabricado en Ourense. La fabricación en España supone dos ventajas principales. La primera es que en España las energías renovables se encuentran ampliamente integradas por lo que la producción de energía eléctrica es más “limpia”. En 2018 el conjunto de todas las renovables supuso el 38,4% de la energía eléctrica total, mientras el carbón apenas supuso el 14,3% [1]. Con el paso de los años se espera que el porcentaje de renovables aumente lo que supondría también una industria más limpia y una disminución mayor del impacto ambiental.

Los estudios acerca del impacto del ciclo de vida de las turbinas son más limitados y se encuentran focalizados en las grandes turbinas y parques. En [25] se hace una recopilación bibliográfica de distintos estudios sobre el análisis de emisiones del ciclo de vida de instalaciones en tierra (on-shore) y en mar (off-shore). La Figura 43 representa la distribución de los estudios y las estimaciones realizadas por parte de los autores del informe. Para instalaciones on-shore utilizaron 44 referencias. Los valores de emisiones presentados se encuentran en gCO<sub>2</sub>eq por kWh generado. Al no tratarse de estudios específicos para la tecnología empleada en este proyecto se toma como emisiones para el aerogenerador un valor pesimista el percentil 75 (20 gCO<sub>2</sub>eq/kWh). Se plantea la hipótesis que en el cálculo de este valor se tomó una ubicación con buenas características de viento pues es dónde habitualmente se ubican los parques eólicos y se estimó una vida útil de 20 años. Para transformar este valor a gCO<sub>2</sub>eq/kW se emplea la herramienta [26] para calcular la producción de una turbina (Enair 200) en Tarifa (Cádiz), se escoge este sitio al ser un lugar con buenas características eólicas y que cuenta con un gran parque eólico. Se obtiene el valor de 1433 kgCO<sub>2</sub>eq/kW con este valor se obtiene las emisiones de la turbina, Tabla 30.



Wind Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation

**Figura 43 Grafica**

## Transporte

Al ser ensamblado en España los km que debe recorrer para llegar hasta Valencia apenas superan los 850km y sería realizado por carretera. Se toma de nuevo el valor de 402,72 gCO<sub>2</sub>/km, en este caso se considera un único camión para el transporte de los aerogeneradores y sus reguladores, Tabla 30.

### 9.3.2. Inversores eólica

Los inversores solaX power son fabricados en China por lo que al igual que ocurría con los paneles contarán con mayores emisiones en su fabricación y deberán ser transportados hasta España y Valencia. Para la fabricación del inversor se toma el valor 124 kgCO<sub>2</sub>eq/kWp de [21], con este valor y la potencia eólica (120kW) se obtendrían sus emisiones, Tabla 30.

El transporte de los inversores se realizaría, al igual que en los paneles, en buques portacontenedores. Se toma el mismo valor de emisiones 3.825 kgCO<sub>2</sub>/TEU, de nuevo se calcula la capacidad de los contenedores para el transporte de inversores. Se estima una capacidad de unos 320 inversores por contenedor. Las emisiones por inversor serían por tanto de 12 kgCO<sub>2</sub>eq/inversor.

### 9.3.3. Emisiones generadas por la eólica

La Tabla 30 recoge los valores de emisiones de la instalación eólica en sus procesos de fabricación y transporte. La recuperación de las emisiones se lograría en tan solo 3 años más rápido que con la instalación fotovoltaica, aunque al ser un sistema de menor potencia en términos globales el ahorro será muy inferior.

**Tabla 30 Emisiones CO<sub>2</sub> de la instalación eólica**

<i>Emisiones kgCO<sub>2</sub> de la eólica</i>	
<i>Fabricación (tCO<sub>2</sub>)</i>	172
<i>Transporte (tCO<sub>2</sub>)</i>	0,5
<i>Ahorro (tCO<sub>2</sub>)</i>	45,2
<i>PB CO<sub>2</sub> (años)</i>	3,8

### 9.4. CONCLUSIONES ACERCA DEL IMPACTO AMBIENTAL

En el estudio al igual que a lo largo del trabajo se han analizado las distintas tecnologías por separado. La separación permite tener una mejor idea del impacto de cada una de ellas. Ambas instalaciones logran recuperar las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas durante su fabricación y transporte. Sin embargo, existen otros impactos que podrían ser evaluados estos serían: la emisión de otros contaminantes como son el N<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, etc.; la extracción de minerales o la acidificación de las aguas. Estos impactos no podrían corregirse durante la vida útil de las instalaciones por lo que se debe, en origen, evitar que llegue al medio natural. Por otro lado, a medida que los sistemas eléctricos y transporte aumenten su dependencia de las renovables y abandonen los recursos fósiles se logrará disminuir el impacto total de las tecnologías, en un futuro se espera que lleguen a valores neutros.

# CAPÍTULO 10. CONCLUSIONES

## **10.1. CONCLUSIONES**

Durante el desarrollo de este proyecto se ha podido demostrar que la universidad cuenta con espacios desaprovechados que podrían utilizarse para la generación de energía eléctrica. Actualmente la universidad cuenta con un consumo muy elevado por lo que si fuese posible aprovechar esos espacios se lograría un gran ahorro económico. También serviría de ejemplo para la sociedad, otras universidades o como inspiración a los alumnos que acuden allí.

Este proyecto ha supuesto algunos retos, especialmente a la hora de encontrar la información referente a instalaciones de autoconsumo superiores a los 100kW. La literatura y la legislación está enfocada al pequeño consumo por lo que la información puede ser en ocasiones difícil de hallar. Los equipos utilizados y las características técnicas también han supuesto un reto al trabajar con grandes potencias e intensidades.

La instalación fotovoltaica está muy consolidada hoy en día por lo que por sí misma es posible rentabilizarla. El recurso que utiliza es fácil de predecir en términos globales por lo que las simulaciones realizadas resultan bastante fiables. El diseño de la instalación resultante ha sido de 2120 paneles de 405W cada uno lo que supone una potencia total de 858,6kW. Esta formado además por 8 inversores de 100kW cada uno. Se contarían con dos ángulos diferentes de 5,3º para la zona sur y de 8,7º para la zona norte. La instalación obtendría una generación de 1248MWh anuales, su inversión sería de 872.148 €, con un ahorro estimado de 115.875 € tendría un payback de 7,3 años. La reducción de la demanda de consumo sería del 4,5% en el campus. El uso de la cubierta del Edificio 3P podría llegar a producir el doble de la energía que requiere ese edificio. Si se planteasen instalaciones similares en las distintas cubiertas de la universidad se lograría en su mayor parte abastecer a la universidad de energía y tener una dependencia muy inferior de la red.

La tecnología eólica al contrario de lo que ocurre con la fotovoltaica no se encuentra tan consolidada. La instalación eólica estaría formada por 60 turbinas de 2kW y con 12 inversores de 10kW, la potencia total sería por tanto de 120kW. La generación estimada sería de 237,8kWh con una inversión de 391.906 €, con un ahorro estimado de 21.850€, el payback sería de 17 años, aunque en teoría la inversión se recuperaría, en la práctica no resulta rentable, pues sería de mayor interés invertir ese dinero en otro proyecto. La reducción en la demanda total de la red sería del 0,8%. Sería interesante, antes de realizar una instalación similar, esperar a que la oferta disponible de la eólica de autoconsumo fuese superior y de esta forma sea competitiva.

La instalación combinada de la fotovoltaica y la eólica tendría una potencia total de 978,6kW y una producción de 1485,8kWh. Esto supondría una reducción en el consumo eléctrico del

Campus de Vera del 5.1% y del 73% en el Edificio 3P. El ahorro anual estimado sería de 137.726€ lo que supondría un payback de 8,9 años con una inversión de 1.264.055 €.

Finalmente, gracias a este proyecto se ha podido comprobar que las instalaciones de autoconsumo de gran envergadura son algo complejas, aunque posibles. En el futuro probablemente dichas instalaciones serán muy habituales en todo tipo de administraciones. Como diseño final se propondrá únicamente la instalación fotovoltaica que es la de mayor rentabilidad económica. La opción combinada de fotovoltaica y eólica resulta de menor interés pues la eólica no beneficia al conjunto.

## **10.2. DESARROLLO FUTURO**

El desarrollo futuro que se propone a partir de este trabajo sería en primer lugar el desarrollo del mismo en la universidad a esta escala o a una menor. Se ha comprobado que este proyecto podría resultar de interés para la universidad y su desarrollo permitiría destacarse entre otras universidades.

También como complemento a este proyecto se propone la realización del proyecto de seguridad y salud que dado su envergadura no se ha podido realizar dentro de este trabajo. Y de igual forma ocurriría con el sistema de control. Sería interesante realizar un sistema de control propio que permitiese integrar los distintos equipos necesarios y ser fácilmente ampliable ya que si en el futuro se desease abastecer toda la universidad la planta necesaria sería muy superior a la planteada en este trabajo. Continuando con esto se podría realizar un estudio para conocer las dimensiones de la instalación que sería necesario para abastecer a toda la universidad.

Por último, se comentó que el sombreado de la instalación de HVAC con el techo solar podría llegar a suponer un mejor funcionamiento de sus equipos. Sería posible realizar un estudio específico sobre ello para comprobar si efectivamente ocurriría de ese modo.



## CAPÍTULO 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, «Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2018,» 26 Junio 2019. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-de-energias-renovables/informe-2018>. [Último acceso: 17 Marzo 2020].
- [2] Comisión Europea, *Seamos climáticamente neutros en 2050*, Publicaciones de la UE, 2018.
- [3] IDAE, «Borrador actualizado del plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030,» 20 Enero 2020. [En línea]. Available: [https://www.miteco.gob.es/images/es/pniec\\_2021-2030\\_borradoractualizado\\_tcm30-506491.pdf](https://www.miteco.gob.es/images/es/pniec_2021-2030_borradoractualizado_tcm30-506491.pdf). [Último acceso: 17 Marzo 2020].
- [4] «Real Decreto de Autoconsumo 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.,» BOE, 2019.
- [5] B. O. d. Estado, *Reglamento electrotécnico para baja tensión*, Madrid: Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado, 2020.
- [6] «Guía Técnica de aplicación: Insatlciones Generadoras de Baja Tensión (Guía BT 40),» Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013.
- [7] «Guía Técnica de aplicación: Instalaciones en locales de características especiales (ITC-BT-30),» Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2009.
- [8] «Guía Técnica de aplicación: protecciones. Instalaciones de Puesta a Tierra (ITC-BT-18),» Ministerio de industria, turismo y comercio, 2005.
- [9] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, «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,» Boletín Oficial del Estado (BOE), España, 2011.
- [10] J. C. U. Lázaro, «Informe final de adjudicación expediente MY18/00702/S/81 y propuesta de adjudicación,» UPV, Valencia, 2018.
- [11] «Contratación del estado,» [En línea]. Available: [https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/09ebabfc-308b-4733-a4bc-e9f2e7c27b6f/DOC\\_CD2018-332632.pdf?MOD=AJPERES](https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/09ebabfc-308b-4733-a4bc-e9f2e7c27b6f/DOC_CD2018-332632.pdf?MOD=AJPERES). [Último acceso: 14 04 2020].
- [12] J. M. M. Muñiz y R. C. García, *Energía Solar Fotovoltaica 6ª ed*, Madrid: Fundación Confemental, 2011.
- [13] NREL, «NREL,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>. [Último acceso: 19 06 2020].

- [14] J. A. Roca, «El Periodico de la Energía,» 15 05 2020. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/ja-solar-se-une-a-la-carrera-para-producir-modulos-solares-de-mas-de-500w-de-potencia/>. [Último acceso: 19 06 2020].
- [15] E. Comission, «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,» 11 Noviembre 2019. [En línea]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html#PVTR](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#PVTR).
- [16] IDAE, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,» Madrid, 2011.
- [17] Smarttwister, «Smarttwister,» 01 06 2020. [En línea]. Available: <http://www.smarttwister.es/index.php/es/>. [Último acceso: 2020].
- [18] Aemet T y OECC, « Cambio Climático: Calentamiento Global de 1,5°C.,» Agencia Estatal de Meteorología y Oficina Española de Cambio Climático. Ministerio para la Transición Ecológica, Madrid, 2018.
- [19] Unión Europea, «Comisión Europea,» [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/polices/strategies/2030\\_es#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/polices/strategies/2030_es#tab-0-0). [Último acceso: 26 Junio 2020].
- [20] R. E. D. ESPAÑA, «Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España,» 2020.
- [21] M. (. d. Wild-Scholten, «Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic system,» *Solar EnergyMaterials&SolarCells*, vol. 119, pp. 296-305, 2013.
- [22] Port de Barcelona, «Port de Barcelona,» [En línea]. Available: <http://planol.portdebarcelona.cat/ecocalc/index.html?idioma=1>. [Último acceso: 02 04 2020].
- [23] «Revista DYNA,» 4 Septiembre 2009. [En línea]. Available: <https://www.revistadyna.com/resena-de-libros/sma-solar-technology-ag-inaugura-mayor-fabrica-de-inversores-del-mundo-con-cero-emisiones-de-co2>. [Último acceso: 24 Junio 2020].
- [24] Oficina Catalana del Canvi Climàtic, «Govern Illes Balears,» Marzo 2011. [En línea]. Available: <http://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST234Z197531&id=97531>. [Último acceso: 30 Marzo 2020].
- [25] R. Wiser, Z. Yang, M. Hand, O. Hohmeyer, D. I. eld, P. H. Jensen, V. Nikolaev, M. O'Malley, G. Sinden y A. Zervos, «Wind Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation,» Cambridge University Press, Cambridge (UK); New York (NY, USA), 2011.
- [26] Enair, «enair,» [En línea]. Available: <https://www.enair.es/>. [Último acceso: 23 04 2020].
- [27] Prysmian Club, «Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo,» 10 Septiembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>. [Último acceso: 29 Junio 2020].
- [28] NREL, «NREL System Advisor Model (SAM),» 11 Noviembre 2019. [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/>.



- [29] «UPV,» 12 Noviembre 2019. [En línea]. Available: <http://www.upv.es/plano/plano-2d-es.html>.
- [30] AENOR, *Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos*, Madrid: AENOR, UNE-EN-50618.
- [31] M. V. López, *Ingeniería de la Energía Eólica*, Barcelona: marcombo, 2012.
- [32] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, «Las energías renovables en el sistema eléctrico español,» 2018.
- [33] Argolabe Ingeniería SL, «Argolabe Ingeniería SL,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.argolabe.es/aerogenerador-100kw.html>. [Último acceso: 23 04 2020].
- [34] Inocua, «Inocua.es,» 2017. [En línea]. Available: <http://inocua.es/clases-como-determina-emplazamiento-viento/>. [Último acceso: 30 04 2020].
- [35] Arvizu, D., P. Balaya, L. Cabeza, T. Hollands, A. Jäger-Waldau, M. Kondo, C. Konseibo, V. Meleshko, W. Stein, Y. Tamaura, H. Xu y R. Zilles, «Direct Solar Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation,» Cambridge University Press, Cambridge; United Kingdom and New York, 2011.
- [36] enair, «enair: ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN EÓLICA Y SOLAR,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.enair.es/es/app/>. [Último acceso: 24 Junio 2020].
- [37] Generalitat de Catalunya Comision Interdepartamental del Cambio Climático, «Guía Práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI),» Barcelona, 2011.
- [38] MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones,» Boletín Oficial del Estado (BOE), 2019.
- [39] Instituto de Ingeniería Energética, «Instituto de Ingeniería Energética: Labder,» [En línea]. Available: <http://www.iie.upv.es/labder>. [Último acceso: 25 Junio 2020].
- [40] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial,» Boletín Oficial del Estado (BOE), España, 2007.



# **PRESUPUESTO**



# MEDICIONES Y PRESUPUESTO

## 1. MEDICIONES

**Tabla P. 1 Generador Fotovoltaico**

<i>Código</i>	<i>Uds</i>	<i>Concepto</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Coste</i>
1.01	u	Módulo fotovoltaico policristalino Hiku CSW3 - 405	2120	283.338 €
1.02	u	Inversor SMA Highpower peak 3 100-20	8	48.028 €
1.03	u	Gestor energía trifásica SMA	1	688 €

**Tabla P. 2 Generador Eólico**

<i>Id</i>	<i>Uds</i>	<i>Concepto</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Coste</i>
2.01	u	Aerogeneradores ST2000	60	188.400 €
2.02	u	Rectificador/Regulador RST2000	60	30.000 €
2.03	u	Inversor SolaX power X3 Hybrid 10,0T HV 10000VA	12	33.530 €
2.04	u	Gestor de energía trifásica SolaX power	1	200 €

**Tabla P. 3 Material estructural y eléctrico**

<i>Id</i>	<i>Uds</i>	<i>Concepto</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Coste</i>
3.01	PA	Conductores de corriente alterna y continua	1	44.969 €
3.02	PA	Equipo de control y comunicación	1	1.691 €
3.03	PA	Puesta a tierra	1	277 €
3.04	PA	Cuadro de protecciones eléctricas	1	39.862 €
3.05	PA	Tubos y canaletas protectoras	1	12.600 €
3.06	u	Estructura triangular Sunfer	560	18.450 €
3.07	u	Estructura triangular elevada Sunfer	1560	122.064 €
3.08	PA	Elementos de fijación, lastre y tornillería	1	7.396 €

**Tabla P. 4 Ejecución de la instalación**

<i>Id</i>	<i>Uds</i>	<i>Concepto</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Coste</i>
4.01	PA	Mano de obra: Montaje e instalación	1	84.095 €
4.02	Pa	Prueba, puesta en marcha y monitorización	1	300

**Tabla P. 5 Gestión administrativa e ingeniería**

<i>Id</i>	<i>Uds</i>	<i>Concepto</i>	<i>Cantidad</i>
5.01	u	Proyecto técnico	1
5.02	u	Certificado de dirección de obra	1
5.03	u	Certificado de Instalación Eléctrica BT	1
5.04	u	Alta en la Generalitat	1

**2. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL**

El presupuesto de ejecución material (PEM) tiene un valor de 949.703 €. Este presupuesto incluye el coste de los materiales y de la mano de obra. No se incluyen otros costes como el beneficio industrial al obtener la obra por parte de la empresa ejecutora ni impuestos como el IVA u otras tasas. La Tabla P. 6 muestra el resumen del presupuesto con los identificadores utilizados en el apartado Mediciones.

**Tabla P. 6 Resumen PEM**

<i>Identificador</i>	<i>Concepto</i>	<i>Importe</i>
1	Generador Fotovoltaico	332.054 €
2	Generador Eólico	252.130 €
3	Material estructural y eléctrico	247.310 €
4	Ejecución de la instalación	84.395 €
5	Gestiones administrativas e ingeniería	33.814 €
<i>Total</i>		949.703 €

El valor obtenido en el PEM es multiplicado por un coeficiente de beneficio de la empresa instaladora del 10% y por el IVA 21%. La inversión total de la instalación sería de 1.264.055 €.

# **ANEXOS**





# ANEXO I FACTURA ELÉCTRICA UPV

## I.I. CONDICIONES DEL CONTRATO

La Universitat Politècnica de València como organismo público debe someter a concurso público la contratación de del suministro eléctrico. Para el concurso del suministro de 2019 se ofrecieron las condiciones recogidas en la Tabla A.I 1 para el Campus de Vera. Estas condiciones vienen recogidas en el Informe final de adjudicación expediente: MY18/00702/S/81. Cada empresa concursante tuvo que ofrecer una oferta para las condiciones mostradas en la tabla.

**Tabla A.I 1 Condiciones contrato eléctrico UPV 2019. Tarifa 6.1**

<i>Tarifa 6.1</i>	<i>Potencia contratada Pci (kW)</i>	<i>Termino de potencia Tpi (€/kW)</i>	<i>Consumo de energía previsto Qi (kWh)</i>
<i>P1</i>	11830	39,139427	5.810.000
<i>P2</i>	11830	19,586654	5.800.000
<i>P3</i>	11830	14,334178	3.460.000
<i>P4</i>	11830	14,334178	4.925.000
<i>P5</i>	11830	14,334178	6.205.000
<i>P6</i>	11830	6,540177	15.215.000

## I.II. CÁLCULO PRECIO DE LA ENERGÍA PARA 2019

El cálculo de los términos de energía y el precio medio de cada propuesta se realizó siguiendo los términos recogidos en el: *Pliego de condiciones técnicas particulares para el contrato de suministro de energía eléctrica a la universidad politécnica de valencia en sus instalaciones de media y baja tensión* [27].

Las ofertas para la tarifa 6.1 se realizaran con un precio ligado a la OMIE, para la oferta se establece este valor en 5,237. La oferta se presentan el precio medio para la tarifa 6.1 calculado a partir de los índices Ai y Bi, estos índices representan:

- Ai: Precio fijo por periodo que incluye los costes:
  - o Capacidad
  - o Operador del sistema
  - o Operador del mercado
  - o Los peajes (tarifas de acceso establecidas en la orden IET/107/2014)

- Los servicios de ajuste
- Margen de la comercializadora, en cts€/kWh
- Bi: coeficiente de ponderación adimensional para cada periodo. Corresponde a los coeficientes de pérdidas en la red y la tasa municipal. Este término es un coeficiente para aplicar sobre los precios de OMIE.

El pliego de condiciones establece que a partir de los índices de cada periodo se calculan los índices medios para cada oferta con (A.I-1) y (A.I-2). A partir de estos índices medios se calcula el precio medio de la energía con (A.I-3). Para el proyecto realizado interesaba conocer el término de energía para cada periodo pues dependiendo del horario de producción el ahorro obtenido variaría. Para calcular los términos individuales se ha utilizado (A.I-3) con los términos Ai y Bi de cada periodo. Este precio no sería completamente exacto en la realidad pues el valor de OMIE puede variar sin embargo si permite obtener una estimación satisfactoria.

$$A_m = \frac{\sum(A_i * Q_i)}{\sum Q_i} \quad (\text{A.I-1})$$

$$B_m = \frac{\sum(B_i * Q_i)}{\sum Q_i} \quad (\text{A.I-2})$$

$$TQ_m = \frac{(A_m + B_m * OMIP)}{100} \quad (\text{A.I-3})$$

Para el cálculo del precio medio final P<sub>m6.1</sub> se utiliza (A.I-4) con los términos de tarifa media de energía TQ<sub>m</sub>, los términos de la potencia y el impuesto eléctrico. Estos términos son divididos entre el consumo total estimado de forma que se obtiene un precio medio en €/kWh lo que facilita la comparación entre ofertas.

$$P_{m6.1} = \frac{(\sum(P_{ci} * TP_i) + (\sum(P_{ci} * TP_i) * 1,051127)}{\sum Q_i} \quad (\text{A.I-4})$$

### I.III. PRECIO ENERGÍA

La empresa ganadora del concurso en 2019 fue Nexus Energía S.A., esta empresa fue la que ofreció el precio medio más bajo de todas las empresas concursantes. Para la Tarifa 6.1 que es la existente en el Campus de Vera se ofrecieron los términos mostrados en la Tabla A.I 2.

**Tabla A.I 2 Índices Ai y Bi. Oferta Nexus Energía**

Tarifa 6.1	Ai (c€/kWh)	Bi	Pm (€/kWh)
P1	3,842914	1,083	0,110131
P2	2,801714	1,089	
P3	1,832514	1,075	
P4	1,242414	1,0780	
P5	1,089214	1,072	
P6	0,867714	1,088	

La Tabla A.I 3 muestra los precios de energía para los años 2018 y 2019. Los términos de 2019 se han calculado mediante el procedimiento mencionado y los índices mostrados en la Tabla A.I 2. En cambio, los de 2018 se tomaron directamente los precios de las facturas eléctricas de Iberdrola de 2018. Para el precio medio de la energía de 2018 sí se utilizó la ecuación (A.I-4) con los precios de potencia mostrados en la factura (Tabla A.I 4), una potencia de 11.200kW y el consumo previsto para 2019 de la Tabla A.I 1.

**Tabla A.I 3 Precios electricidad 2018 y 2019**

Tarifa 6.1	Precio (€/kWh)	
	2018	2019
P1	0,104697	0,095146
P2	0,091099	0,085048
P3	0,069745	0,074623
P4	0,064139	0,068879
P5	0,062779	0,067033
P6	0,055667	0,065656
Pm	0,105151	0,110131

**Tabla A.I 4 Término de potencia para 2018**

<i>Término de Potencia (€/kW)</i>	
<i>P1</i>	39,139315
<i>P2</i>	19,58663
<i>P3</i>	14,33428
<i>P4</i>	14,33428
<i>P5</i>	14,33428
<i>P6</i>	6,54007

## ANEXO II DISEÑO SAM SOLAR

El diseño de un sistema fotovoltaico en SAM puede realizarse con dos herramientas distintas (PVWatts Model y Detailed Photovoltaic). El primer modelo es un modelo más sencillo que permite un prediseño. El segundo es un modelo más complejo dónde ya tiene en cuenta la tecnología que va a utilizarse. Los dos modelos de SAM para la simulación fotovoltaica utilizan los mismos datos de radiación, este sería el único paso que es idéntico en ambos. Todos los proyectos abiertos en SAM permiten contar con distintas pestañas lo que permite tener en un mismo archivo distintas simulaciones, aunque todas deben usar el mismo modelo de simulación. Una vez realizada la simulación pueden descargarse los datos en Excel o csv.

### II. I RECURSO SOLAR

La simulación correcta de la producción eléctrica de una tecnología renovable requiere de datos locales climáticos. SAM cuenta con una librería con distintas localizaciones de EEUU. Para localizaciones exteriores a EEUU es posible introducir archivos propios en la librería. Existen dos modos de introducir estos datos. Se puede recurrir a los PVGIS [14], dónde se puede descargar el año meteorológico tipo (tmy) en formato epw. La otra alternativa es crear un archivo csv con el formato adecuado, en *help* aparecen las indicaciones necesarias para ello. Para el proyecto planteado se utiliza el tmy con los de los años 2005-2014.

### II.II PVWATTS

El modelo *PVWATTS* permite realizar un análisis preliminar de una manera más sencilla. Solo cuenta con un aparatado para el diseño del sistema lo que simplifica el proceso y permite un rápido aprendizaje. Este modelo es la implementación de la calculadora fotovoltaica en línea de NREL, aunque incluyendo la opción del sombreado.

El modelo realiza suposiciones acerca de las características del módulo y el inversor. Únicamente permite escoger entre tres tipos de módulos: *Standard*, *Premium* y *Thin film*. El módulo premium cuenta con una eficiencia del 19%, se escoge al ser la más similar a la del módulo escogido (Hiku CS3W-405). Además de escoger el tipo de módulo, los demás parámetros eléctricos que deben incluirse es la potencia total, la ratio DC/AC y la eficiencia del inversor, Figura A.II 1.

System Parameters	
System nameplate size	631.8 kWdc
Module type	Premium
DC to AC ratio	1.053
Rated inverter size	600.00 kWac
Inverter efficiency	96 %

Figura A.II 1 Parámetros del sistema, Caso 2N.

A parte de los parámetros del sistema otros datos que pueden incluirse son la orientación, las pérdidas, el sombreado y las pérdidas por disponibilidad. La orientación permite introducir el azimut, la inclinación y el tipo de array, Figura A.II 2. No es posible introducir distintas orientaciones para distintos arrays solo podría meterse una sola. Si fuese necesario simular para distintas orientaciones o inclinaciones, como en el proyecto realizado con la zona norte y sur, sería necesario utilizar distintos archivos.

**Figura A.II 2 Inclinación y orientación, Caso 2N.**

Se pueden introducir, si son conocidas, las pérdidas fijas del sistema, de nieve, conexión, disponibilidad, sombras, etc. Al no conocerlas se mantienen los valores que vienen por defecto en SAM, Figura A.II 3. Las pérdidas de sombras pueden ser introducidas como fijas o calcularlas con la calculadora de sombras 3D dónde se puede dibujar la instalación con los elementos que tenga alrededor, pudiendo incluir sombras de árboles o edificios. Para este proyecto como se comentaba anteriormente no habría sombras por árboles o edificios por lo que solo se dibujarían los paneles, Figura A.II 4. Al introducir la superficie de los paneles permite el cálculo de las pérdidas por sombreado de unos paneles sobre otros. Tal como se comentó en el capítulo 4 con el criterio de separación de 2,8m en los casos 1N, 2S y 3S se obtenían 4 h de radiación directa el 22 de diciembre puede verse en la Tabla A.II 1. Como se puede observar de 11 a 14 son las únicas horas con un valor cero de pérdidas por sombreado.

**Figura A.II 3 Valores de pérdidas.**

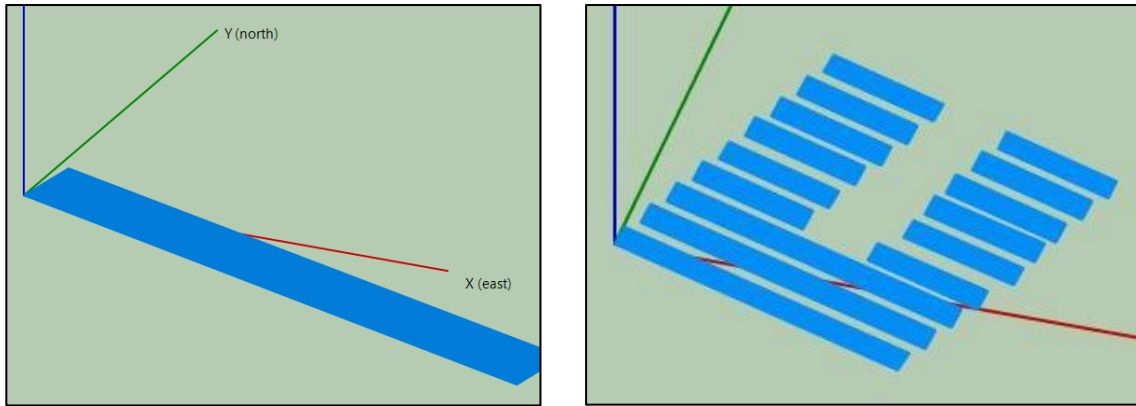


Figura A.II 4 Modelo 3D calculadora, Caso 2N (izq), Caso 2S (der)

Tabla A.II 1 Porcentaje de pérdidas por sombreado el día 22 de diciembre

*22 de diciembre*

<i>0:00:00</i>	100	<i>12:00:00</i>	0
<i>1:00:00</i>	100	<i>13:00:00</i>	0
<i>2:00:00</i>	100	<i>14:00:00</i>	0
<i>3:00:00</i>	100	<i>15:00:00</i>	2,2863
<i>4:00:00</i>	100	<i>16:00:00</i>	20,8865
<i>5:00:00</i>	100	<i>17:00:00</i>	58,4128
<i>6:00:00</i>	100	<i>18:00:00</i>	100
<i>7:00:00</i>	100	<i>19:00:00</i>	100
<i>8:00:00</i>	59,659	<i>20:00:00</i>	100
<i>9:00:00</i>	20,1041	<i>21:00:00</i>	100
<i>10:00:00</i>	2,24227	<i>22:00:00</i>	100
<i>11:00:00</i>	0	<i>23:00:00</i>	100

### II.III DETAILED PHOTOVOLTAIC

El modelo *Detailed Photovoltaic* cuenta con cinco apartados para el diseño de la instalación (módulo, inversor, diseño del sistema, sombreado y pérdidas.) Estos apartados permiten un detalle mucho más preciso de la instalación que el que era introducido con *PVWATTS*.

### II.III.I Módulo

El programa trae cinco modelos de paneles dos de ellos (CEC Performance Model with Module Database y Sandia PV Array Performance Model with Module Databases) cuentan con una base de datos con distintos modelos de paneles, si el panel que se desea simular está en alguna de estas bases únicamente habría que seleccionarlo. El módulo Hiku CS3W-405 no aparece en las bases de datos por lo que sería necesario escoger alguno de los otros tres modelos.

Los tres modelos restantes permiten introducir los datos del módulo que se desea simular. El más complejo de ellos es el IEC61853 Single Diode Model, sería necesario introducir la curva IV del panel, así como distintos parámetros y coeficientes STC estos parámetros no suelen venir recogidos en su ficha técnica o son difíciles de tomar, al no disponer de dicha información se descarta. Partiendo de la información de la ficha técnica los modelos que pueden utilizarse son Simple Efficiency Module Model y CEC Performance Model with User Entered Specifications. El primero es un modelo simplificado que solo requiere datos simplificados del panel, a pesar de que resulte más detallado que el que venía en PVWATTS el programa sigue tomando algunos valores estándares. El modelo de panel más apropiado para simular de forma detallada un panel a partir de su ficha técnica sería el CEC Performance Model with User Entered Specifications.

#### CEC Performance Model with User Entered Specifications

Este modelo permite introducir la información técnica necesaria sobre el módulo de forma que se reduce la incertidumbre de la simulación obteniendo una simulación fiel. La *Figura A.II 5* muestra los datos introducidos del panel Canadian Solar Hiku CS3W 405P. Se puede comprobar que este modelo no pide ni la potencia del panel ni la eficiencia la calcula a partir de los distintos parámetros introducidos. También permite simular introducir coeficientes de variabilidad de la tensión, corriente y potencia con la temperatura por lo que podrá adaptar el funcionamiento mejor a las condiciones climáticas introducidas.

CEC Performance Model with User Entered Specifications

**General Information**

Module description: Canadian Solar Hiku CSW 405P  
Cell type: multiSi  
Module area: 2.21 m<sup>2</sup>  
Nominal operating cell temperature: 45 °C

**-Bifacial Specifications-**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1    Ground clearance height: 1 m  
Bifaciality: 0.65 0-1

**Electrical Specifications**

Maximum power point voltage (Vmp): 38.9 V  
Maximum power point current (Imp): 10.42 A  
Open circuit voltage (Voc): 47.4 V  
Short circuit current (Isc): 10.98 A  
Temperature coefficient of Voc: -0.29 %/°C  
Temperature coefficient of Isc: -0.05 %/°C  
Temperature coefficient of max. power point: -0.37 %/°C  
Number of cells in series: 72

The model assumes a reference bandgap voltage Eg\_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

**Mounting Configuration**

Standoff height: Ground or rack mounted  
Approximate installation height: One story building height or lower

**Nominal Maximum Power Point Ratings at STC**

Power: 405.338 Wdc  
Efficiency: 18.3411 %

**Current-Voltage (I-V) Curve at STC**

Calculate and plot

Figura A.II 5 Módulo Hiku CS3W-405



### II.III.II Inversor

Para el modelado del inversor existen cuatro modelos (invertir CEC Database, Inverter Datasheet, Inverter Part Load Curve, Inverter CEC Coefficient Generator). El primero cuenta con una base de datos con distintos modelos de inversores. El inversor SMA Sunny Highpower 100-20 no se encuentra entre las opciones por lo que no puede escogerse directamente de aquí. La segunda opción permite la simulación del inversor a partir de los datos recogidos en la ficha técnica. El tercero y el cuarto requiere de datos más complejos de obtener y que sería necesario solicitar al fabricante. De nuevo se escoge el modelo basado en la ficha técnica, Figura A.II 6.

#### *Inverter Datasheet*

Los datos requeridos para el modelo *Inverter Datasheet* serían la potencia, eficiencia y las tensiones de entrada y salida del inversor. Introduciendo el rendimiento europeo SAM calcula la potencia máxima que puede admitir el inversor. Según la ficha técnica la potencia que podría admitir el inversor de SMA Sunny Highpower 100-20 es de 150kW. A pesar de que SMA indique esa potencia cuando se simula no aparece ningún error si la potencia pico de los módulos indicada es mayor, funciona correctamente.

Power Ratings		
Maximum AC output power	100000 Wac	
<input checked="" type="radio"/> Weighted efficiency	98.6	
<input type="radio"/> Manufacturer efficiency	96	
Maximum DC input power	101420 Wdc	

You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.

Operating Ranges		
Nominal AC voltage	400 Vac	
Maximum DC voltage	1000 Vdc	
Maximum DC current	180 Adc	
Minimum MPPT DC voltage	590 Vdc	
Nominal DC voltage	590 Vdc	
Maximum MPPT DC voltage	1000 Vdc	
Number of MPPT inputs	1	

Losses		
Power consumption during operation	0 Wdc	Suggested value: 0
Power consumption at night	5 Wac	Suggested value: 25

If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.

**Figura A.II 6 Inversor Sunny Highpower 100-20**

### II.III.III Diseño del Sistema

El diseño del sistema solo requiere en la parte de alterna el número de inversores que va a tener la instalación, en la parte de continua se deberá indicarse el número de paneles en serie y el número de strings para cada *subarray*, Figura A.II 7. Cada *subarray* representa una parte independiente del circuito pudiendo tener distinta orientación e inclinación, Figura A.II 8, sin perjudicar su funcionamiento. El máximo número de *subarrays* que permite SAM son 4, la mayoría de las instalaciones no suelen tener más de cuatro instalaciones por lo que permite cubrir un gran abanico de posibilidades. En la Figura A.II 7 y la Figura A.II 8 el *Subarray* 1 representa la zona sur mientras el *Subarray* 2 sería la zona norte.

AC Sizing	Sizing Summary	
Number of inverters <input type="text" value="8"/>	Total AC capacity <input type="text" value="800.000"/> kWac	Total number of modules <input type="text" value="2,120"/>
DC to AC ratio <input type="text" value="1.07"/>	Total inverter DC capacity <input type="text" value="811.359"/> kWdc	Total number of strings <input type="text" value="106"/>
Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.	Nameplate DC capacity <input type="text" value="859.317"/> kWdc	Total module area <input type="text" value="4,685.2"/> m <sup>2</sup>
<input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration		

DC Sizing and Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
<b>Electrical Configuration</b>	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="20"/>	<input type="text" value="20"/>		
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="28"/>	<input type="text" value="78"/>		
Number of modules in subarray	<input type="text" value="560"/>	<input type="text" value="1,560"/>		
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="948.0"/>	<input type="text" value="948.0"/>		
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="778.0"/>	<input type="text" value="778.0"/>		

Figura A.II 7 Configuración eléctrica del sistema

Tracking & Orientation	
	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg) <input type="text" value="5.3"/> Azimuth (deg) <input type="text" value="200"/> Ground coverage ratio (GCR) <input type="text" value="0.3"/> Tracker rotation limit (deg) <input type="text" value="45"/> Backtracking <input type="checkbox"/> Enable
	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg) <input type="text" value="5.3"/> Azimuth (deg) <input type="text" value="200"/> Ground coverage ratio (GCR) <input type="text" value="0.3"/> Tracker rotation limit (deg) <input type="text" value="45"/> Backtracking <input type="checkbox"/> Enable
Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.	
<b>Electrical Sizing Information</b> Maximum DC voltage <input type="text" value="1,000.0"/> Vdc Minimum MPPT voltage <input type="text" value="590.0"/> Vdc Maximum MPPT voltage <input type="text" value="1,000.0"/> Vdc Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.	
<div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; min-height: 50px;">No system sizing messages.</div>	

Figura A.II 8 Seguimiento y orientación de cada subarray.

### II.III.IV Sombreado

La herramienta de sombreado del Detailed Photovoltaic Model es más completa que la de PVWATTS. También cuenta con la opción de la calculadora 3D de sombreado que permite dividir por subarray la superficie activa, o bien, introducir directamente las pérdidas por sombras. Además de estas opciones se puede otras alternativas son indicar el sombreado de unas filas de paneles sobre otras de forma lineal o no lineal. Para esta segunda opción habría que indicar el número de paneles en cada fila y la altura de estas si están en estructuras dobles o triples. El caso realizado no tendría sombras de edificios ni entre módulos. Como en PVWATTS ya había sido simulada con la calculadora las zonas 2N y 1S para esta simulación se introducen directamente los datos.

### II.III.V Pérdidas

Para las pérdidas para la parte de continua de la instalación se permite, de nuevo, introducirlas para cada subarray. Para las pérdidas de la parte continua se pueden introducir los valores o escoger entre tres tipos de configuraciones: inversores centrales, microinversores u optimizadores de potencia. Se escoge la opción de inversores centrales para el proyecto. También permite introducir las pérdidas de transformador y en corriente alterna.

**Irradiance Losses**  
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>
Average annual soiling loss	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>
<b>-Bifacial modules only</b>				
Average annual rear irradiance loss due to soiling, mismatch, or external shading (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

---

**DC Losses**  
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="0"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>

Total DC power loss = 100% \* [ 1 - the product of ( 1 - loss/100% ) ]

---

**-Default DC Losses**  
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

---

**AC Losses**  
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring  %

---

**Transformer Losses**  
The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.

Transformer no load loss  %      Transformer load loss  %

---

**Transmission Losses**  
Transmission losses apply to the system generated power output.

Transmission loss  %

---

**Curtailment and Availability**  
Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. Curtailment and availability losses may be applied either on the DC or AC side of the system.

<p><b>-DC Losses</b></p> <p><input type="button" value="Edit losses..."/> Constant loss: 0.0 % Hourly losses: None Custom periods: None</p>	<p><b>-AC Losses</b></p> <p><input type="button" value="Edit losses..."/> Constant loss: 0.0 % Hourly losses: None Custom periods: None</p>
---	---

Figura A.II 9 Introducción de pérdidas

## II.IV. RESULTADOS

Una vez realizada la simulación con SAM se pueden descargar los resultados horarios en Excel. Con la producción horaria se obtiene la energía producida en cada periodo, los periodos para la tarifa 6.1 se muestran en la Figura A.II 10 (no se han considerado los festivos). Las

Tabla A.II 3 - 7 muestran la energía por periodo y mes obtenida para los distintos casos simulados. Los valores de energía obtenidos se multiplican por el coste para cada periodo estimados para 2019 en el ANEXO I. Al ahorro obtenido a partir del coste se incluye el impuesto eléctrico (5,1127%) y el IVA (21%).

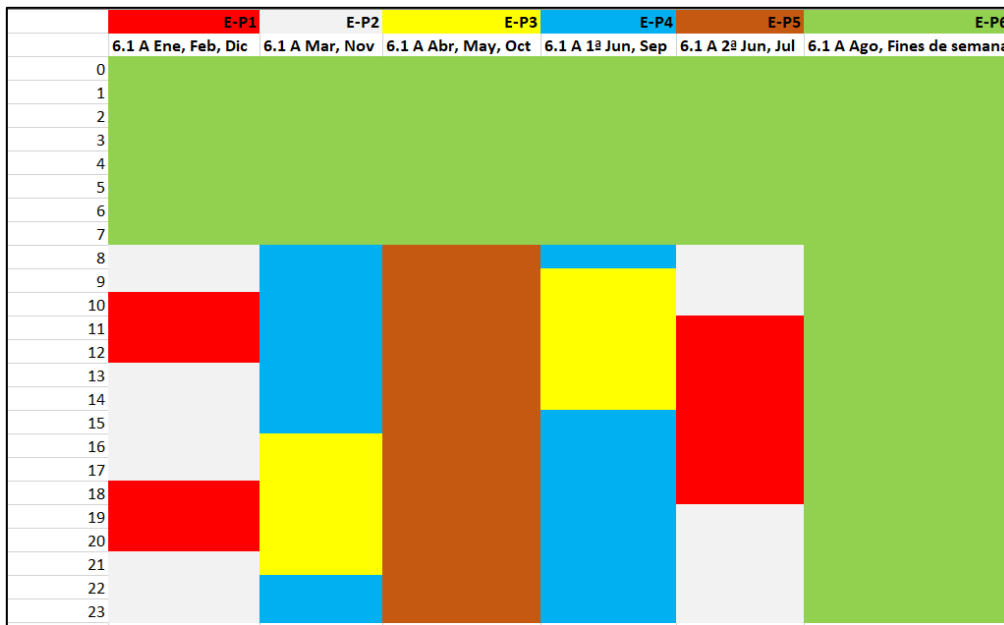


Figura A.II 10 Periodos Tarifa 6.1

Tabla A.II 2 Producción obtenida para Caso 1N (MWh)

Energía	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
Enero	8939	14210	0	0	0	0	8904
Febrero	7646	14563	0	0	0	0	8798
Marzo	0	0	4553	28867	0	0	12838
Abril	0	0	0	0	34701	0	14760
Mayo	0	0	0	0	34567	0	15069
Junio	15918	2866	12442	6652	0	0	15693
Julio	32997	5973	0	0	0	0	16926
Agosto	0	0	0	0	0	0	48410
Septiembre	0	0	19682	6659	0	0	11765
Octubre	0	0	0	0	30064	0	11715
Noviembre	0	0	1846	19747	0	0	10053
Diciembre	7901	11556	0	0	0	0	7588
Anual	73402	49168	38523	61925	99332	0	182519
						<b>Total</b>	<b>504.869</b>

**Tabla A.II 3 Energía producida para el Caso 2N (MWh)**

Energía	P1	P2	P3	P4	P5	P6		
Enero	12667	18939	0	0	0	0	12292	
Febrero	12625	21935	0	0	0	0	13792	
Marzo	0	0	6693	50793	0	0	22391	
Abril	0	0	0	0	66622	0	28443	
Mayo	0	0	0	0	70809	0	31831	
Junio	31247	8064	26630	13409	0	0	33903	
Julio	63712	17136	0	0	0	0	35739	
Agosto	0	0	0	0	0	0	95006	
Septiembre	0	0	36482	11770	0	0	21661	
Octubre	0	0	0	0	48001	0	18718	
Noviembre	0	0	2491	28868	0	0	14336	
Diciembre	11228	15307	0	0	0	0	10480	
Anual	131478	81381	72296	104841	185433	0	338591	
<b>Total</b>								914.019

**Tabla A.II 4 Energía producida Caso 1S**

Energía	P1	P2	P3	P4	P5	P6		
Enero	4182	6137	0	0	0	0	4018	
Febrero	4286	7324	0	0	0	0	4640	
Marzo	0	0	2227	17422	0	0	7668	
Abril	0	0	0	0	23128	0	9945	
Mayo	0	0	0	0	24784	0	11259	
Junio	10874	2915	9362	4684	0	0	12022	
Julio	22127	6204	0	0	0	0	12650	
Agosto	0	0	0	0	0	0	33151	
Septiembre	0	0	12605	4044	0	0	7506	
Octubre	0	0	0	0	16199	0	6317	
Noviembre	0	0	772	9583	0	0	4714	
Diciembre	3710	4931	0	0	0	0	3425	
Anual	45180	27511	24966	35734	64111	0	117317	
<b>Total</b>								314.819

**Tabla A.II 5 Energía producida Caso 2S**

Energía	P1	P2	P3	P4	P5	P6		
Enero	3001	4753	0	0	0	0	2982	
Febrero	2567	4884	0	0	0	0	2952	
Marzo	0	0	1527	9690	0	0	4309	
Abril	0	0	0	0	11649	0	4955	
Mayo	0	0	0	0	11603	0	5059	
Junio	5343	962	4177	2233	0	0	5268	
Julio	11077	2005	0	0	0	0	5682	
Agosto	0	0	0	0	0	0	16251	
Septiembre	0	0	6607	2236	0	0	3949	
Octubre	0	0	0	0	10089	0	3931	
Noviembre	0	0	612	6621	0	0	3369	
Diciembre	2652	3860	0	0	0	0	2541	
Anual	24640	16465	12922	20780	33341	0	61247	
<b>Total</b>								169.395

**Tabla A.II 6 Energía producida Caso 3S**

Energía	P1	P2	P3	P4	P5	P6		
Enero	2607	3686	0	0	0	0	2429	
Febrero	2206	3722	0	0	0	0	2384	
Marzo	0	0	975	7912	0	0	3477	
Abril	0	0	0	0	9124	0	3852	
Mayo	0	0	0	0	8928	0	3889	
Junio	3842	945	3380	1508	0	0	3989	
Julio	7955	2058	0	0	0	0	4315	
Agosto	0	0	0	0	0	0	12464	
Septiembre	0	0	5384	1617	0	0	3136	
Octubre	0	0	0	0	8039	0	3137	
Noviembre	0	0	449	5349	0	0	2669	
Diciembre	2278	3016	0	0	0	0	2080	
Anual	18888	13427	10187	16387	26092	0	47822	
<b>Total</b>								132.803

**Tabla A.II 7 Energía producida *Photovoltaic Detailed* Caso final**

Energía	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
Enero	17284	25716	0	0	0	0	16706
Febrero	17303	29737	0	0	0	0	18797
Marzo	0	0	9154	69594	0	0	30522
Abril	0	0	0	0	91422	0	38826
Mayo	0	0	0	0	96947	0	43059
Junio	42792	11159	36533	18379	0	0	45966
Julio	87377	23730	0	0	0	0	48579
Agosto	0	0	0	0	0	0	130054
Septiembre	0	0	49884	16045	0	0	29112
Octubre	0	0	0	0	65699	0	25600
Noviembre	0	0	3358	39180	0	0	19468
Diciembre	15254	20690	0	0	0	0	14197
Anual	180010	111031	98930	143199	254069	0	460887
						<b>Total</b>	1.248.125

## ANEXO III CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Realizado el dimensionamiento de los equipos y con las características eléctricas de estos se puede realizar el cálculo del resto de elementos de la instalación como el cableado o las protecciones.

### III.I CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

El dimensionado de los componentes del sistema eléctrico requiere de las características eléctricas de la instalación, estas vienen condicionadas por los distintos equipos y la configuración de estos.

#### III.I.I Fotovoltaica

El generador fotovoltaico estará formado por ramales de 20 módulos en serie. Estarán formados por módulos Hiku CS3W-405, con las características mostradas en Tabla A.III 1. Los ramales se dividirán entre los ocho inversores, correspondiendo 14 a cada inversor de la zona sur y 13 a los de la zona norte. Los aerogeneradores producen en corriente alterna a una frecuencia distinta de la de la red, cada uno está conectado a un rectificador que convierte la corriente a continua con la tensión y corriente mostrada en la Tabla A.III 2. Los inversores fijan las características de la corriente vertida a la red interior, Tabla A.III 3. El cableado de alterna se unirá en un embarrado común que llegue al punto de conexión de la red interior.

**Tabla A.III 1 Características módulo fotovoltaico**

<i>Marca</i>	Canadian Solar
<i>Modelo</i>	Hiku CS3W-405
<i>V<sub>mpp</sub> (V)</i>	38,9
<i>I<sub>mpp</sub> (A)</i>	10,42
<i>P<sub>pico</sub> (Wp)</i>	405
<i>V<sub>oc</sub> (V)</i>	47,4
<i>I<sub>sc</sub> (A)</i>	10,98
<i>Eficiencia (%)</i>	18,33
<i>Coef. de temp V<sub>oc</sub> (%)<sup>o</sup>C</i>	0,29



**Tabla A.III 2 Características salida rectificador**

<i>Marca</i>	Smarttwister
<i>Modelo</i>	RST – 2000
<i>P peak (kW)</i>	2
<i>V (V)</i>	500
<i>I (A)</i>	4

**Tabla A.III 3 Características inversores**

<i>Marca</i>	SMA	Solax
<i>Modelo</i>	Sunny Highpower 100-20	X3-Hybrid-10.0T
<i>Potencia de salida (kW)</i>	100	10
<i>Rango de tensión MPP (V)</i>	590-1000	180-950
<i>Corriente admisible (A)</i>	180	20/11
<i>Tensión de salida (V)</i>	400	400
<i>Corriente de salida (A)</i>	151	14,5

### III.II. CABLEADO

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensiones da indicaciones que deben ser tenidas en cuenta para el dimensionado del cableado. Se deberá determinar el tipo de conductor, aislamiento, sección y tipo de instalación (aire, enterrada, empotrada, etc.). Los cables serán de cobre de acuerdo a las indicaciones recogidas en la ITC-BT-40 y contará con un nivel de aislamiento de 0,6/1kV (las tensiones que deberán soportar no superará estos valores). Tratándose de una instalación localizada en el exterior estarán preparados para la intemperie. Para el cálculo de todo el cableado tanto de alterna como de continua, han sido tomados en cuenta dos criterios el criterio térmico y el criterio de caída de tensión.

### III.II.I. Criterio térmico

El criterio térmico recoge que el cable deberá ser capaz de soportar una corriente superior a la que circule por él. El artículo 5 de la ITC-BT-40 establece que deberán soportar al menos el 25% de la intensidad máxima alcanzada por la línea. Con la corriente calculada se comprobará en la Tabla 1 de la ITC-BT-19 y se escogerá la sección inferior que soporte la corriente calculada para la configuración prevista. Las intensidades máximas admisibles vendrán reguladas por la Norma UNE-HD 60364-5-52. El cableado tendrá protección XLPE y podrá ser unipolar o tripolar.

Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>A</b>		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
<b>A2</b>		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>B</b>		Conductores aislados en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
<b>B2</b>		Cables multiconductores en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
<b>C</b>		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>1)</sup>				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
<b>E</b>		Cables multiconductores al aire libre <sup>2)</sup> . Distancia a la pared no inferior a 0.3D <sup>5)</sup>					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
<b>F</b>		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>4)</sup> . Distancia a la pared no inferior a D <sup>5)</sup>					3x PVC			3x XLPE o EPR <sup>1)</sup>			
<b>G</b>		Cables unipolares separados mínimo D <sup>5)</sup>							3x PVC <sup>1)</sup>		3x XLPE o EPR		
<b>Cobre</b>	mm <sup>2</sup>		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	146	166
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	188	206
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	250
	70				149	160	171	188	202	224	244	321	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	391
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	455
150				236	260	278	310	338	363	404	525	525	
185				268	297	317	354	386	415	464	601	601	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	711	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	821	

- 1) A partir de 25 mm<sup>2</sup> de sección.
- 2) Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.
- 3) O en bandeja no perforada.
- 4) O en bandeja perforada.
- 5) D es el diámetro del cable.

ITC – BT – 19

Figura A.III. 1 Intensidades admisibles al aire según UNE-HD 60364-5-52

### III.II.II. Criterio de caída de tensión

El criterio de caída de tensión limita la máxima caída que podrá tener un cable. Para una instalación generadora el artículo 5 de la ITC-BT-40 establece como límite un valor de 1,5% para la intensidad nominal entre el generador y el punto de conexión con la red interior.

Generalmente se considera el generador como el inversor [27]. Para el lado de continua también se considerará el 1,5% según lo establecido en el IDAE [16] y lo indicado en [27].

Para el cálculo de sección bajo el criterio de caída de tensión se utiliza la ecuación (A.III – 1) para continua y (A.III – 2). Las Tabla A.III 4 y Tabla A.III 5 recoge las características eléctricas de las distintas líneas de continua y alterna.

$$S = \frac{I_N * L_T}{\Delta V * V * k} \quad (\text{A.III – 1})$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * I_n * L}{S * V * k} \quad (\text{A.III – 2})$$

- S:** Sección del cable (mm<sup>2</sup>)
- I<sub>n</sub>:** Corriente nominal (A)
- L<sub>T</sub>:** Longitud total de la línea (m)
- ΔV:** Caída de Tensión (V)
- V:** Tensión de la línea (V)
- k:** Conductividad del cobre (56 m/mm<sup>2</sup>Ω)

**Tabla A.III 4 Características líneas de continua**

		Tensión (V)	Corriente (A)
Fotovoltaica	String 20 Paneles	778	10,42
	String 1 Turbina	500	4
Eólica	String 2 Turbinas	500	8

**Tabla A.III 5 Características líneas de alterna**

		Tensión	Corriente (A)
Fotovoltaica	1 inversor	400	151
	Línea general	400	1208
Eólica	1 inversor	400	15
	Línea general	400	180

### III.II.III. Resultados de las secciones

Continua

**Tabla A.III 6 Líneas de corriente continua fotovoltaica**

Tramo	Ramal	S. criterio térmico (mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)	S. caída tensión teórica (mm <sup>2</sup> )	Sección (mm <sup>2</sup> )	Caída de tensión
Gen-Inv.	FV1	1,5	319	5,08	6	1,27%
Gen-Inv.	FV2	1,5	311	4,95	6	1,24%
Gen-Inv.	FV3	1,5	303	4,83	6	1,21%
Gen-Inv.	FV4	1,5	295	4,70	6	1,17%
Gen-Inv.	FV5	1,5	287	4,57	6	1,14%
Gen-Inv.	FV6	1,5	279	4,44	6	1,11%
Gen-Inv.	FV7	1,5	271	4,32	6	1,08%
Gen-Inv.	FV8	1,5	263	4,19	6	1,05%
Gen-Inv.	FV9	1,5	255	4,06	6	1,02%
Gen-Inv.	FV10	1,5	291	4,65	6	1,16%
Gen-Inv.	FV11	1,5	271	4,33	6	1,08%
Gen-Inv.	FV12	1,5	251	4,01	6	1,00%
Gen-Inv.	FV13	1,5	225	3,59	6	0,90%
Gen-Inv.	FV14	1,5	253	4,03	6	1,01%
Gen-Inv.	FV15	1,5	272	4,34	6	1,08%
Gen-Inv.	FV16	1,5	264	4,21	6	1,05%
Gen-Inv.	FV17	1,5	256	4,08	6	1,02%
Gen-Inv.	FV18	1,5	248	3,95	6	0,99%
Gen-Inv.	FV19	1,5	240	3,83	6	0,96%
Gen-Inv.	FV20	1,5	232	3,70	6	0,92%
Gen-Inv.	FV21	1,5	224	3,57	6	0,89%
Gen-Inv.	FV22	1,5	216	3,44	6	0,86%

Tramo	Ramal	S. criterio térmico (mm2)	Longitud (m)	S. caída tensión teórica (mm2)	Sección (mm2)	Caída de tensión
Gen-Inv.	FV23	1,5	281	4,48	6	1,12%
Gen-Inv.	FV24	1,5	268	4,27	6	1,07%
Gen-Inv.	FV25	1,5	252	4,02	6	1,00%
Gen-Inv.	FV26	1,5	234	3,73	6	0,93%
Gen-Inv.	FV27	1,5	229	3,65	6	0,91%
Gen-Inv.	FV28	1,5	207	3,30	6	0,83%
Gen-Inv.	FV29	1,5	277	4,42	6	1,10%
Gen-Inv.	FV30	1,5	273	4,35	6	1,09%
Gen-Inv.	FV31	1,5	269	4,29	6	1,07%
Gen-Inv.	FV32	1,5	265	4,23	6	1,06%
Gen-Inv.	FV33	1,5	261	4,16	6	1,04%
Gen-Inv.	FV34	1,5	257	4,10	6	1,02%
Gen-Inv.	FV35	1,5	253	4,03	6	1,01%
Gen-Inv.	FV36	1,5	248	3,95	6	0,99%
Gen-Inv.	FV37	1,5	248	3,95	6	0,99%
Gen-Inv.	FV38	1,5	253	4,03	6	1,01%
Gen-Inv.	FV39	1,5	257	4,10	6	1,02%
Gen-Inv.	FV40	1,5	236	3,76	6	0,94%
Gen-Inv.	FV41	1,5	231	3,69	6	0,92%
Gen-Inv.	FV42	1,5	227	3,62	6	0,90%

<b>Tramo</b>	<b>Ramal</b>	<b>S. criterio térnico (mm2)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>S. caída tensión teórica (mm2)</b>	<b>Sección (mm2)</b>	<b>Caída de tensión</b>
Gen-Inv.	FV43	1,5	223	3,56	6	0,89%
Gen-Inv.	FV44	1,5	219	3,49	6	0,87%
Gen-Inv.	FV45	1,5	215	3,43	6	0,86%
Gen-Inv.	FV46	1,5	211	3,36	6	0,84%
Gen-Inv.	FV47	1,5	206	3,28	6	0,82%
Gen-Inv.	FV48	1,5	206	3,28	6	0,82%
Gen-Inv.	FV49	1,5	211	3,36	6	0,84%
Gen-Inv.	FV50	1,5	215	3,43	6	0,86%
Gen-Inv.	FV51	1,5	193	3,08	6	0,77%
Gen-Inv.	FV52	1,5	189	3,01	6	0,75%
Gen-Inv.	FV53	1,5	185	2,95	6	0,74%
Gen-Inv.	FV54	1,5	181	2,89	6	0,72%
Gen-Inv.	FV55	1,5	177	2,82	6	0,71%
Gen-Inv.	FV56	1,5	173	2,76	6	0,69%
Gen-Inv.	FV57	1,5	169	2,69	6	0,67%
Gen-Inv.	FV58	1,5	164	2,61	6	0,65%
Gen-Inv.	FV59	1,5	164	2,61	6	0,65%
Gen-Inv.	FV60	1,5	169	2,69	6	0,67%
Gen-Inv.	FV61	1,5	173	2,76	6	0,69%
Gen-Inv.	FV62	1,5	151	2,41	6	0,60%
Gen-Inv.	FV63	1,5	147	2,34	6	0,59%
Gen-Inv.	FV64	1,5	143	2,28	6	0,57%
Gen-Inv.	FV65	1,5	139	2,22	6	0,55%

<b>Tramo</b>	<b>Ramal</b>	<b>S. criterio térmico (mm2)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>S. caída tensión teórica (mm2)</b>	<b>Sección (mm2)</b>	<b>Caída de tensión</b>
Gen-Inv.	FV66	1,5	135	2,15	6	0,54%
Gen-Inv.	FV67	1,5	131	2,09	6	0,52%
Gen-Inv.	FV68	1,5	127	2,02	6	0,51%
Gen-Inv.	FV69	1,5	122	1,95	6	0,49%
Gen-Inv.	FV70	1,5	122	1,95	6	0,49%
Gen-Inv.	FV71	1,5	127	2,02	6	0,51%
Gen-Inv.	FV72	1,5	131	2,09	6	0,52%
Gen-Inv.	FV73	1,5	109	1,74	6	0,43%
Gen-Inv.	FV74	1,5	105	1,67	6	0,42%
Gen-Inv.	FV75	1,5	101	1,61	6	0,40%
Gen-Inv.	FV76	1,5	97	1,55	6	0,39%
Gen-Inv.	FV77	1,5	93	1,48	6	0,37%
Gen-Inv.	FV78	1,5	89	1,42	6	0,35%
Gen-Inv.	FV79	1,5	85	1,36	6	0,34%
Gen-Inv.	FV80	1,5	80	1,28	6	0,32%
Gen-Inv.	FV81	1,5	80	1,28	6	0,32%
Gen-Inv.	FV82	1,5	85	1,36	6	0,34%
Gen-Inv.	FV83	1,5	89	1,42	6	0,35%
Gen-Inv.	FV84	1,5	72,4	1,15	6	0,29%
Gen-Inv.	FV85	1,5	68,4	1,09	6	0,27%
Gen-Inv.	FV86	1,5	64,4	1,03	6	0,26%
Gen-Inv.	FV87	1,5	60,4	0,96	6	0,24%
Gen-Inv.	FV88	1,5	56,4	0,90	6	0,22%

<b>Tramo</b>	<b>Ramal</b>	<b>S. criterio térmico (mm2)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>S. caída tensión teórica (mm2)</b>	<b>Sección (mm2)</b>	<b>Caída de tensión</b>
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV89</b>	1,5	52,4	0,84	6	0,21%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV90</b>	1,5	48	0,77	6	0,19%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV91</b>	1,5	43	0,69	6	0,17%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV92</b>	1,5	43	0,69	6	0,17%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV93</b>	1,5	48	0,77	6	0,19%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV94</b>	1,5	52	0,84	6	0,21%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV95</b>	1,5	43	0,69	6	0,17%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV96</b>	1,5	39	0,63	6	0,16%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV97</b>	1,5	35	0,56	6	0,14%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV98</b>	1,5	31	0,50	6	0,13%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV99</b>	1,5	27	0,44	6	0,11%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV100</b>	1,5	23	0,37	6	0,09%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV101</b>	1,5	19	0,31	6	0,08%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV102</b>	1,5	14	0,23	6	0,06%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV103</b>	1,5	14	0,23	6	0,06%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV104</b>	1,5	19	0,31	6	0,08%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV105</b>	1,5	23	0,37	6	0,09%
<b>Gen-Inv.</b>	<b>FV106</b>	1,5	12	0,19	6	0,05%



Tabla A.III 7 Líneas de corriente continua eólica

Tramo	Ramal	S. criterio térmico (mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)	S. caída tensión teórica (mm <sup>2</sup> )	Sección (mm <sup>2</sup> )	Caída de tensión (%)
Gen-Inv.	E1.1	1,5	260	2,54	4	0,95%
Gen-Inv.	E1.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E1.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E1.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E1.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E1.6	1,5	252	4,80	6	1,23%
Gen-Inv.	E1.7	1,5	244	4,65	6	1,19%
Gen-Inv.	E2.1	1,5	240	2,29	4	0,88%
Gen-Inv.	E2.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E2.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E2.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E2.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E2.6	1,5	232	4,42	6	1,13%
Gen-Inv.	E2.7	1,5	224	4,27	6	1,09%
Gen-Inv.	E3.1	1,5	220	2,10	4	0,81%
Gen-Inv.	E3.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E3.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E3.4	1,5	6	0,06	4	0,02%

<b>Tramo</b>	<b>Ramal</b>	<b>S. criterio térnico (mm2)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>S. caída tensión teórica (mm2)</b>	<b>Sección (mm2)</b>	<b>Caída de tensión (%)</b>
Gen-Inv.	E3.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E3.6	1,5	212	4,04	6	1,04%
Gen-Inv.	E3.7	1,5	204	3,89	6	1,00%
Gen-Inv.	E4.1	1,5	200	1,90	4	0,73%
Gen-Inv.	E4.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E4.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E4.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E4.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E4.6	1,5	192	3,66	4	1,41%
Gen-Inv.	E4.7	1,5	184	3,50	4	1,35%
Gen-Inv.	E5.1	1,5	180	1,76	4	0,66%
Gen-Inv.	E5.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E5.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E5.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E5.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E5.6	1,5	172	3,28	4	1,26%
Gen-Inv.	E5.7	1,5	164	3,12	4	1,20%
Gen-Inv.	E6.1	1,5	160	1,56	4	0,59%
Gen-Inv.	E6.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E6.3	1,5	2	0,02	4	0,01%

<b>Tramo</b>	<b>Ramal</b>	<b>S. criterio térmico (mm2)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>S. caída tensión teórica (mm2)</b>	<b>Sección (mm2)</b>	<b>Caída de tensión (%)</b>
Gen-Inv.	E6.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E6.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E6.6	1,5	152	2,90	4	1,11%
Gen-Inv.	E6.7	1,5	144	2,74	4	1,05%
Gen-Inv.	E7.1	1,5	160	1,56	4	0,59%
Gen-Inv.	E7.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E7.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E7.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E7.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E7.6	1,5	132	2,51	4	0,97%
Gen-Inv.	E7.7	1,5	124	2,36	4	0,91%
Gen-Inv.	E8.1	1,5	140	1,37	4	0,51%
Gen-Inv.	E8.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E8.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E8.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E8.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E8.6	1,5	112	2,13	4	0,82%
Gen-Inv.	E8.7	1,5	104	1,98	4	0,76%
Gen-Inv.	E9.1	1,5	120	1,17	4	0,44%
Gen-Inv.	E9.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E9.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E9.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E9.5	1,5	6	0,06	4	0,02%

<b>Tramo</b>	<b>Ramal</b>	<b>S. criterio térmico (mm2)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>S. caída tensión teórica (mm2)</b>	<b>Sección (mm2)</b>	<b>Caída de tensión (%)</b>
Gen-Inv.	E9.5	1,5	92	0,90	4	0,67%
Gen-Inv.	E9.7	1,5	84	0,82	4	0,62%
Gen-Inv.	E10.1	1,5	100	0,98	4	0,37%
Gen-Inv.	E10.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E10.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E10.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E10.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E10.6	1,5	72	1,37	4	0,53%
Gen-Inv.	E10.7	1,5	64	1,22	4	0,47%
Gen-Inv.	E11.1	1,5	120	1,17	4	0,44%
Gen-Inv.	E11.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E11.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E11.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E11.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E11.6	1,5	52	0,99	4	0,38%
Gen-Inv.	E11.7	1,5	44	0,84	4	0,32%
Gen-Inv.	E12.1	1,5	100	0,98	4	0,37%
Gen-Inv.	E12.2	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E12.3	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E12.4	1,5	6	0,06	4	0,02%
Gen-Inv.	E12.5	1,5	2	0,02	4	0,01%
Gen-Inv.	E12.6	1,5	32	0,61	4	0,23%
Gen-Inv.	E12.7	1,5	24	0,46	4	0,18%

## Alterna

Se considerarán conductores tetrapolares para todas las ramas de la instalación fotovoltaica de alterna a excepción de la FV115. Para la FV115 y para todas las series de alterna de la instalación eólica se considerarán conductores.

*Tabla A.III 8 Líneas de corriente alterna fotovoltaica*

<b>Tramo</b>	<b>Ramal</b>	<b>S. criterio térmico (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>S. caída tensión teórica (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Sección (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Caída de tensión (%)</b>
Inv.-Punto conexión	FV107	95	15	11,68	95	0,18%
Inv.-Punto conexión	FV108	95	15	11,68	95	0,18%
Inv.-Punto conexión	FV109	95	15	11,68	95	0,18%
Inv.-Punto conexión	FV110	95	15	11,68	95	0,18%
Inv.-Punto conexión	FV111	95	15	11,68	95	0,18%
Inv.-Punto conexión	FV112	95	15	11,68	95	0,18%
Inv.-Punto conexión	FV113	95	15	11,68	95	0,18%
Inv.-Punto conexión	FV114	95	15	11,68	95	0,18%
Punto conexión - CGBT	FV115	300	50	103,87	300	0,52%

**Tabla A.III 9 Líneas de corriente alterna de eólica**

<b>Tramo</b>	<b>Ramal</b>	<b>S. criterio térmico (mm2)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>S. caída tensión teórica (mm2)</b>	<b>Sección (mm2)</b>	<b>Caída de tensión (%)</b>
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E1.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E2.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E3.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E4.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E5.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E6.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E7.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E8.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E9.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E10.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E11.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
Inv.-Cuadro conexiones	<b>E12.8</b>	95	15	1,16	95	0,02%
<b>Cuadro conexiones - CGBT</b>	<b>E13</b>	95	50	46,39	95	0,73%

### III.III. PROTECCIONES

Las protecciones deberán proteger contra sobreintensidades y derivaciones siguiendo las ITC-BT-17, ITC-BT-22 e ITC-BT-24. Para que la protección cumpla con su cometido deberá cumplir dos criterios:

- 1)  $I_b \leq I_n \leq I_{adm}$
- 2)  $I_2 \leq 1,45 I_{adm}$

Siendo:

- $I_b$  corriente diseño que circula por el cable (A)
- $I_n$ : corriente nominal de la protección (A)
- $I_{adm}$ : la corriente máxima que soporta el cable (A)

El valor de  $I_2$  será igual a  $I_f$  cuando se trate de un fusible. Para corrientes  $I_n$  iguales o superiores a 16A,  $I_f$  será  $1,6 I_n$ . Para magnetotérmicos según UNE60898  $I_2$  será igual a  $1,45 I_n$ .

#### III.III.I Protecciones de continua

Para la protección contra sobreintensidades se utilizarán fusibles en la parte de continua. Las Tabla A.III 10 y Tabla A.III 11 muestran los criterios seguidos y los fusibles escogidos para las instalaciones fotovoltaica y eólica.

**Tabla A.III 10 Selección de fusibles**

	Fotovoltaica	Eólico
<i>Criterios a cumplir</i>	$10,98 \leq I_n \leq 70$	$4 \leq I_n \leq 55$
	$1,6 I_n \leq 101,5$	$1,6 I_n \leq 79,75$

**Tabla A.III 11 Fusibles**

	Fotovoltaica	Eólica
<i>Tipo de fusible</i>	g-PV	FWP
<i>Tensión (V)</i>	1000	700
<i>Corriente (A)</i>	16	32
<i>Medida (mm)</i>	10x38	14x51

Como protección contra la sobretensión en continua para la fotovoltaica se escoge una protección tipo II de 1000V y 20kA. Con un nivel de protección menor de 4kV y un tiempo de respuesta menor a 25ns. La instalación eólica cuenta con sus propias protecciones contra sobretensión incluidas.

### **III.III.II Protecciones de alterna**

Se contarán con dos cuadros de protecciones de corriente alterna uno para la fotovoltaica y otro para la eólica. Las protecciones que contendrá para cada instalación serán las siguientes:

1. Interruptor general manual: se situará en el embarrado principal permitiendo el corte de toda la instalación
2. Interruptor automático diferencial: garantiza la protección contra contactos indirectos
3. Interruptor para la interconexión: interrumpirá la generación de corriente para evitar valores de tensión y frecuencia fuera del rango establecido ( $0,85V_n - 1,1V_n$ ) y ( $49\text{Hz} - 51\text{Hz}$ ). Los inversores ya integran esta protección en sus equipos.

En la instalación fotovoltaica se colocará un magnetotérmico con diferencial aguas debajo de cada inversor. Puesto que la línea general contará con tres cables por fase tendrá tres interruptores generales. La instalación eólica contará con un magnetotérmico y un diferencial por inversor y una protección general para la línea principal.



Tabla A.III 12 Protecciones de alterna

Elemento	Circuito	Características	Criterios
<i>Interruptor automático 3P – 500A</i>	FV115	3 Polos V <sub>n</sub> : 690V I <sub>n</sub> : 500A Interruptor magnético	403 ≤ I <sub>n</sub> ≤ 524 A 1,45 I <sub>n</sub> ≤ 1,45 I <sub>adm</sub>
		FV107 E111 FV108 E112 FV109 E113 FV110 E114	4 Polos V <sub>n</sub> : 400V I <sub>n</sub> : 160A Sensibilidad: 300mA Magnetotérmico (Curva C) + diferencial
<i>Interruptor automático general 200A</i>	E13	3 Polos V <sub>n</sub> : 600V I <sub>n</sub> : 200A Interruptor magnetotérmico	151 ≤ I <sub>n</sub> ≤ 207 1,45 I <sub>n</sub> ≤ 1,45 I <sub>adm</sub>
		E1.8 E7.8 E2.8 E8.8 E3.8 E9.8 E4.8 E10.8 E5.8 E11.8 E6.8 E12.8	4 Polos V <sub>n</sub> : I <sub>n</sub> : 25A Magnetotérmico (Curva C)
<i>Interruptor magnetotérmico 4P 25A</i>	E1.8 E7.8 E2.8 E8.8 E3.8 E9.8 E4.8 E10.8 E5.8 E11.8 E6.8 E12.8	4 Polos I <sub>n</sub> : 25A V <sub>n</sub> : 400V Sensibilidad: 30 mA	15 ≤ I <sub>n</sub> ≤ 207 1,45 I <sub>n</sub> ≤ 1,45 I <sub>adm</sub>

#### III.IV. PUESTA A TIERRA

La ITC – BT – 18 regula la puesta a tierra de las instalaciones, éstas tienen como objetivo asegurar el funcionamiento de protecciones y eliminar o reducir posibles riesgos debido a averías eléctricas.

### III.IV. Cálculo de puesta a tierra

A falta de valores reales sobre la resistividad del terreno se utilizan los valores recogidos en la Tabla 3 de la ITC – BT – 18, se considera un suelo calizo con una resistencia de 300 Ω·m. Durante la instalación deberá comprobarse que sea menor a este valor. La resistencia de puesta a tierra se dimensiona de forma que ninguna masa llegue a dar tensiones de contacto superior a 50V. La sensibilidad del diferencial estará calibrada para un valor de 300mA. Se calcula dicha resistencia con la Ley de Ohm, (A.III – 3). Se obtiene un valor de 167A para la fotovoltaica y de 1667A para la eólica.

$$R = \frac{\textit{Tensión máxima}}{\textit{Sensibilidad del diferencial}} = \frac{V}{I} \quad (\text{A.III – 3})$$

El sistema escogido como resistencia será pica recubierta de cobre enterrada, se calcula el número y dimensión de ellas con (A.III – 4). Se obtiene una longitud total de 1,8m para la fotovoltaica y de 0,18 m la eólica. Se utilizarán dos picas de 1 m para la primera y una única pica de una longitud de 50cm mínimo reglamentario que establece el ITC – BT – 18.

$$\textit{Longitud total} = \frac{\textit{Resistividad del terreno}}{\textit{Resistencia de tierra límite}} \quad (\text{A.III – 3})$$

#### III.IV.II Conductor de protección

Los conductores de protección son utilizados para la unión eléctrica de masas de una instalación de forma que se eviten los contactos indirectos. Los conductores de equipotencialidad, protección y tierra deberán cumplir las condiciones de la ITC – BT – 18. Para el cálculo de la sección de protección se utiliza la sección de salida de los inversores de 95mm<sup>2</sup>. Utilizando la Tabla A.III 14 de la ITC – BT – 18 se calcula como sección de protección un valor de 47,5 mm<sup>2</sup>, la siguiente sección normalizada será la de 50 mm<sup>2</sup>.

**Tabla A.III 13**

<i>TIPO</i>	<i>Protegido mecánicamente</i>	<i>No protegido mecánicamente</i>
<i>Protegido contra la corrosión*</i>	Según apartado 3.4	16 mm <sup>2</sup> Cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero Galvanizado
<i>No protegido contra la corrosión</i>		25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro

*\*La protección contra la corrosión puede obtenerse con una envolvente*

**Tabla A.III 14 Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.**

<b>Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Sección mínima de los conductores de protección S (mm<sup>2</sup>)</b>
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

*ITC-BT-18 Apartado 3.4*

### **III.IV.III Conductor de equipotencialidad**

Los conductores de equipotencialidad deberán tener una sección superior o igual a la sección del conductor de protección según el artículo 8 de la ITC – BT – 18. Es decir, teniendo una sección para el conductor de protección de 50 mm<sup>2</sup>, la sección del conductor equipotencial deberá de ser de 25 mm<sup>2</sup>.

### **III.IV.IV Conexiones de puesta a tierra**

Se unificará la puesta a tierra de todos los elementos que formen la instalación conectándola a la del Edificio 3P. Se utilizarán conductores amarillo/verde, serán de cobre RV- K 0,6/1kV. Con el criterio de la Tabla A.III 12 la sección utilizada será de 16 mm<sup>2</sup>. Este conductor unirá la estructura y el marco de los módulos y otros elementos metálicos como las carcasas de cuadros, bandejas, etc.

# ANEXO IV DISEÑO SAM EÓLICA

Este documento recoge las principales características que deben tenerse en cuenta para la simulación de la energía eólica en System Advisor Model (SAM). SAM cuenta con un único modelo para el simulado de instalaciones eólicas, *Wind*. Este modelo está pensado exclusivamente para aerogeneradores de eje horizontal.

## **IV.I RECURSO EÓLICO**

La simulación correcta de la producción eléctrica de una tecnología renovable requiere de datos locales sobre la meteorología. Para el caso de la eólica, éstos pueden ser directamente el recurso eólico (velocidad y dirección del viento, altura de la toma de datos y temperatura) o bien los parámetros para la distribución de Weibull. SAM permite la simulación a partir de datos de ambos formatos.

### **IV.I.I. Archivo de recurso eólico**

La simulación a partir del recurso eólico es el método más cercano a la realidad, sin embargo, la mayoría de las veces resulta muy complejo la obtención de estos datos. El archivo de recurso eólico se puede seleccionar de entre los archivos de recursos disponibles en SAM, o los disponibles para descargar de la herramienta de NREL WIND. El inconveniente de estas librerías es que las localizaciones con las que cuenta solo pertenecen a Estados Unidos por lo que para simular una localización fuera sería necesario introducir un recurso propio. Se utilizaran para la simulación los datos obtenidos de la estación meteorológica del aeropuerto.

Para introducir un archivo propio, como ha sido el caso, éste debe seguir la estructura solicitada por SAM y tener la extensión correcta. El archivo utilizado es del tipo txt pero con una extensión propia del programa, srw (sam resource wind). Para crear datos compatibles con SAM a partir de Excel el procedimiento que se ha seguido es el siguiente:

1. La estructura del documento es la mostrada en la Figura A.IV 1. Las celdas en rojo deben ser sustituidas por los datos del sitio. A partir de la fila 6 se introducirán los valores de temperatura, presión, dirección y velocidad del viento para cada hora del año. Si surge alguna duda en "Help" se puede encontrar información acerca del formato del archivo.
2. Los decimales deberán estar separados por puntos y no por comas.
3. El archivo Excel se guarda como .csv (separado por comas).
4. Con el lector de notas se abre el documento si la separación de columnas se ha realizado al guardarlo con punto y coma (;) se reemplaza por comas (,) si se ha guardado con comas se mantiene.
5. Se modifica la extensión del archivo y se pone srw.
6. Se abre desde SAM el archivo, si hubiese algún error no permitiría realizar la simulación.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	ID localización	Ciudad	Región	País	Año	Latitud	Longitud	Elevación	Paso del tiempo	8760
2	Información del recurso									
3	Temperature	Pressure	Direction	Speed						
4	C	atm	degrees	m/s						
5	Altura de los datos	Altura de los datos	Altura de los datos	Altura de los datos						
6	10,4	0,997779423	270	14						
7	8,9	0,997596137	202,5	9						
8	7,9	0,997412851	202,5	8						
9	7,3	0,997229565	270	15						

Figura A.IV 1 Estructura del archivo swr.

#### IV.I.II Distribución de Weibull de la velocidad del viento

Otra opción en el caso de no haber dispuesto del recurso habría sido la distribución de Weibull, ésta es ampliamente utilizada cuando no se disponen de información precisa lo que suele ser bastante habitual. Para definir el recurso eólico mediante la distribución de Weibull los parámetros que se requieren son:

- Velocidad media del viento
- Altura de referencia para la velocidad del viento
- El factor K de Weibull

Introduciendo estos datos aparecerá una gráfica con la probabilidad para cada velocidad del viento, Figura A.IV 2.

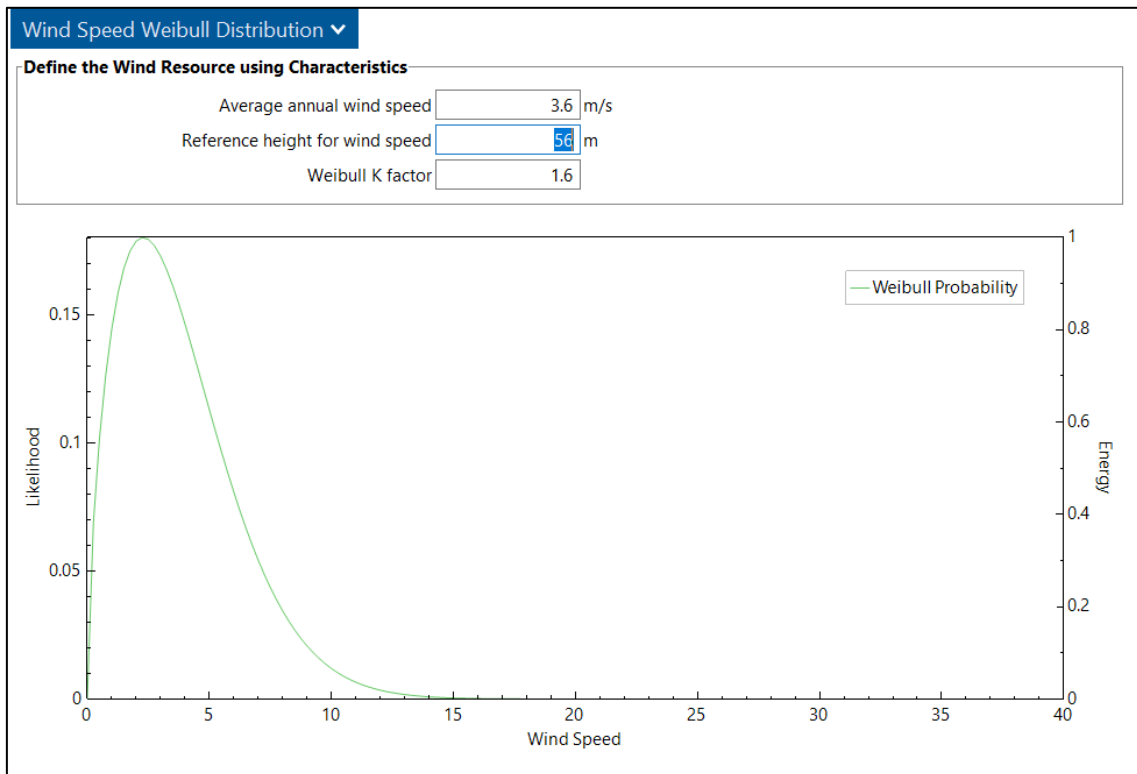
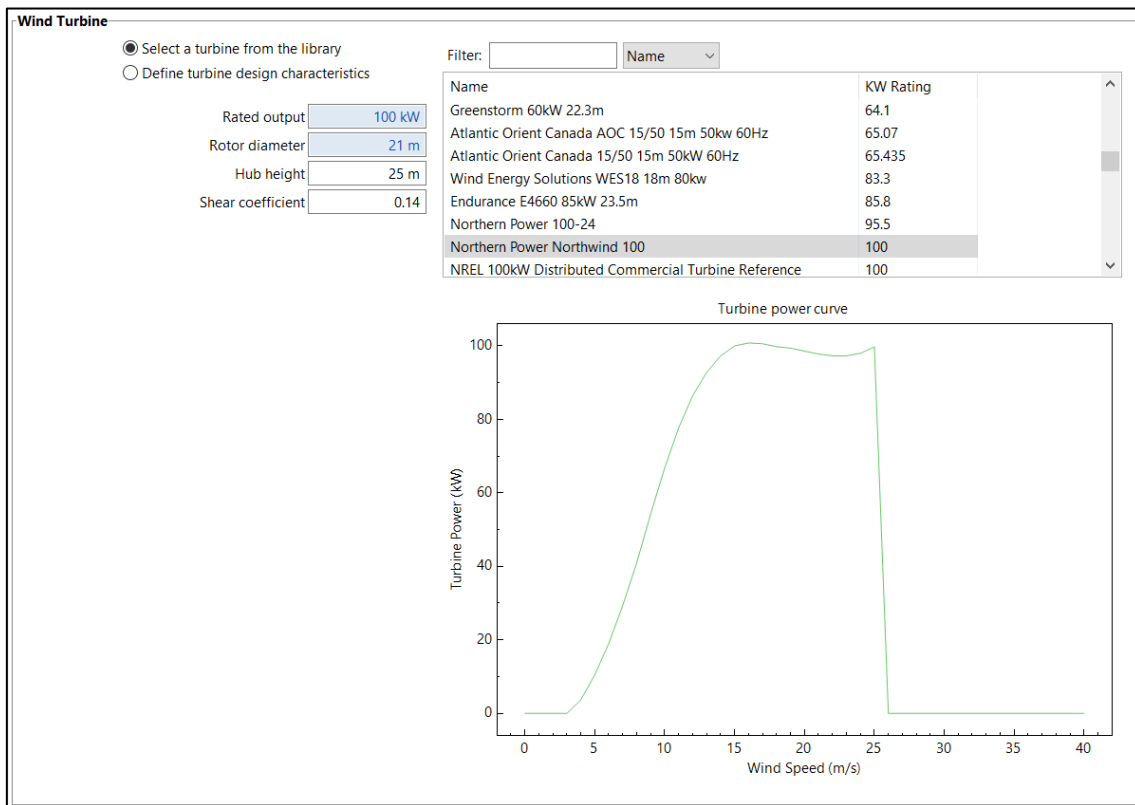


Figura A.IV 2 Distribución de Weibull

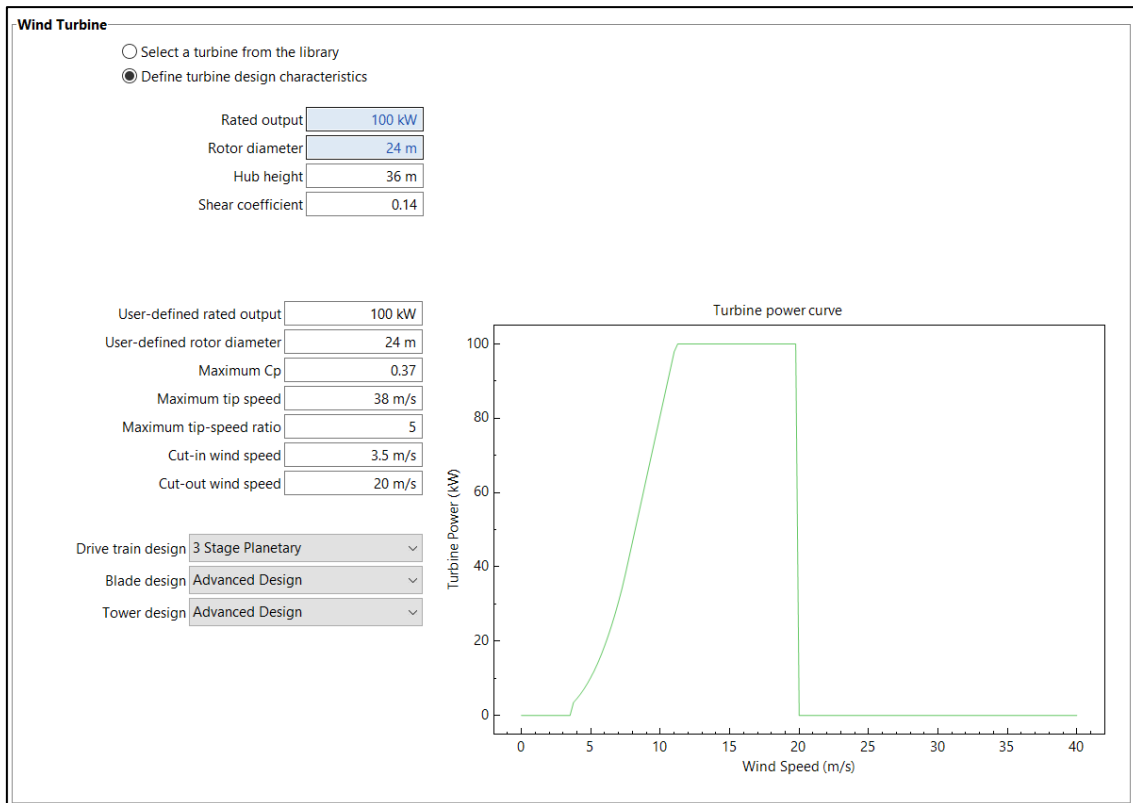
## IV.II TURBINA EÓLICA

Para definir la turbina eólica hay dos caminos: escoger una turbina de la librería o bien definir una con las características de diseño. Las turbinas pertenecientes a la librería cuentan con los datos principales ya incluidos pudiendo variar únicamente la altura de la torre y el coeficiente del suelo. También cuentan con la gráfica de potencia de la turbina dada por el fabricante, Figura A.IV 3.



**Figura A.IV 3 Librería de turbinas de SAM.**

Para las distintas simulaciones llevadas a cabo con SAM ha sido necesario introducir los datos de las de cada turbina estudiada al no venir ninguna de ellas en la librería. Al definir la turbina con las características de diseño la curva de potencia no se asemejará tanto a la del fabricante como las que ya vienen introducidas, pero si puede realizarse una buena aproximación. En la Figura A.IV 4 se puede observar los datos introducidos para la turbina Argolabe T100, como se puede comprobar, se tratan de datos muy simplificados. La curva obtenida es muy similar a la ofrecida por el fabricante, para obtenerla ha sido necesario realizar variaciones en alguno de los datos que resultaban desconocidos.



**Figura A.IV 4 Turbina Argolabe T100**

### IV.III CAMPO EÓLICO

Una vez definidos el recurso eólico y las características del aerogenerador se introduciría la información general acerca del campo eólico. En el caso de contar con una única turbina el único parámetro que puede modificarse son las pérdidas por disponibilidad (debido a mantenimiento o paradas forzadas por la red). Si hay más de una turbina SAM considerará que son todas iguales. Para definir más de una turbina existen dos grados de complejidad que pueden escogerse.

El primero solo requiere de la potencia total del campo deseada, las pérdidas y el modelo de efecto estela. El segundo método, más completo, también introduce el diseño del campo. Se introduciría el número de aerogeneradores en cada fila y el número de filas, la separación entre los aerogeneradores y la orientación del campo. Con estos datos el efecto estela será calculado de una forma más precisa. En la Figura A.IV 5 representa como quedarían los aerogeneradores para la disposición de tres turbinas de enair E200, para la separación de cada aerogenerador se utiliza como parámetro de distancia el número de diámetros del rotor equivalente. Para el modelo E200 el diámetro del rotor mide 9,8m y el número de diámetros entre aerogeneradores ha sido de 6 y entre filas ha sido de 3. Para este caso se ha utilizado aprovechando el espacio máximo del que se disponía en la universidad y adaptándolo a su forma triangular escogiendo la forma (shape) triangular/trapezoide. Otra alternativa con la que cuenta el programa es importar un archivo con el diseño del campo (layout file).

**System Sizing**

Use a single turbine  
 Specify desired farm size  
 Specify number of turbines

Number of turbines in farm   
 System nameplate capacity  kW

Please specify the number of turbines using the Turbine Layout options below.

---

**Losses and Wake Effects**

Wind Farm Losses  %  
 Turbulence Coefficient   
 Wake Model

**Availability and Curtailment**

Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events.

Constant loss: 0.0 %  
 Hourly losses: None  
 Custom periods: None

---

**Turbine Layout**

Import wind turbine location data file  
 Define wind farm using layout generator (below)

**Turbine Layout Map**

Turbines per row   
 Number of rows   
 Shape

Turbine spacing  rotor diameters  
 Row spacing  rotor diameters  
 Offset for rows  rotor diameters  
 Offset type

Row Orientation  deg

Figura A.IV 5 Diseño del parque eólico, 3 turbinas enair E200.



# ANEXO V ROSA DE LOS VIENTOS

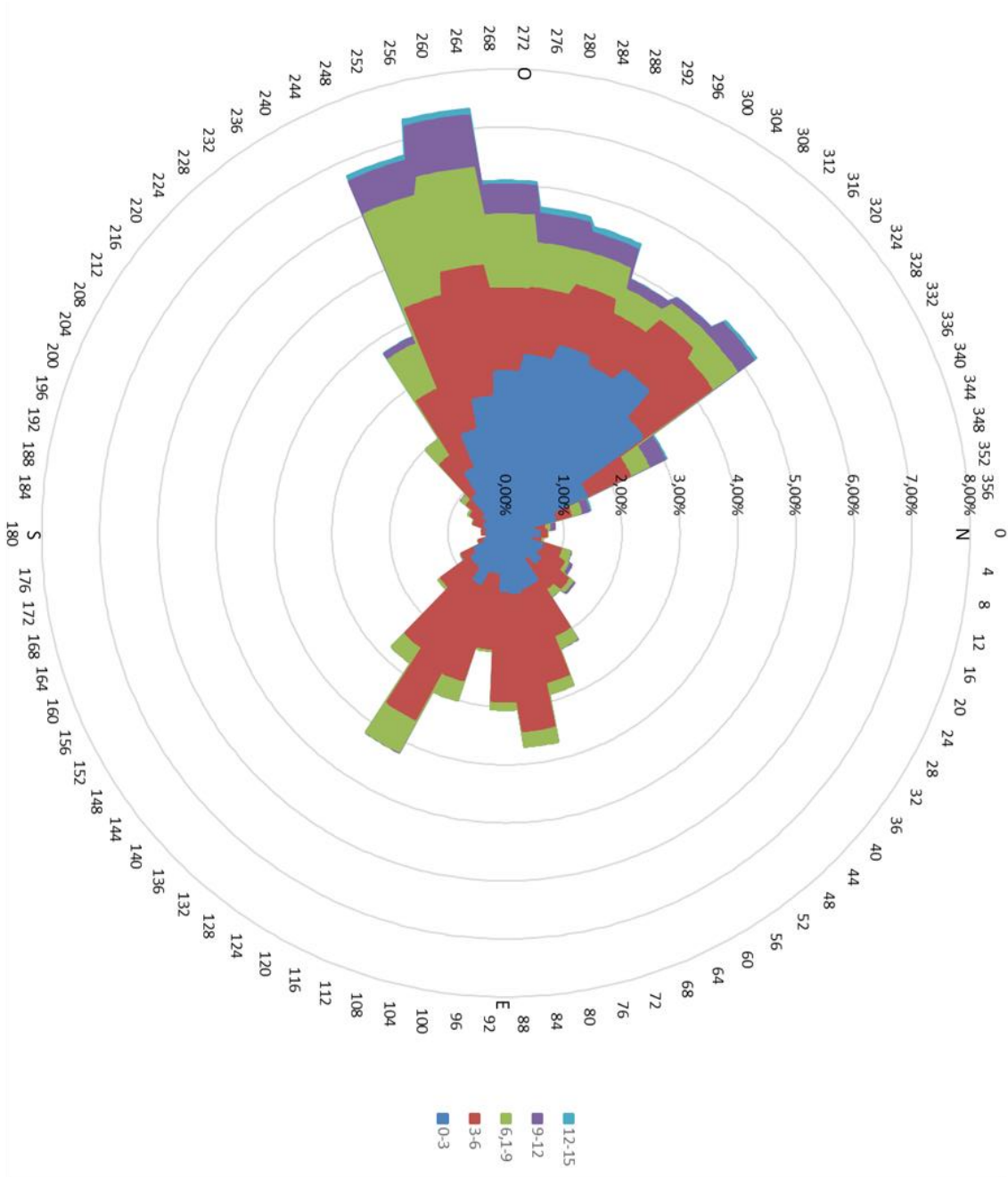


Gráfico creado a partir de datos obtenidos del aeropuerto de Valencia.

## ANEXO VI MODELADO EN EXCEL DE ST2000

El ANEXO IV trata la simulación de aerogeneradores en Excel, como se comenta esto solo sería posible para aerogeneradores de eje horizontal. Como alternativa se plantea un modelado simplificado en Excel para el aerogenerador ST2000.

### **VI.I. Curva de potencia del aerogenerador**

La potencia generada de un aerogenerador aumenta con la velocidad del viento hasta que éste alcanza su valor nominal. Para caracterizar su comportamiento los fabricantes aportan la curva de potencia del mismo. La Figura A.VI. 1 muestra la curva de potencia del aerogenerador ST2000. Como complemento a la curva se indican las velocidades características del inversor, Tabla A.VI 1. Este modelo de turbina al ser de eje vertical comienza a genera a velocidades muy bajas de 1,5 m/s y sin necesidad de un motor de arranque. Al tener esa velocidad tan baja de arranque se permite el mayor aprovechamiento del recurso eólico.

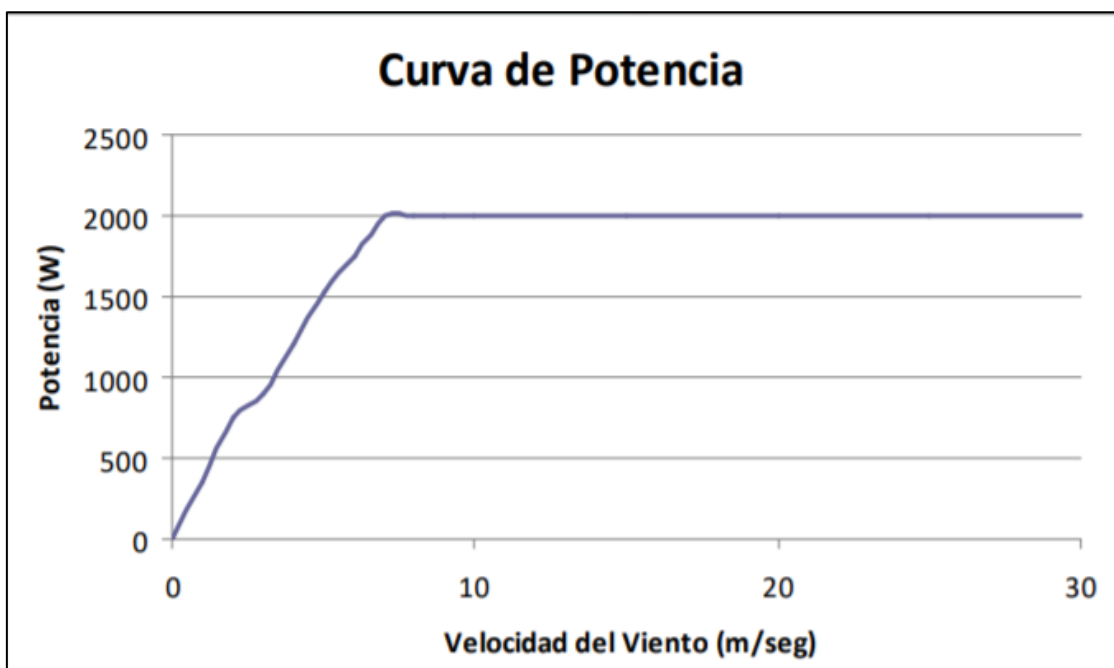


Figura A.VI. 1 Curva de potencia ST2000

**Tabla A.VI 1 Velocidades características**

<i>ST2000</i>	
<i>Velocidad de arranque (m/s)</i>	1,5
<i>Velocidad nominal (m/s)</i>	8,29

**VI.II. Modelado en Excel**

A partir de la curva del aerogenerador es posible realizar un modelado simplificado del funcionamiento del aerogenerador. Para ese modelado se establecen las condiciones recogidas en la Tabla A.VI 2. El comportamiento del aerogenerador dependerá de la velocidad del viento de cada momento. Las condiciones establecidas son introducidas en Excel de forma que éste calcule la potencia de una turbina para cada hora del año a partir de la velocidad de viento.

**Tabla A.VI 2 Condiciones de funcionamiento del aerogenerador**

<b>Velocidad (m/s)</b>		<b>Potencia (kW)</b>
$v < 0$	si	0
$1,5 < v < 8,29$	si	$0,2946v - 0,4418$
$8,29 < v < 30$	si	2

Los aerogeneradores de eje vertical no sufren el efecto estela como ocurre con los de eje horizontal. Según el fabricante ni siquiera se requiere una distancia mínima entre ellos, es decir el funcionamiento de uno no afectaría al resto. Para calcular la potencia total generada se multiplicaría la potencia de aerogenerador por el número total de turbinas, 60. Una limitación que tiene este modelado es que al ser tan simplificado no considera pérdidas ni el tiempo requerido por el aerogenerador para adaptarse a los cambios de viento. Estas consideraciones reducirían la potencia total generada por el parque eólico. Para poder integrar estas pérdidas se realiza el modelado también en Excel de los otros modelos de turbina considerados (Argolabe T100, Enair E800 y E200). Las producciones obtenidas en Excel para estas turbinas se comparan con los valores obtenidos con SAM. Al comparar ambos resultados se comprueba que la producción obtenida con Excel es en torno un 15% superior al valor de SAM. Para corregir la potencia del modelo del ST2000 se introduce ese 15% como posibles pérdidas que podría tener el sistema. Introduciendo ese valor la simulación resulta más fiel a la realidad. La Tabla A.VI 3 se muestran los valores obtenidos directamente de la curva y tras las pérdidas consideradas.


**Tabla A.VI 3 Producción anual obtenida para ST2000**

<i>Energía (MWh)</i>	
<i>Curva de potencia</i>	279,7
<i>Curva de potencia + pérdidas</i>	237,75





# ANEXO VII FICHAS TÉCNICAS

## VII.I Módulo



**NEW**








### HiKu


**SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE**  
**395 W ~ 415 W**  
**CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415P**

#### MORE POWER

-  24 % more power than conventional modules
-  Up to 4.5 % lower LCOE  
Up to 2.7 % lower system cost
-  Low NMOT:  $42 \pm 3$  °C  
Low temperature coefficient (Pmax):  
-0.37 % / °C
-  Better shading tolerance

#### MORE RELIABLE

-  Lower internal current,  
lower hot spot temperature
-  Cell crack risk limited in small region,  
enhance the module reliability
-  Heavy snow load up to 5400 Pa,  
wind load up to 3600 Pa\*



**25**  
years

linear power output warranty\*



**12**  
years

enhanced product warranty on materials and workmanship\*

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KS / INMETRO  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
UL 1703: CSA / Take-e-way



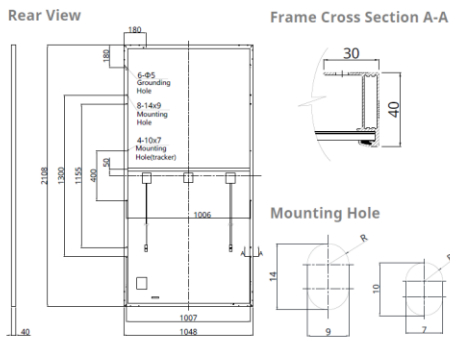
\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

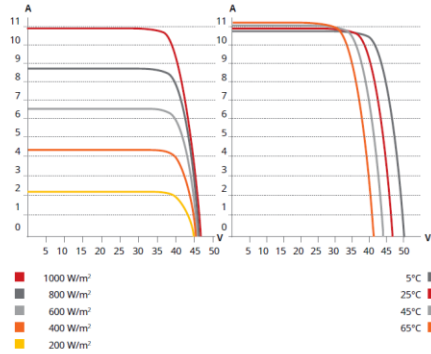
\* For detail information, please refer to Installation Manual.

**CANADIAN SOLAR INC.**  
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

### ENGINEERING DRAWING (mm)



### CS3W-400P / I-V CURVES



### ELECTRICAL DATA | STC\*

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

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

### ELECTRICAL DATA | NMOT\*

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

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

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

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

### PARTNER SECTION



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

October 2019. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.584\_EN

## VII.II Inversor solar



### SUNNY HIGHPOWER PEAK3



#### Rentable

- Alta densidad de potencia con 150 kW gracias al diseño compacto
- Máx. rendimiento gracias a la posible proporción CC/CA de hasta el 150 %

#### Seguro

- Máxima disponibilidad de la planta con unidades de 150 kW
- Funciones digitales con vocación de futuro adaptadas a la plataforma de gestión de la energía ennexOS

#### Flexible

- Para tensiones de entrada de CC de hasta 1500 V
- Soluciones de CC flexibles mediante cajas de conexión del generador específicas para el cliente

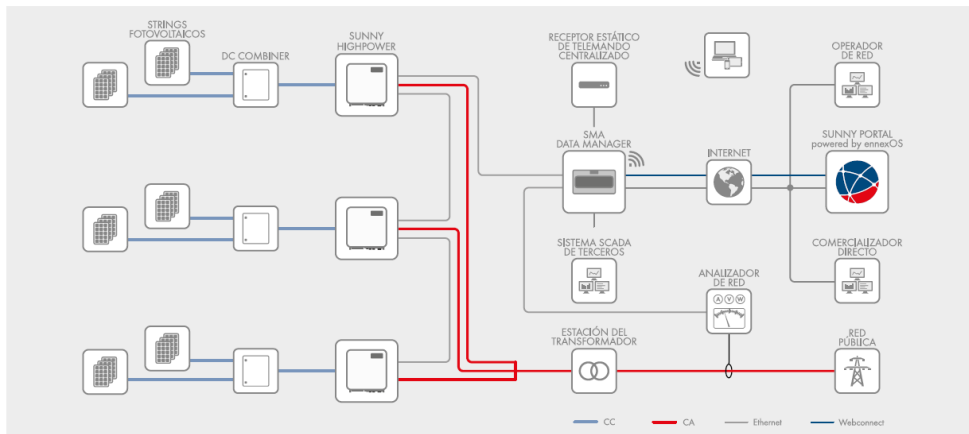
#### Fácil instalación

- Manejo ergonómico y conexión sencilla para una rápida instalación
- Puesta en marcha y regulación centralizadas de la planta fotovoltaica mediante el SMA Data Manager

### SUNNY HIGHPOWER PEAK3

Ya preparado para el futuro

El Sunny Highpower PEAK3 es el componente central de la solución de SMA para centrales fotovoltaicas con arquitectura descentralizada y tensiones de sistema de 1500 voltios de CC. Este compacto inversor de string, con su alta densidad de potencia, materializa soluciones optimizadas desde el punto de vista de los costes para aplicaciones fotovoltaicas industriales. Facilita el transporte y permite una instalación y puesta en marcha rápidas. El inversor de string con 150 kW de potencia dispone del servicio automático SMA Smart Connected para que las visitas de mantenimiento sean proactivas, facilitando así la gestión operativa y el mantenimiento y reduciendo de forma significativa los gastos de servicio técnico a lo largo de toda la vida del proyecto.



Datos técnicos	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
<b>Entrada (CC)</b>		
Potencia máx. del generador fotovoltaico	150000 Wp	225000 Wp
Tensión de entrada máx.	1000 V	1500 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	590 V a 1000 V/590 V	880 V a 1450 V/880 V
Corriente de entrada máx./Corriente de cortocircuito máx.	180 A/325 A	180 A/325 A
Número de seguidores del MPP independientes	1	1
Número de entradas	1 o 2 (opcional) para cajas de conexión del generador externas	
<b>Salida (CA)</b>		
Potencia asignada a tensión nominal	100000 W	150000 W
Potencia máx. aparente de CA	100000 VA	150000 VA
Tensión nominal de CA/intervalo de tensión de CA	400 V/304 V a 477 V	600 V/480 V a 690 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 66 Hz	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 66 Hz
Frecuencia de red asignada	50 Hz	50 Hz
Corriente máx. de salida	151 A	151 A
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo	1/0 inductivo a 0 capacitivo
Armónicos (THD)	< 3 %	< 3 %
Fases de inyección/conexión de CA	3/3-PE	3/3-PE
<b>Rendimiento</b>		
Rendimiento máx./rendimiento europeo	98,8 %/98,6 %	99,1 %/98,8 %
<b>Dispositivos de protección</b>		
Monitorización de toma a tierra/monitorización de red/protección contra polarización inversa de CC	● / ● / ●	● / ● / ●
Resistencia al cortocircuito de CA/Con separación galvánica	● / -	● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Descargadores de sobretensión (tipo II) CA/CC monitorizados	● / ●	● / ●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II	I/CA: III; CC: II
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	770 mm/830 mm/444 mm (30.3 in/32.7 in/17.5 in)	
Peso	98 kg (216 lb)	
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	
Emisión sonora, típica	< 69 dB(A)	
Autoconsumo (nocturno)	< 5 W	
Topología	Sin transformador	
Sistema de refrigeración	OptiCool, sistema de refrigeración activa, ventiladores con regulación de número de revoluciones	
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	
<b>Equipamiento/Función/Accesorios</b>		
Conexión de CC/CA	Terminal de cable (hasta 300 mm <sup>2</sup> )/borne roscada (hasta 150 mm <sup>2</sup> )	
Indicador led (estado/error/comunicación)	●	
Interfaz ethernet	● (2 puertos)	
Interfaz de datos: SMA Modbus/SunSpec Modbus/Speedwire, Webconnect	● / ● / ●	
Tipo de montaje	Montaje en bastidor	
OptiTrac/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○	
Certificados y autorizaciones (selección)	IEC/EN 62109-1/2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
● De serie ○ Opcional - No disponible Datos en condiciones nominales Actualizada: 09/2019		
Modelo comercial	SHP 100-20	SHP 150-20

www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

SHP100-20-21 - Impreso en papel IEC. No se permite el derecho de autor ni la reproducción de este documento sin el consentimiento escrito de SMA. SMA no asume ninguna responsabilidad por errores o falta de impresión. Para obtener información contacte con el departamento de ventas SMA Solar.com



## FICHA TECNICA

AEROGENERADOR  
SMARTTWISTER ST-2000

# 2018





## AEROGENERADOR SMARTTWISTER ST-2000



[www.smarttwister.org](http://www.smarttwister.org)

El aerogenerador **Smarttwister ST-2000** presenta importantes innovaciones en su diseño como una hélice en espiral en nylon técnico que le permite un mejor aprovechamiento de los vientos racheados, dejando así que se accione con una ligera brisa a partir de 1,5 m/seg según condiciones, sin necesidad de un motor de arranque.

Se trata de una fuente fiable de energía con un menor impacto visual que además de requerir poco mantenimiento, ayuda a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera

Con unas dimensiones reducidas y unas características técnicas que mejoran su eficiencia el ST-2000 es idóneo para generar energía eléctrica en cualquier tipo de situación sea esta aislada o bien conectada a la red.



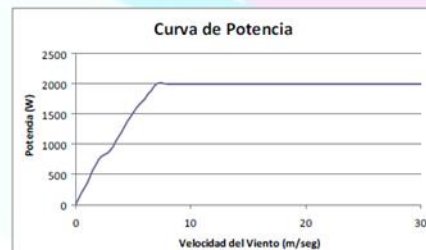
Son ideales para suministrar energía en la industria, bombas de agua, residencias privadas, áreas deportivas, zonas comunes, etc. instalándose fácilmente sobre un mástil, tejado o cualquier otro lugar.

### Características Básicas:

- Eficiente y resistente, producción de máxima cantidad de energía en tormentas.
- Comienza a funcionar con vientos a partir de 1,5 m/seg. en adelante llegando a generar su potencia total a partir de 8,29 m/seg.
- No precisa de sistema de frenado ante tormentas.
- Silencioso.
- Mínimo mantenimiento.
- Resistente a nieve, hielo, calor y humedad.

### El equipo se compone de:

- Equipo generador con aspas en color negro.
- Estructura estanca IP68.
- Manual de instrucciones e instalación.



(\*)La información está sujeta a posibles modificaciones

Smarttwister© • Email: [ventas@smarttwister.org](mailto:ventas@smarttwister.org) • Web: [www.smarttwister.org](http://www.smarttwister.org)



## AEROGENERADOR SMARTTWISTER ST-2000



www.smarttwister.org

### Características técnicas

Número de hélices	1 helicoidal
Diámetro	Ø0,34 m
Dirección de la rotación	Indiferente -
Sistema de control	Regulador electrónico

### Características eléctricas

Alterador	Imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia máxima	2340 W
Potencia nominal	2000 W
RPM Par	525 rpm
Voltaje	0 Vac – 600 Vac
Regulador	0 Vdc – 864 Vdc Regulable y programable (min-max) Gestión Electrónica Programable PWM - MPPT

### Velocidad del viento

Para arranque	> 1,5 m/s
Para potencia nominal	8,29 m/s
Para frenado automático	-
Máxima velocidad del viento	-

### Características físicas

Peso del aerogenerador (depende de modelo)	39.5 Kg.
Material de la hélice	Nylon Técnico Tratado sin tornillaje
Material eje y buje	Acero inox. AIS 316L / Opción en Acabado Militar
Medidas (mm)	1412 mm x Ø 340 mm

### Características Embalaje

Tipo de Embalaje	Caja de Cartón exterior doble y polispam en interior adaptado a la forma del producto, cerrado y emblistado
Medidas Exteriores Embalaje Aspas (mm)	1480 x 430 x 430
Medidas Exteriores Embalaje Generador (mm)	310 x 310 x 400
Peso Sólo Embalaje	5 Kg.
Peso Embalaje Generador	24,5 Kg.
Peso Embalaje Aspas	15 Kg.

### Código de Mercancía (Código Arancelario)

85.02.31 (*1)	Grupos electrógenos de energía eólica
---------------	---------------------------------------

(\*1) La información está sujeta a posibles modificaciones

(\*1) Según Sistema Armonizado de la Organización Mundial de Aduanas (OMA) y Código de Mercancías del TARIC

Smarttwister© • Email: [ventas@smarttwister.org](mailto:ventas@smarttwister.org) • Web: [www.smarttwister.org](http://www.smarttwister.org)

## VII.IV Inversor eólico




www.solaxpower.com info@solaxpower.com



Three Phase Hybrid Inverter  
**X3-Hybrid**  
High Voltage

*Simple.  
Reliable.  
Efficient*

-  3-phase Unbalance Output
-  High Efficiency
-  IP65 Rated
-  Remote Monitoring

**5kW**      **6kW**

**X3-HYBRID-5.0T / X3-HYBRID-6.0T**  
**X3-HYBRID-8.0T / X3-HYBRID-10.0T**

The new X-Hybrid 3-phase inverter from Solax is the latest incarnation of the market leading range of hybrid inverters, offering a flexible and scalable solution for both domestic and commercial applications. The 3-phase series includes inverters ranging in size from 5 to 10kW, and with the ability to install multiple inverters in parallel, scalable battery storage for commercial applications is now a reality. The inverter is equipped with a built-in EPS (Emergency Power Supply), had multiple communication options and can be controlled remotely.



Global: +86 571-56260008      AU: +61 1300 476529      DE: +49 7231 4180999      UK: +44 2476 586998



# X3-HYBRID HV (THREE PHASE)

X3-HYBRID-5.0T

X3-HYBRID-6.0T

X3-HYBRID-8.0T

X3-HYBRID-10.0T

## INPUT (DC)

Max.PV array power [Wp]	A:3000/B:3000	A:4000/B:4000	A:6000/B:4000	A:8000/B:5000
Max.DC voltage [V]	1000	1000	1000	1000
Nominal DC operating voltage [V]	720	720	720	720
Max. input current (input A/input B) [A]	11/11	11/11	20/11	20/11
Max. short circuit current (input A/input B) [A]	14/14	14/14	23/14	23/14
MPPT voltage range[V]	180-950	180-950	180-950	180-950
Start operating voltage[V]	180	180	180	180
No. of MPP trackers	2	2	2	2
Strings per MPP tracker	A:1/B:1	A:1/B:1	A:2/B:1	A:2/B:1

## INPUT AC

Max. apparent AC power[VA]	5000	6000	8000	10000
Max. AC current[A]	8.0	9.6	12.8	16.0
Nominal grid voltage(AC voltage range)[V]	400/230;380/220	400/230;380/220	400/230;380/220	400/230;380/220
Nominal grid Frequency/range[Hz]	50/60	50/60	50/60	50/60

## OUTPUT AC

Nominal AC power [VA]	5000	6000	8000	10000
Max. apparent AC power [VA]	5000	6000	8000	10000
Nominal grid voltage(AC voltage range) [V]	400/230;380/220			
Nominal grid frequency/range [Hz]	50/60			
Nominal AC current [A]	7.2	8.7	11.6	14.5
Max. AC current [A]	8.0	9.6	12.8	16.0
Displacement power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging			
THDi, rated power [%]	<3			

## OUTPUT DC (BATTERY)

Battery voltage range [V]	160-800			
Max.continuous charge/discharge current [A]	25			
Communication interfaces	CAN/RS485			
Reverse connect protection	Yes			

## EPS OUTPUT (WITH BATTERY)

EPS MAX. continuous apparent power [VA]	5000	6000	8000	10000
EPS rated voltage[V],Frequency [Hz]	400/230VAC,380/220VAC; 50/60			
EPS MAX.continuous current [A]	7.2	8.7	11.6	14.5
EPS peak apparent power [VA] Duration[s]	<10000 60	<12000 60	<14000 60	<15000 60
Changeover time [s]	<1.5			
THDv, linear Load [%]	<2			

## EFFICIENCY

MPPT efficiency [%]	99.9			
Euro efficiency [%]	97.0			
Max. efficiency [%]	97.8			
Battery charge/discharge efficiency [%]	97.0/96.0	97.0/96.0	97.5/96.5	97.5/96.5

## POWER CONSUMPTION

Standby consumption (Night) [W]	50 in standby mode, 10 in idle mode			
---------------------------------	-------------------------------------	--	--	--

## STANDARD

Safety	IEC62109-1/-2			
EMC	EN61000-6-1/EN61000-6-2/EN61000-6-3			
Certification	VDE 0126-1-1 A1:2012 / VDE-AR-N 4105 / G98 / AS4777 / EN50549 / CEI 0-21 / and so on			

## ENVIRONMENT LIMIT

Degree of protection(according to IEC60529)	IP65			
Operating temperature range [°C]	-20~+60 (derating at+45)			
Max. operation altitude [m]	2000			
Humidity [%]	0-100 (non-condensing)			
Storage temperature [°C]	-20~+60			
Typical noise emission [dB]	40			

## DIMENSION AND WEIGHT

Dimensions(WxHxD) [mm]	457*654*228			
Weight[kg]	45			
Cooling concept	Natural			
Topology	Non-isolated			
Communication interfaces	Ethernet/Meter/Pocket WiFi(optional)/Pocket LAN(optional)/Pocket GPRS(optional)/DRM/USB/ISO alarm/CAN/BMS/NTC			
LCD display	Backlight 20*4 character			
Standard warranty [years]	5-10			

## VII.V. Sistema de antivertido y monitorización



Maximum plant size 2000 kWp

Optional Powermanagement and cos phi control

Color TFT-Touch-Display and LCD-Status-Display for displaying graphics and operation

Monitor central inverters and SCBs



Options	Standard	PM+
	●	●
Article number	255592	255594



# Solar-Log 2000

For Solar Power Stations and Large-Scale PV Plants

---

## Functions

### Feed-In Management

The Solar-Log 2000 is equipped with all of the functions needed for feed-in management. This includes solutions for active and reactive power control as well as response signals for the grid control center.

### Self-Consumption

The Solar-Log 2000 offers the option to measure the amount of self-produced power consumed and to present it graphically via the Solar-Log WEB Enerest™. An additional power meter serves as a consumption meter.

### Solar-Log 2000 Alarm Function

The external alarm can be used to provide anti-theft protection to protect the system from burglars.

### Direct Marketing

In Germany since 01 January 2016, PV plants with an installed output of more than 100 kWp are required to participate in direct marketing. Solare Datensysteme GmbH offers the Solar-Log 1900 as technical solution for all direct marketers.

## Display Option

### TFT-Touch-Display and access to Solar-Log™

The Solar-Log™ can be operated from a computer with a web browser or directly via the device's TFT-Touch-Display.

## Licenses

Detailed information on the direct marketing and feed-in management licenses, FTP and SCB licenses as well as the advanced options of the Solar-Log™ are described on page 95 and 96 in our portfolio.



## Options

### Solar-Log 2000 PM+ & Solar-Log™ Utility Meter

Combining the Solar-Log 2000 and Utility Meter simplifies implementation of the diverse requirements for powermanagement in Germany. The voltage-dependent reactive power control, Q(U) function, is accomplished by measuring the medium voltage with the Utility Meter. The combination of the Solar-Log 2000 and Utility Meter is also needed to send a confirmation of the current amount of feed-in power to the grid operator.

### Solar-Log 2000 & PM-Package

For plants larger than 100 kWp, remote control of the reactive power supply and power limitations are required along with a confirmation of the current amount of feed-in power.

In practice, each grid operator stipulates its own signalization variant in the technical connection requirements (TAB). To fulfill the requirements from a particular grid operator, Solare Datensysteme offers a grid company specific PM-Package. This package includes hardware that is adjusted to a company's remote control technology and profile file.

### String Connection Box (SCB) or String Monitoring Box (SMB)

When used with the Solar-Log WEB Enerest™ XL and either the SCB or SMB, the Solar-Log 2000 monitors every single string, ensuring the most complete and secure monitoring for large-scale PV plants with exact error identification and localization.



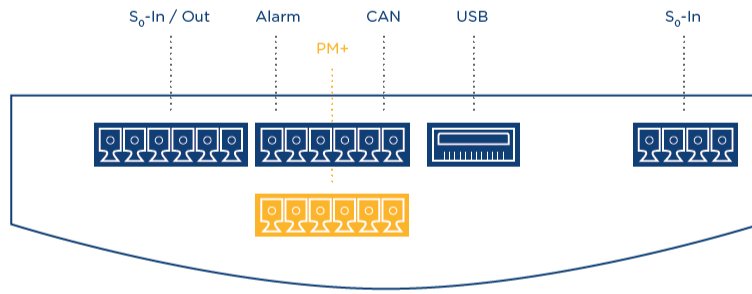
**Feed-in management - feed balance:** The times when there was a grid feed and when electricity was purchased from the grid can be seen at a glance in this graph. Negative (red) values indicate that electricity was purchased from the grid and positive (yellow) values that there was grid feed.



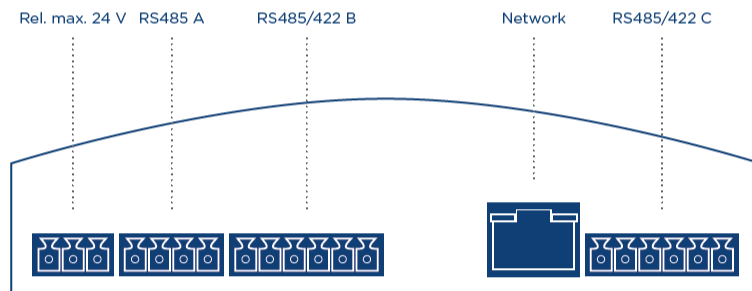
# Solar-Log 2000 PM+

## Interfaces

---



Top



Bottom

### Inverters

A maximum of 100 inverters (just one manufacturer per bus), maximum plant size 2000 kWp.

### Interfaces

The interfaces can be used to connect inverters and components such as the Utility Meter, Pyranometer and SCBs. The Solar-Log 2000 Standard and Solar-Log 2000 PM+ have two RS485/RS422 interfaces and one RS485 interface.

# Solar-Log 300, 1200, 1900 and 2000

## Common Features

---

### Functions

#### LCD-Status-Display

Status display for installation and operations.

#### Smart Energy

Recording and presentation of self-consumption control and visualization of individual appliances for the optimization of self-consumption.

#### Feed-in Management

Reduction of feed-in power with a dynamic allowance for self-consumption.

### Display Options

#### Solar-Log WEB Enerest™

The Solar-Log WEB Enerest™ online portal expands the presentation and monitoring functions of the Solar-Log™ and offers comprehensive reporting options in the form of graphs and tables.

#### The App for Solar-Log WEB Enerest™

This app offers users comfort and security with its structured operating concept, intuitive controls, modern features and interactive graphics. The app is available for free from the app store.

#### Solar-Log™ Dashboard

The Dashboard is a feature of the Solar-Log WEB Enerest™ L and XL that displays all important information for a plant such as yields, CO<sub>2</sub> savings and plant performance.

#### Solarfox® Large and External Display

A large external display used in combination with the Solar-Log™ can visually present live data from a PV plant. You can also add personalized advertisements. Large external displays can be connected via the RS485 or S<sub>0</sub> interface.

## Connections

### Inverters

The Solar-Log™ is compatible with inverters from all major manufacturers.

### Sensors RS485

The sensors measure solar irradiation, temperature and wind speed. They can even be combined with some inverters on an RS485 bus.

### Meter S<sub>0</sub>-In or RS485

The meter can record your consumption data or serve as an inverter and measure the power from incompatible inverters. In addition, batteries can be visualized via meters.

### RS485 or S<sub>0</sub>-Out

Connect a large external display to gain an additional overview of the data.

### Solar-Log™ USB Connection and Data Export

A USB stick can be connected for safe and quick manual installations of new firmware updates, configurations, and backups. The backup and configuration can be exported as a file via USB.

### Ripple Control Receiver

The signal to reduce active power is generally sent via a Ripple Control Receiver or remote control technology. Up to two Ripple Control Receivers can be connected to the Solar-Log™ PM+, one for power reduction and one for reactive power control.

### Ethernet / Speedwire\*

The Solar-Log™ models can be connected to compatible inverters with an Ethernet connection. SMA inverters can be connected directly to a regular network infrastructure with SMA's own Speedwire protocol. The SMA inverter only has to be connected to an Ethernet switch or router.

## Additional Functions

### Protection for the Interfaces and Cables

The cable cover for the Solar-Log™ offers the best possible mechanical protection for interfaces and cables as well as an attractive design.

### Data Security

The data volume from the Solar-Log™ can be recorded. The micro SD card is used to protect against any loss of data in the event of a power failure.

---

Solare Datensysteme GmbH • info@solar-log.com • www.solar-log.com • Subject to change without notice! EN | 08.2018 | Version 4.1

\*In many countries, the designation "Speedwire" is a registered trademark of SMA Solar Technology AG.

## VII.V. Cableado

### VII.V.I. Corriente continua

ex
Zhellent
SOLAR
CABLES CORRIENTE CONTINUA
Conexión para paneles fotovoltaicos



**EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC**

Conductor : Conductor estañado clase 5 para servicio móvil (-F)

Aislación : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

Cubierta : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

Norma Constructiva : AENOR EA 0038  
TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 cables para paneles solares.

Norma Nac / Europea : UNE-EN 60332-1-2  
UNE-EN 50226-2-4  
UNE-EN 50267  
UNE EN 61034-2

Internacional : IEC 60332-1-2  
IEC 60332-3-24  
IEC 60754  
IEC 61034-2





La serie de cables EXZHELLENT SOLAR (AS), está constituida por cables flexibles monoconductores de tensión 1,8 kV en corriente continua (cc)

Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (pV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones.

Sus características principales son:

- :: Servicio móvil.
- :: Alta seguridad. **Especialmente diseñado para no dañar los paneles solares.**
- :: Resistencia a la intemperie.
- :: Trabajo a muy baja temperatura (-40°C)
- :: Resistencia a la abrasión, el desgarro y los aceites y grasas industriales.
- :: Endurecimiento térmico de los materiales para garantizar una vida útil de 30 años.

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90°C, pudiendo soportar temperaturas de 120°C durante 20.000 horas

EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC					
SECCIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR	PESO	RADIO MÍNIMO CURVATURA	RESISTENCIA MAX DEL CONDUCTOR	INTENSIDAD AL AIRE / 40°C
mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	Ohm/km	A
1x2,5	5,0	50	20	8,21	41
1x4	5,6	65	23	5,09	55
1x6	6,8	85	26	3,39	70
1x10	7,9	140	32	1,95	96
1x16	8,8	200	35	1,24	132

\*OTROS CALIBRES, REALIZAR CONSULTA A NUESTRO EQUIPO\*

## VII.V.II. Cableado de alterna

**exZhelent** class

# EXZHELLENT® Class 1000 V

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1

### NORMAS:

CONSTRUCCIÓN	REACCIÓN AL FUEGO*	
IEC 60502-1	IEC 60332-1-2	IEC 60754-2
UNE 21123-4	IEC 60332-3-24	IEC 61034-2
	IEC 60754-1	



### CLASIFICACIÓN CPR:

EXZHELLENT® Class

Gama 1x1.5 - 1x800 / 2x1.5 - 2x240 / 3x1.5 - 5x400 /  
3x10+1x6 / 3x16+1x10 / 3x16+2G10 / 3x25+1G16 /  
3x35+2G16 / 3x50+1G16 / 3x50+2G25 / 3x70+1G25 /  
3x70+2G35 / 3x95+1G35 / 3x95+2G50 / 3x120+1G50 /  
3x150+1G70 / 3x185+1G95 / 3x240+1G120 /  
3x300+1G150 mm<sup>2</sup>  
DOP 0040 Rev.001  
Clase **C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1**

EXZHELLENT® Class SECTORFLEX

Gama 2x50 - 2x400 / 3x50 - 3x400 /  
4x50 - 4x400 mm<sup>2</sup>  
DOP 0135 Rev.001  
Clase **C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1**

### CONSTRUCCIÓN:

#### 1. CONDUCTOR

Cobre, clase 5 según IEC 60228. Sectorial para secciones de 50 mm<sup>2</sup> y superiores (solución Sectorflex®).

#### 2. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado, tipo XLPE según IEC 60502-1  
Identificación por color.

#### 3. CUBIERTA EXTERIOR

Poliolefina termoplástica libre de halógenos, tipo ST8 según IEC 60502-1.

### APLICACIONES:

Circuitos eléctricos en locales de pública concurrencia y otras instalaciones donde exista un alto riesgo de incendio.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C

\* Prestación fuera del ámbito CPR.



### CERTIFICACIONES:





C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1

### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C ** (A)	Directamente enterrado 25 °C *** (A)	Caída de tensión cos $\mu=0,8$ (V/A.km)
1S48106	1x1,5	6,6	61	27	19	23	23,7
1S48107	1x2,5	7,0	74	29	27	30	14,2
1S48108	1x4	7,6	92	31	37	39	8,88
1S48109	1x6	8,1	115	33	48	48	5,96
1S48110	1x10	9,1	160	37	67	64	3,49
1S48111	1x16	9,9	215	40	91	83	2,25
1S48113	1x35	12,6	405	51	153	128	1,08
1S48114*	1x50	14,1	545	57	188	152	0,776
1S48115*	1x70	16,2	745	65	243	187	0,570
1S48116*	1x95	17,8	950	72	298	222	0,451
1S48117*	1x120	19,8	1.190	80	348	253	0,369
1S48118*	1x150	21,8	1.475	88	404	286	0,313
1S48119*	1x185	23,7	1.775	95	464	321	0,271
1S48120*	1x240	26,4	2.300	135	552	370	0,223
1S48121*	1x300	30,2	2.870	155	639	418	0,193
1S48122*	1x400	34,8	3.835	175	748	486	0,164
1S48123*	1x500	39,1	4.835	200	860	547	0,146
1S48124*	1x630	43,7	6.400	220	990	617	0,128
1S48206	2x1,5	9,7	140	39	23	27	27,3
1S48207	2x2,5	10,6	175	43	32	35	16,4
1S48208	2x4	11,6	220	47	44	46	10,2
1S48209	2x6	12,1	260	49	57	59	6,84
1S48210	2x10	14,0	375	57	78	77	3,99
1S48211	2x16	16,0	530	65	104	100	2,56
1S48212	2x25	18,7	725	-	135	127	1,68
1S48213	2x35	21,2	970	85	168	154	1,22
1S48214*	2x50	25,0	1.410	100	204	182	0,876
1S48215*	2x70	29,2	1.945	150	262	224	0,642
1S48216*	2x95	32,7	2.510	165	320	266	0,506
1S48217*	2x120	37,0	3.190	185	373	303	0,414
1S48218*	2x150	40,8	3.940	205	430	342	0,349
1S48219*	2x185	44,8	4.770	225	493	383	0,303
1S48220*	2x240	51,0	6.250	310	583	442	0,249
1S48306	3x1,5	10,2	160	41	20	23	23,6
1S48307	3x2,5	11,1	200	45	29	30	14,2
1S48308	3x4	12,2	260	49	38	39	8,84
1S48309	3x6	12,8	310	52	49	48	5,92

\* Conductor sectorial flexible Sectorflex®.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.

**CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:**

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C ** (A)	Directamente enterrado 25 °C *** (A)	Caída de tensión cos $\mu=0,8$ (V/A.km)
1S48310	3x10	14,9	460	60	68	64	3,46
1S48311	3x16	17,0	660	69	91	83	2,22
1S48312	3x25	20,0	925	80	115	106	1,46
1S48313	3x35	22,6	1.250	91	143	128	1,06
1S48314*	3x50	26,7	1.810	135	174	152	0,759
1S48315*	3x70	31,4	2.520	160	223	187	0,556
1S48316*	3x95	35,0	3.250	175	271	222	0,438
1S48317*	3x120	39,6	4.135	200	314	253	0,358
1S48318*	3x150	43,9	5.140	220	363	286	0,302
1S48319*	3x185	48,2	6.230	245	414	321	0,262
1S48320*	3x240	54,9	8.175	330	489	370	0,215
1S48321*	3x300	63,1	10.325	380	565	418	0,186
1S48322*	3x400	73,2	13.875	440	671	486	0,158
1S48010	3x10 + 6	16,2	540	65	68	64	3,47
1S48011	3x16 + 10	18,6	785	75	91	83	2,23
1S48012	3x25 + 16	22,2	1.135	89	115	106	1,47
1S48013	3x35 + 16	24,7	1.470	99	143	128	1,06
1S48014*	3x50 + 25	29,2	2.135	150	174	152	0,767
1S48015*	3x70 + 35	34,4	2.980	175	223	187	0,564
1S48016*	3x95 + 50	38,5	3.880	195	271	222	0,446
1S48017*	3x120 + 70	43,8	4.995	220	314	253	0,366
1S48018*	3x150 + 70	48,3	6.080	245	363	286	0,310
1S48019*	3x185 + 95	53,0	7.415	320	414	321	0,270
1S48020*	3x240 + 120	60,4	9.700	365	489	370	0,223
1S48021*	3x300 + 150	69,4	12.290	420	565	418	0,194
1S48406	4x1,5	11,1	185	45	20	23	23,6
1S48407	4x2,5	12,1	235	49	29	30	14,2
1S48408	4x4	13,4	310	54	38	39	8,85
1S48409	4x6	14,1	380	57	49	48	5,93
1S48410	4x10	16,4	575	66	68	64	3,47
1S48411	4x16	18,8	825	76	91	83	2,23
1S48412	4x25	22,3	1.185	90	115	106	1,47
1S48413	4x35	25,0	1.580	130	143	128	1,06
1S48414*	4x50	29,7	2.300	150	174	152	0,767
1S48415*	4x70	35,0	3.210	175	223	187	0,564
1S48416*	4x95	38,9	4.140	195	271	222	0,446

\* Conductor sectorial flexible Sectorflex®.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.





C<sub>a</sub>-s1b,d1,a1

### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C ** (A)	Directamente enterrado 25 °C *** (A)	Caída de tensión cos $\mu=0.8$ (V/A.km)
1S48417*	4x120	44,3	5.290	225	314	253	0,366
1S48418*	4x150	48,8	6.550	245	363	286	0,310
1S48419*	4x185	53,8	7.970	325	414	321	0,270
1S48420*	4x240	61,3	10.460	370	489	370	0,223
1S48421*	4x300	70,4	13.180	425	565	418	0,194
1S48422*	4x400	81,6	17.700	490	671	486	0,166
1S48613	3x35 + 2x16	26,7	1.690	135	143	128	1,067
1S48614*	3x50 + 2x25	31,8	2.485	160	174	152	0,770
1S48615*	3x70 + 2x35	37,4	3.460	190	223	187	0,567
1S48616*	3x95 + 2x50	41,8	4.505	210	271	222	0,449
1S48617*	3x120+70	48,1	5.895	245	314	253	0,369
1S48618*	3x150+70	52,7	7.040	320	363	286	0,313
1S48619*	3x185+95	58,1	8.665	350	414	321	0,273
1S48620*	3x240+120	66,0	11.290	400	489	370	0,226
1S48621*	3x300+150	75,4	14.270	455	565	418	0,197
1S48506	5x1,5	12,4	230	50	20	23	23,6
1S48507	5x2,5	13,1	280	53	29	30	14,2
1S48508	5x4	14,6	375	59	38	39	8,85
1S48509	5x6	15,4	465	62	49	48	5,93
1S48510	5x10	18,0	700	73	68	64	3,47
1S48511	5x16	20,8	1.015	83	91	83	2,23
1S48512	5x25	24,7	1.455	99	115	106	1,47
1S48513	5x35	27,7	1.960	140	143	128	1,07
1S48514*	5x50	33,1	2.860	170	174	152	0,770
1S48515*	5x70	39,0	4.000	200	223	187	0,567
1S48516*	5x95	43,4	5.155	220	271	222	0,449
1S48517*	5x120	49,4	6.575	250	314	253	0,369
1S48518*	5x150	54,7	8.195	330	363	286	0,313
1S48519*	5x185	60,3	9.970	365	414	321	0,273
1S48520*	5x240	68,6	13.085	415	489	370	0,226
1S48521*	5x300	78,8	16.485	475	565	418	0,197

\* Conductor sectorial flexible Sectorflex®.

\*\* Intensidades admisibles según IEC 60364-5-52, tabla B.52.3, método de instalación E para dos conductores cargados, tabla B.52.5, método de instalación E para tres conductores cargados y tabla B.52.12., método de instalación F para cables unipolares.

\*\*\* Intensidades admisibles según IEC 60364-5-52, tabla B.52.3, método de instalación D2 para dos conductores cargados y tabla B.52.5., método de instalación D2 para tres conductores cargados.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.



## VII.VI. Protecciones

### VII.VI.I Solar

#### Continua

<https://www.phoenixcontact.com/us/products/3061350>



## Fuse - FUSE 10,3X38 16A PV - 3061350

Please be informed that the data shown in this PDF Document is generated from our Online Catalog. Please find the complete data in the user's documentation. Our General Terms of Use for Downloads are valid (<http://phoenixcontact.com/download>)



Fuse, 10.3x38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristics

The figure shows the 10 A version

#### Why buy this product

- Use in PV lines with a nominal voltage of up to 1000 V DC



#### Key Commercial Data

Packing unit	1 STK
Minimum order quantity	10 STK
Weight per Piece (excluding packing)	8.000 g
Custom tariff number	85361050
Country of origin	Slovenia

#### Technical data

##### Environmental Product Compliance

China RoHS	No hazardous substances above threshold values
------------	--

##### General

Color	white
Flammability rating according to UL 94	V0

##### Dimensions

Length	38 mm
Diameter	10.3 mm

##### General

Fuse	Midget / 10.3 x 38
------	--------------------

## Fuse - FUSE 10,3X38 16A PV - 3061350

### Technical data

#### General

Nominal current $I_N$	16 A
Nominal voltage $U_N$	1000 V AC/DC

#### Standards and Regulations

Flammability rating according to UL 94	V0
--	----

### Classifications

#### eCl@ss

eCl@ss 4.0	27142001
eCl@ss 4.1	27142001
eCl@ss 5.0	27142001
eCl@ss 5.1	27142002
eCl@ss 6.0	27142002
eCl@ss 7.0	27142002
eCl@ss 8.0	27142002
eCl@ss 9.0	27142002

#### ETIM

ETIM 3.0	EC000035
ETIM 4.0	EC002704
ETIM 5.0	EC002704

#### UNSPSC

UNSPSC 6.01	30211915
UNSPSC 7.0901	39121514
UNSPSC 11	39121514
UNSPSC 12.01	39121514
UNSPSC 13.2	39121514

### Approvals

#### Approvals

---

#### Approvals

#### EAC

---

<https://www.phoenixcontact.com/us/products/3061350>



## Fuse - FUSE 10,3X38 16A PV - 3061350

Approvals

Ex Approvals

---

Approval details

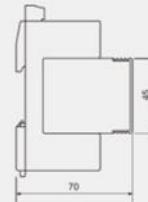
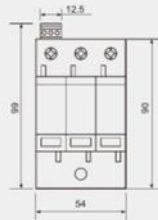
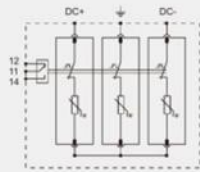
EAC EAC-Zulassung

---

Phoenix Contact 2016 © - all rights reserved  
<http://www.phoenixcontact.com>

## BRPV3

Type 2 DC Surge Arrester for PV



3 Mod		BRPV3 600	BRPV3 1000	BRPV3 1500
SPD classification according to EN61643-11		Type 2	Type 2	Type 2
SPD classification according to EN50539-11		Class II	Class II	Class II
Max. continuous operating dc voltage	U <sub>cpv</sub>	600V	1000V	1500V
Nominal discharge current (8/20 μs)	I <sub>n</sub>	20kA	20kA	20kA
Max. discharge current (8/20 μs)	I <sub>max</sub>	40kA	40kA	40kA
Voltage protection level [(DC+/DC-)→PE]	U <sub>p</sub>	≤ 2.6kV	≤ 4.0kV	≤ 5.2kV
Response time	t <sub>A</sub>	≤ 25ns	≤ 25ns	≤ 25ns
Operating temperature range	T <sub>u</sub>	-40°C -80°C	-40°C -80°C	-40°C -80°C
Operating state/fault indication		green/red	green/red	green/red
Cross-section area (Min.)		4mm <sup>2</sup>	4mm <sup>2</sup>	4mm <sup>2</sup>
Cross-section area (Max.)		35mm <sup>2</sup>	35mm <sup>2</sup>	35mm <sup>2</sup>
For mounting on		35mm Din rail	35mm Din rail	35mm Din rail
Enclosure material		Thermalplastic UL94-V0		
Degree of protection		IP20	IP20	IP20
Order Code		B8009	B8010	B8018
Order code (With remote signal)		B8011	B8012	B8019



**INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DPX<sup>3</sup> 160 y DPX<sup>3</sup> 250**



**DPX<sup>3</sup> 160 magnetotérmicos**

interruptores automáticos en caja moldeada de 16 a 160 A

**Todo integrado**

La función diferencial, el relé magnetotérmico o electrónico, la medida...  
Todo se puede integrar dentro de una misma caja



■ **2 tallas de caja**  
Únicamente, calibres de 16 a 250 A, poder de corte de 16 a 70 kA



■ **Versión electrónica**  
A partir de 40 A, con o sin función de medida integrada



■ **Dispositivo diferencial**  
Integrado (sin bloque externo)



■ **Manuales o motorizados,**  
montaje muy simple



4 200 00

4 200 10

Características técnicas y curvas de funcionamiento: pág. 69  
Dimensiones: pág. 64

Se montan en un perfil L<sub>r</sub> o en placa dentro de las cajas y los armarios XL<sup>3</sup>.  
Garantizan el corte, el mando, el seccionamiento y la protección de las líneas eléctricas de baja tensión. Ejecución fija conexión anterior.  
Se suministran con bornas de conexión de 70 mm<sup>2</sup>.  
Admiten los accesorios y los auxiliares comunes DPX<sup>3</sup> (pág. 56).  
Son conformes a la norma UNE-EN 60947-2.

Emb.	Ref.			Interrup-tor-es auto-má-ticos mag-neto-té-r-micos
	3P	4P	3P+N/2	
				In (A) Térmico regulable de 0,8 a 1 In. Magnético fijo: 400 A de 16 a 40 A, 10 In de 63 a 160 A.
				<b>Poder de corte Icu 16 kA (400 V~)</b>
1	4 200 00	4 200 10		16
1	4 200 01	4 200 11		25
1	4 200 02	4 200 12		40
1	4 200 03	4 200 13		63
1	4 200 04	4 200 14		80
1	4 200 05	4 200 15		100
1	4 200 06	4 200 16	4 207 34	125
1	4 200 07	4 200 17	4 207 36	160
				<b>Poder de corte Icu 25 kA (400 V~)</b>
1	4 200 40	4 200 50		16
1	4 200 41	4 200 51		25
1	4 200 42	4 200 52		40
1	4 200 43	4 200 53		63
1	4 200 44	4 200 54		80
1	4 200 45	4 200 55		100
1	4 200 46	4 200 56	4 207 38	125
1	4 200 47	4 200 57	4 207 40	160
				<b>Poder de corte Icu 36 kA (400 V~)</b>
1	4 200 80	4 200 90		16
1	4 200 81	4 200 91		25
1	4 200 82	4 200 92		40
1	4 200 83	4 200 93		63
1	4 200 84	4 200 94		80
1	4 200 85	4 200 95		100
1	4 200 86	4 200 96	4 207 42	125
1	4 200 87	4 200 97	4 207 44	160
				<b>Poder de corte Icu 50 kA (400 V~)</b>
1	4 201 20	4 201 30		16
1	4 201 21	4 201 31		25
1	4 201 22	4 201 32		40
1	4 201 23	4 201 33		63
1	4 201 24	4 201 34		80
1	4 201 25	4 201 35		100
1	4 201 26	4 201 36	4 207 46	125
1	4 201 27	4 201 37	4 207 48	160

\* Utilizar los adaptadores de la página siguiente.

## DPX<sup>3</sup> 250 magnetotérmicos

interruptores automáticos en caja moldeada de 100 a 250 A



4 202 05

4 202 25

Características técnicas y curvas de funcionamiento: pág. 69  
Dimensiones: pág. 65

Se montan en un perfil L<sub>r</sub> o en placa dentro de las cajas y los armarios XL<sup>3</sup> mediante los adaptadores de la página 55.  
Garantizan el corte, el mando, el seccionamiento y la protección de las líneas eléctricas de baja tensión.  
Ejecución fija conexión anterior.  
Se suministran con tabiques de separación y conexión por terminal.  
Admiten los accesorios y los auxiliares comunes DPX<sup>3</sup> (pág. 56).  
Son conformes a la norma UNE-EN 60947-2.

Emb.	Ref.			Interruptores automáticos magnetotérmicos
	3P	4P	3P+N/2	Térmico regulable de 0,8 a 1 In. Magnético regulable de 5 a 10 In.
				In (A)
				<b>Poder de corte Icu 25 kA (400 V~)</b>
1	4 202 05	4 202 15		100
1	4 202 07	4 202 17		160
1	4 202 08	4 202 18		200
1	4 202 09	4 202 19	4 207 50	250
				<b>Poder de corte Icu 36 kA (400 V~)</b>
1	4 202 35	4 202 45		100
1	4 202 37	4 202 47		160
1	4 202 38	4 202 48		200
1	4 202 39	4 202 49	4 207 52	250
				<b>Poder de corte Icu 50 kA (400 V~)</b>
1	4 202 65	4 202 75		100
1	4 202 67	4 202 77		160
1	4 202 68	4 202 78		200
1	4 202 69	4 202 79	4 207 54	250
				<b>Poder de corte Icu 70 kA (400 V~)</b>
1	4 206 05	4 206 15		100
1	4 206 07	4 206 17		160
1	4 206 08	4 206 18		200
1	4 206 09	4 206 19	4 207 56	250

Emb.	Ref.		Interruptores automáticos magnetotérmicos diferenciales
			Térmico regulable de 0,8 a 1 In. Magnético regulable de 5 a 10 In. Diferencial electrónico integrado con pantalla LCD.
			Sensibilidad regulable: 0,03 - 0,3 - 1 - 3 A. Disparo regulable: 0 - 0,3 - 1 - 3 s (0 s solo con sensibilidad 0,03 A).
	3P+N/2	4P	In (A)
			<b>Poder de corte Icu 25 kA (400 V~)</b>
1		4 202 25	100
1		4 202 27	160
1		4 202 28	200
1	4 207 51	4 202 29	250
			<b>Poder de corte Icu 36 kA (400 V~)</b>
1		4 202 55	100
1		4 202 57	160
1		4 202 58	200
1	4 207 53	4 202 59	250
			<b>Poder de corte Icu 50 kA (400 V~)</b>
1		4 202 85	100
1		4 202 87	160
1		4 202 88	200
1	4 207 55	4 202 89	250
			<b>Poder de corte Icu 70 kA (400 V~)</b>
1		4 206 25	100
1		4 206 27	160
1		4 206 28	200
1	4 207 57	4 206 29	250

Equipos de montaje en XL<sup>3</sup> 400 pág. 229  
Equipos de montaje en XL<sup>3</sup> 800 pág. 242  
Equipos de montaje en XL<sup>3</sup> 4000 pág. 253  
Accesorios comunes pág. 56

## DPX<sup>3</sup> 250 electrónicos diferenciales

interruptores automáticos en caja moldeada de 40 a 250 A



4 203 25



Características técnicas y curvas de funcionamiento: pág. 69  
Dimensiones: pág. 65

Se montan en un perfil L<sub>r</sub> o en placa dentro de las cajas y los armarios XL<sup>3</sup> mediante los adaptadores de la página 55. Garantizan el corte, el mando, el seccionamiento y la protección de las líneas eléctricas de baja tensión. Ejecución fija conexión anterior. Se suministran con tabiques de separación y conexión por terminal. Admiten los accesorios y los auxiliares comunes DPX<sup>3</sup> (pág. 56). Son conformes a la norma UNE-EN 60947-2.

Emb.	Ref.	Interruptores automáticos diferenciales
		Protección contra sobrecargas: I <sub>r</sub> regulable de 0,4 a 1 I <sub>n</sub> . T <sub>r</sub> regulable de 3 a 15 s. Protección contra cortocircuitos: I <sub>sd</sub> regulable de 1,5 a 10 I <sub>r</sub> . T <sub>sd</sub> regulable de 0 a 0,5 s. Diferencial electrónico integrado con pantalla LCD. Sensibilidad regulable: 0,03 - 0,3 - 1 - 3 A. Disparo regulable: 0 - 0,3 - 1 - 3 s. (0 s solo con sensibilidad 0,03 A).
	4P	I <sub>n</sub> (A)
		<b>Poder de corte I<sub>cu</sub> 25 kA (400 V<sub>~</sub>)</b>
1	4 203 22	40
1	4 203 25	100
1	4 203 27	160
1	4 203 29	250
		<b>Poder de corte I<sub>cu</sub> 36 kA (400 V<sub>~</sub>)</b>
1	4 203 52	40
1	4 203 55	100
1	4 203 57	160
1	4 203 59	250
		<b>Poder de corte I<sub>cu</sub> 50 kA (400 V<sub>~</sub>)</b>
1	4 203 82	40
1	4 203 85	100
1	4 203 87	160
1	4 203 89	250
		<b>Poder de corte I<sub>cu</sub> 70 kA (400 V<sub>~</sub>)</b>
1	4 206 55	40
1	4 206 57	100
1	4 206 58	160
1	4 206 59	250

Emb.	Ref.	Interruptores automáticos diferenciales con unidad de medida
		Protección contra sobrecargas: I <sub>r</sub> regulable de 0,4 a 1 I <sub>n</sub> . T <sub>r</sub> regulable de 3 a 15 s. Protección contra cortocircuitos: I <sub>sd</sub> regulable de 1,5 a 10 I <sub>r</sub> . T <sub>sd</sub> regulable de 0 a 0,5 s. Diferencial electrónico integrado con pantalla LCD. Sensibilidad regulable: 0,03 - 0,3 - 1 - 3 A. Disparo regulable: 0 - 0,3 - 1 - 3 s. (0 s solo con sensibilidad 0,03 A). Unidad de medida integrada con pantalla LCD: intensidades, tensiones, frecuencia, potencia, energía y armónicos.
	4P	I <sub>n</sub> (A)
		<b>Poder de corte I<sub>cu</sub> 25 kA (400 V<sub>~</sub>)</b>
1	4 204 22	40
1	4 204 25	100
1	4 204 27	160
1	4 204 29	250
		<b>Poder de corte I<sub>cu</sub> 36 kA (400 V<sub>~</sub>)</b>
1	4 204 52	40
1	4 204 55	100
1	4 204 57	160
1	4 204 59	250
		<b>Poder de corte I<sub>cu</sub> 50 kA (400 V<sub>~</sub>)</b>
1	4 204 82	40
1	4 204 85	100
1	4 204 87	160
1	4 204 89	250
		<b>Poder de corte I<sub>cu</sub> 70 kA (400 V<sub>~</sub>)</b>
1	4 206 85	40
1	4 206 87	100
1	4 206 88	160
1	4 206 89	250



Equipos de montaje en XL<sup>3</sup> 400 pág. 229  
Equipos de montaje en XL<sup>3</sup> 800 pág. 242  
Equipos de montaje en XL<sup>3</sup> 4000 pág. 253  
Accesorios comunes pág. 56

## DPX<sup>3</sup> 160/250

### características técnicas

#### Características técnicas (a 40 °C)

Automáticos de potencia	DPX <sup>3</sup> 160 magnetotérmico				DPX <sup>3</sup> 160 con diferencial				
	16 kA	25 kA	36 kA	50 kA	16 kA	25 kA	36 kA	50 kA	
Corriente nominal In (A)	16-25-40-63-80-100-125-160								
Tensión asignada de aislamiento (V)	800				600				
Tensión asignada de servicio (V)	690				500				
	Continua				500				
Tensión asignada de resistencia a los choques Uimp (kV)	8				8				
Categoría de empleo	A				A				
Poder de corte último (kA) CA	220/240 V±	25	35	50	65	25	35	50	65
	380/415 V±	16	25	36	50	16	25	36	50
	440 V±	10	18	25	30	10	18	25	30
	480/500 V±	8	10	12	15	8	10	12	15
	690 V±	5	5	8	10	5	5	8	10
Poder de corte último (kA) CC	125 V <sup>(1)</sup>	32	50	60	80	32	50	60	80
	250 V <sup>(1)</sup>	16	25	30	40	16	25	30	40
	400 V <sup>(2)</sup>	16	25	30	40	16	25	30	40
	500 V <sup>(2)</sup>	10	20	25	35	10	20	25	35
	Poder de corte de servicio Ics (% Icu)	100	100	100	100	100	100	100	100
Poder de cierre en cortocircuito Icm (kA)	415 V±	32	52,5	75,6	105	32	52,5	75,6	105
	220/240 V±	6,25	8,75	12,5	16,3	6,25	8,75	12,5	16,3
Poder de cierre en 1 polo Isu (kA)	380/415 V±	4	6,25	9	12,5	4	6,25	9	12,5
	440 V±	2,5	4,5	6,25	7,5	2,5	4,5	6,25	7,5
Para régimen de neutro IT	480/500 V±	2	2,5	3	3,75	2	2,5	3	3,75
	690 V±	1,25	1,25	2	2,5	1,25	1,25	2	2,5

Automáticos de potencia	DPX <sup>3</sup> 250 magnetotérmico				DPX <sup>3</sup> 250 electrónico				
	25 kA	36 kA	50 kA	70 kA	25 kA	36 kA	50 kA	70 kA	
Corriente nominal In (A)	100-160-200-250				40-100-160-250				
Tensión asignada de aislamiento (V)	800 (con diferencial integrado: 500)				800 (con diferencial integrado: 600)				
Tensión asignada de servicio (V)	690 (con diferencial integrado: 500)				690 (con diferencial integrado: 500)				
	Continua				500				
Tensión asignada de resistencia a los choques Uimp (kV)	8				8				
Categoría de empleo	A				A				
Poder de corte último (kA) CA	220/240 V±	40	60	80	100	40	60	80	100
	380/415 V±	25	36	50	70	25	36	50	70
	440 V±	20	30	40	60	20	30	40	60
	480/500 V±	10	25	30	40	10	25	30	40
	690 V±	8	16	18	20	8	16	-	20
Poder de corte último (kA) CC	125 V <sup>(1)</sup>	50	72	80	90	50	72	80	90
	250 V <sup>(1)</sup>	25	36	40	45	25	36	40	45
	400 V <sup>(2)</sup>	30	45	50	55	30	45	50	55
	500 V <sup>(2)</sup>	25	36	40	45	25	36	40	45
	Poder de corte de servicio Ics (% Icu)	100	100	100	100	100	100	100	100
Poder de cierre en 1 polo Isu (kA)	220/240 V±	10	15	20	25	15	15	20	25
	380/415 V±	6,25	9	12,5	17,5	6,25	9	12,5	17,5
Para régimen de neutro IT	440 V±	5	7,5	10	15	5	7,5	10	15
	480/500 V±	2,5	6,25	7,5	10	2,5	6,25	7,5	10
	690 V±	2	4	4,5	5	-	-	-	-

#### Desclasificación por temperatura ambiente

##### DPX<sup>3</sup> 160

In (A)	Temperatura (C)											
	-25	-20	-10	-5	0	10	20	30	40	50	60	70
16	23	22	21	21	20	19	18	17	16	15	15	14
25	37	35	34	33	32	30	28	26	25	23	22	21
40	55	54	52	51	50	47	43	42	40	38	36	34
63	88	87	84	83	81	76	69	66	63	60	57	55
80	115	113	111	109	107	97	87	84	80	78	75	72
100	135	133	130	123	115	108	100	100	100	95	90	85
125	160	158	155	153	150	138	125	125	125	118	112	105
160	224	221	214	210	205	192	176	168	160	152	145	139

##### DPX<sup>3</sup> 250

In (A)	Temperatura (C)											
	-25	-20	-10	-5	0	10	20	30	40	50	60	70
40	54	53	51	50	49	48	45	41	40	38	36	34
100	135	132	128	126	123	120	112	102	100	94	90	84
160	216	211	205	201	197	192	179	163	160	151	143	134
200	270	264	256	251	246	240	224	203	200	189	179	168
250	338	330	320	314	308	300	280	254	250	236	224	210

1: 2 polos en serie  
2: 3 polos en serie

#### Desclasificación por altitud

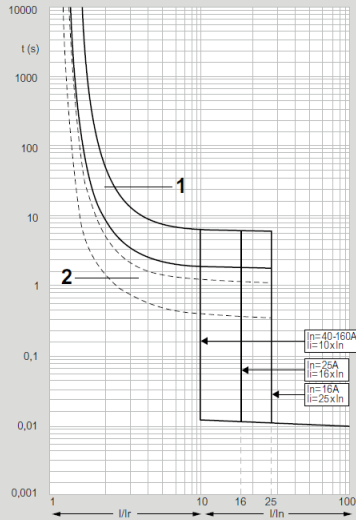
Altitud (m)	2000	3000	4000
Corriente asignada (A)	1 × In	0,96 × In	0,93 × In
Tensión asignada (V)	DPX <sup>3</sup> sin dif.	690	690
	DPX <sup>3</sup> con dif.	500	500
		500	400



**DPX<sup>3</sup> 160/250**

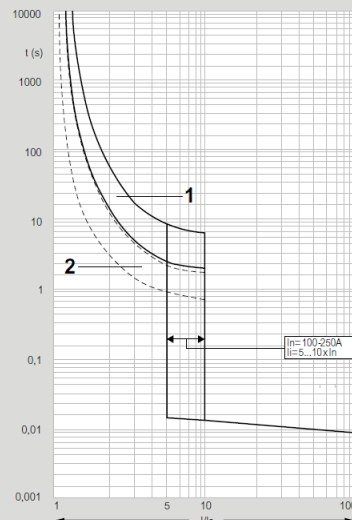
características técnicas

**Curvas de funcionamiento DPX<sup>3</sup> 160 magnetotérmico**



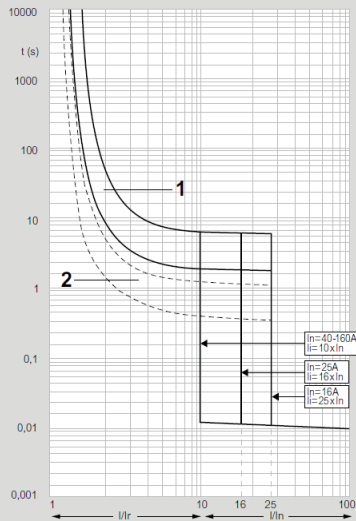
t: tiempo  
I: corriente real  
Ir: protección térmica contra sobrecargas (ajuste:  $I_r = x I_n$ )  
Curva n°1: zona de disparo en frío  
Curva n°2: zona de disparo en caliente

**Curvas de funcionamiento DPX<sup>3</sup> 250 magnetotérmico**



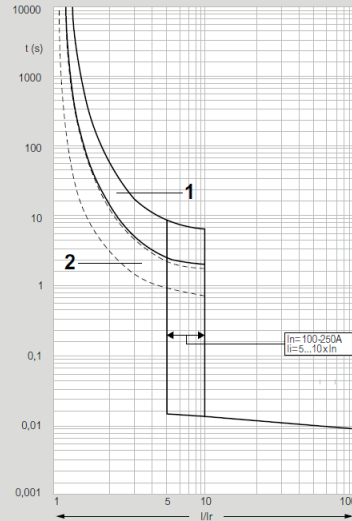
t: tiempo  
I: corriente real  
Ir: protección térmica contra sobrecargas (ajuste:  $I_r = x I_n$ )  
Curva n°1: zona de disparo en frío  
Curva n°2: zona de disparo en caliente

**Curvas de funcionamiento DPX<sup>3</sup> 160 magnetotérmico con diferencial integrado**



t: tiempo  
I: corriente real  
Ir: protección térmica contra sobrecargas (ajuste:  $I_r = x I_n$ )  
Curva n°1: zona de disparo en frío  
Curva n°2: zona de disparo en caliente

**Curvas de funcionamiento DPX<sup>3</sup> 250 magnetotérmico con diferencial integrado**

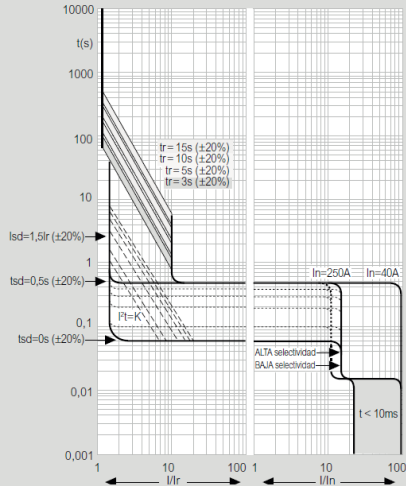


t: tiempo  
I: corriente real  
Ir: protección térmica contra sobrecargas (ajuste:  $I_r = x I_n$ )

## DPX<sup>3</sup> 160/250

características técnicas

### Curvas de funcionamiento DPX<sup>3</sup> 250 electrónico



### Ajuste del DPX<sup>3</sup> magnetotérmico

	DPX <sup>3</sup> magneto-térmico	DPX <sup>3</sup> con diferencial integrado
Umbral de disparo por sobrecarga	0,4 a 1 I <sub>n</sub>	0,4 a 1 I <sub>n</sub>
Umbral de disparo por cortocircuito	fijo: 10 I <sub>n</sub> <sup>(1)</sup>	fijo: 10 I <sub>n</sub> <sup>(1)</sup>
I <sub>Δn</sub> (A)	-	0,03 - 0,03 - 1 - 3
Δt (s)	-	0 - 0,3 - 1 - 3

1: 400 A para DPX<sup>3</sup> 160 In 16 A y 25 A

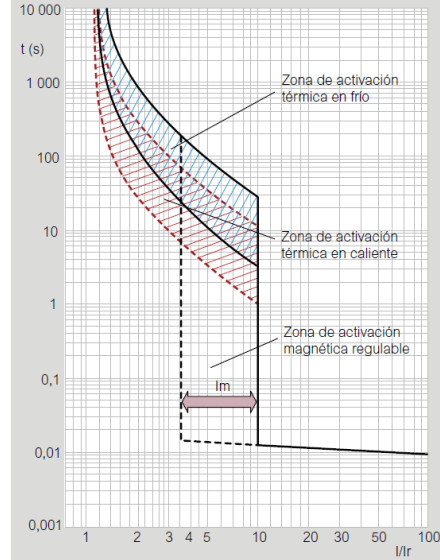
### Ajuste del DPX<sup>3</sup> electrónico

	DPX <sup>3</sup> y DPX <sup>3</sup> con diferencial integrado
Umbral de disparo por sobrecarga (retardo largo)	0,4 a 1 I <sub>n</sub>
Temporización del disparo de retardo largo (sobrecarga)	3 - 5 - 10 - 15s
Umbral de disparo por cortocircuito (retardo corto)	1,5 - 2 - 2,5 - 3 - 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 x I <sub>r</sub>
Temporización del disparo de retardo corto (cortocircuitos)	0,01 - 0,1 - 0,2 - 0,3 - 0,4 - 0,5 s
I <sub>g</sub>	(0,2 - 0,3 - 0,4 - 0,5 - 0,6 - 0,7 - 0,8 - 1 - OFF) x I <sub>n</sub>
t <sub>g</sub>	0,1 - 0,2 - 0,5 - 1s

## DPX<sup>3</sup> 630/1600

características técnicas

### Curva de disparo de un interruptor automático DPX<sup>3</sup> magnetotérmico



I: corriente real  
 I<sub>r</sub>: protección térmica contra sobrecargas (ajuste: I<sub>r</sub> = x I<sub>n</sub>).  
 I<sub>m</sub>: protección magnética contra cortocircuitos (ajuste: I<sub>m</sub> = x I<sub>n</sub>).  
 Teniendo en cuenta que la abscisa de las curvas expresa la relación I/r, la modificación del ajuste de I<sub>r</sub> no cambia la representación gráfica de la activación térmica. En contrapartida, el ajuste magnético es directamente legible (de 3,5 a 10 en el ejemplo).

## DPX<sup>3</sup>/DPX<sup>3</sup> magnetotérmicos

### tablas de selectividad

#### ■ Límites de selectividad (valores medios en kA)

##### Automáticos aguas arriba magnetotérmicos

Automáticos aguas abajo <sup>(1)</sup>	In (A)	DPX <sup>3</sup> 160						DPX <sup>3</sup> 250 MT					DPX <sup>3</sup> 630 MT				DPX <sup>3</sup> 1600			
		16, 25, 36 y 50 kA						16, 36, 50 y 70 kA					36, 70 y 100 kA				50 y 70 kA			
		H40	63	80	100	125	160	100	160	200	250	320	400	500	630	630	800	1000	1250	
DPX <sup>3</sup> 160 16, 25, 36 y 50 kA	16	-	0,63	0,8	1	1,25	1,6	1	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	25	-	0,63	0,8	1	1,25	1,6	1	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	40	-	0,63	0,8	1	1,25	1,6	1	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	63	-	-	0,8	1	1,25	1,6	1	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	80	-	-	-	1	1,25	1,6	-	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	100	-	-	-	-	1,25	1,6	-	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	125	-	-	-	-	-	1,6	-	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
DPX <sup>3</sup> 160 MS 16 y 25 kA	16	-	0,63	0,8	1	1,25	1,6	1	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	25	-	0,63	0,8	1	1,25	1,6	1	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	50	-	-	0,8	1	1,25	1,6	1	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	63	-	-	-	-	1,25	1,6	-	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
DPX <sup>3</sup> 250 MT 25, 36, 50 y 70 kA	100	-	-	-	-	1,25	1,6	0,8	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	160	-	-	-	-	-	-	-	1,3	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	200	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
DPX <sup>3</sup> 250 Elec Sel = Low 25, 36, 50 y 70 kA	40	-	0,63	0,8	1	1,25	1,6	-	-	-	-	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	100	-	-	-	-	1,25	1,6	-	-	-	-	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
DPX <sup>3</sup> 250 MS 36 y 70 kA	100	-	-	-	-	1,25	1,6	-	1,6	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	160	-	-	-	-	-	-	-	1,3	2	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	200	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	2,5	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	3,2	4	5	6,3	16	16	16	16	
DPX <sup>3</sup> 630 MT 36, 70 y 100 kA	320	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	5	6,3	16	16	16	
	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	6,3	16	16	16	
	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	16	16	16	
	630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16	16	
DPX <sup>3</sup> 630 Elec Sel = Low 36 y 70 kA	250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	8	10	12,5	
	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	8	10	12,5	
	630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	10	12,5	
DPX <sup>3</sup> 630 MS Sel = Low 36 y 70 kA	320	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	8	10	12,5	
	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	8	10	12,5	
DPX <sup>3</sup> 1600 50 y 70 kA	630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	10	12,5	
	800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	12,5	
	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,5	
	1250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Los valores de selectividad se pueden modificar sin previo aviso. Consulte la guía Legrand "Coordinación entre los dispositivos de protección" en el catálogo electrónico.



Descargar la aplicación XL Pro Tool  
Selectividad Coordinación



1: Interruptor electrónico aguas abajo: el selector debe estar en posición baja (low)

## DPX<sup>3</sup>/DPX<sup>3</sup> electrónicos

tablas de selectividad

### ■ Selectividad alta aguas arriba (valores medios en kA)

Automático electrónico aguas arriba (selector en posición "High")

Automático aguas abajo <sup>(1)</sup>	Icu(kA)	In(A)	Automático electrónico aguas arriba (selector en posición "High")												
			DPX <sup>3</sup> 250 electrónico Sel = High				DPX <sup>3</sup> 630 electrónico Sel = High		DPX <sup>3</sup> 1600 electrónico Sel = High						
			25, 36, 50 y 70 kA				36 y 70 kA		50 y 70 kA						
			40	100	160	250	250	400	630	630	800	1000	1250	1600	
DPX <sup>3</sup> 160	16, 25 y 36 kA	16	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
		25	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
		40	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
DPX <sup>3</sup> 160 magnético solo	16 y 25 kA	16	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
		25	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
		50	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
DPX <sup>3</sup> 250 magnetotérmico	25	63 a 160	-	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
		16	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
		25	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
		40	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
	36 kA	63 a 160	-	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
		100	-	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
		160	-	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
		200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	50 kA	100	-	25	25	25	36	36	36	36	36	36	36	36	36
		160	-	-	-	-	36	36	36	36	36	36	36	36	
		200	-	-	-	-	36	36	36	36	36	36	36	36	
		250	-	-	-	-	36	36	36	36	36	36	36	36	
70 kA	100	-	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
	160	-	-	-	-	36	36	36	36	36	36	36	36		
	200	-	-	-	-	36	36	36	36	36	36	36	36		
	250	-	-	-	-	36	36	36	36	36	36	36	36		
DPX <sup>3</sup> 250 electrónico Sel = Low	25 y 36 kA	40	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
		100	-	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
	50 y 70 kA	160	-	-	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
		250	-	-	-	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
DPX <sup>3</sup> 250 magnético solo	36 kA	40	-	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
		100	-	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
	70 kA	160	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
		200	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
DPX <sup>3</sup> 630 magnetotérmico	36 kA	250	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
		320	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25		
		400	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25		
		500	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25		
	70 kA	630	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
		320	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
		400	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
		500	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
	100 kA	630	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
		320	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
		400	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
		500	-	-	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	
DPX <sup>3</sup> 630 electrónico Sel = Low	36 kA	630	-	-	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16	
		250	-	-	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16	
	70 kA	400	-	-	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16	
		630	-	-	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16	
DPX <sup>3</sup> 630 electrónico magnético solo Sel = Low	36 y 70 kA	320	-	-	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16	
		400	-	-	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16	
	36 y 70 kA	320	-	-	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16	
		400	-	-	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16	
DPX <sup>3</sup> 1600 magnetotérmico	50 y 70 kA	630	-	-	-	-	-	-	-	-	T	T	T	T	
		800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	T	T	T	
		1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	T	T	
		1250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	T	T
DPX <sup>3</sup> 1600 electrónico Sel = Low	50 y 70 kA	630	-	-	-	-	-	-	-	-	36	36	36	36	
		800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36	36	36	
		1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36	36	
		1250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36	36

Los valores de selectividad se pueden modificar sin previo aviso. Consulta la guía Legrand

\*Coordinación entre los dispositivos de protección en el catálogo electrónico.

1. En los interruptores electrónicos aguas abajo, el selector debe estar en posición baja.

Possibilidad de tener la selectividad lógica (ver esquema p. 45).

## DPX<sup>3</sup>/DPX<sup>3</sup> electrónicos

tablas de selectividad

### ■ Selectividad baja aguas arriba (valores medios en kA)

Automáticos electrónicos aguas abajo (selector en posición "Low")

Automáticos aguas abajo <sup>(1)</sup>	Icu(kA)	In(A)	Automáticos electrónicos aguas abajo (selector en posición "Low")												
			DPX <sup>3</sup> 250 electrónico Sel = Low				DPX <sup>3</sup> 630 electrónico Sel = Low			DPX <sup>3</sup> 1600 electrónico Sel = Low					
			25, 36, 50 y 70 kA				36 y 70 kA			50 y 70 kA					
			40	100	160	250	250	400	630	630	800	1000	1250	1600	
DPX <sup>3</sup> 160	16, 25 y 36 kA	16	0,4	1	1,6	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		25	0,4	1	1,6	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		63 a 160	-	1	1,6	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
	50 kA	16	0,4	1	1,6	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	T	T
		25	0,4	1	1,6	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	T	T
		63 y 80	-	1	1,6	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	T	T
DPX <sup>3</sup> 160 magnético solo	16 y 25 kA	100 y 125	-	-	1,6	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	T	T
		160	-	-	-	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	T	T
		16	-	1	1,6	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
DPX <sup>3</sup> 250 magnetotérmico	25	25	-	1	1,6	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		160	-	-	1,3	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		200	-	-	-	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		250	-	-	-	2	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
	36 kA	100	-	0,8	1,6	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		160	-	-	1,3	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		200	-	-	-	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		250	-	-	-	2	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
	50 kA	100	-	0,8	1,6	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		160	-	-	1,3	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		200	-	-	-	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		250	-	-	-	2	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
70 kA	100	-	0,8	1,6	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	36		
	160	-	-	1,3	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	36		
	200	-	-	-	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	36		
	250	-	-	-	2	6	6	6,3	36	36	36	36	36		
DPX <sup>3</sup> 250 electrónico Sel = Low	25 y 36 kA	40	0,32	1	1,6	2,5	8	8	8	T	T	T	T	T	
		100	-	0,8	1,6	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		160	-	-	1,3	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
	250	-	-	-	2	6	6	6,3	T	T	T	T	T		
	50 y 70 kA	40	0,32	1	1,6	2,5	8	8	8	36	36	36	36	36	
		100	-	0,8	1,6	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	36	
160		-	-	1,3	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	36		
DPX <sup>3</sup> 250 magnético solo	36 kA	250	-	-	-	2	6	6	6,3	36	36	36	36	36	
		100	-	0,8	1,6	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		160	-	-	1,3	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
	70 kA	200	-	-	-	2,5	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		250	-	-	-	2	6	6	6,3	T	T	T	T	T	
		100	-	0,8	1,6	2,5	6	6	6,3	36	36	36	36	36	
DPX <sup>3</sup> 630 magnetotérmico	36 kA	160	-	-	-	-	-	-	6,3	20	20	20	20	20	
		500	-	-	-	-	-	-	6,3	20	20	20	20	20	
		630	-	-	-	-	-	-	6,3	20	20	20	20	20	
	70 kA	320	-	-	-	-	6	6	6,3	20	20	20	50	50	
		400	-	-	-	-	6	6	6,3	20	20	20	50	50	
		500	-	-	-	-	6	6	6,3	20	20	20	50	50	
100 kA	630	-	-	-	-	6	6	6,3	20	20	20	50	50		
	400	-	-	-	-	6	6	6,3	20	20	20	50	50		
	500	-	-	-	-	6	6	6,3	20	20	20	50	50		
DPX <sup>3</sup> 630 electrónico Sel = Low	36 kA	630	-	-	-	-	-	-	6,3	20	20	20	50	50	
		400	-	-	-	-	-	-	6,3	20	20	20	50	50	
		250	-	-	-	-	2	4	6,3	20	20	20	36	36	
	70 kA	400	-	-	-	-	-	-	3,2	6,3	20	20	20	36	36
		630	-	-	-	-	-	-	5	6,3	20	20	20	36	36
		250	-	-	-	-	2	4	6,3	20	20	20	36	36	
DPX <sup>3</sup> 630 electrónico magnético solo Sel = Low	36 y 70 kA	320	-	-	-	-	-	4	6,3	20	20	20	T	T	
		400	-	-	-	-	-	3,2	6,3	20	20	20	T	T	
		320	-	-	-	-	-	4	6,3	20	20	20	36	36	
	50 y 70 kA	400	-	-	-	-	-	3,2	6,3	20	20	20	36	36	
		630	-	-	-	-	-	5	6,3	20	20	20	36	36	
		630	-	-	-	-	-	-	10	15	20	20	20	20	
DPX <sup>3</sup> 1600 magnetotérmico	50 y 70 kA	800	-	-	-	-	-	-	-	15	20	20	20	20	
		1000	-	-	-	-	-	-	-	15	20	20	20	20	
		1250	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	20	20	
DPX <sup>3</sup> 1600 electrónico Sel = Low	50 y 70 kA	630	-	-	-	-	-	-	-	10	15	20	20	20	
		800	-	-	-	-	-	-	-	15	20	20	20	20	
		1000	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	20	20	
		1250	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	20	20	
1600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	20	20		

Los valores de selectividad se pueden modificar sin previo aviso. Consulte la guía Legrand "Coordinación entre los dispositivos de protección" en el catálogo electrónico.

1: Interruptor electrónico aguas abajo: el selector debe estar en posición baja



Descargue la aplicación XL Pro Tool Selectividad  
Coordinación en [www.legrand.es](http://www.legrand.es)

# 2.2

## Molded Case Circuit Breakers

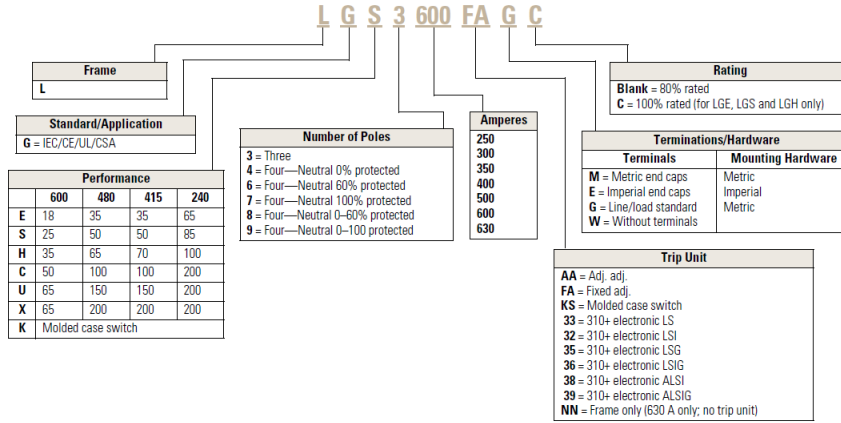
### Series G

#### Catalog Number Selection

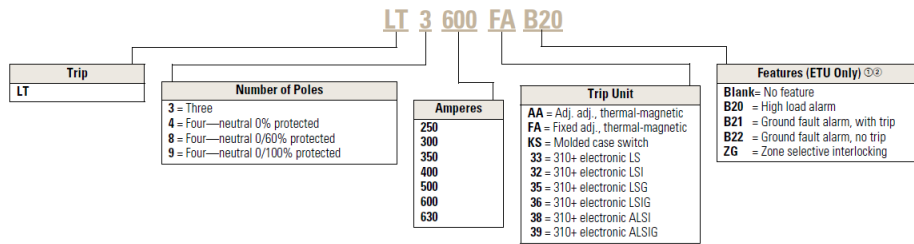
This information is presented only as an aid to understanding catalog numbers. It is not to be used to build catalog numbers for circuit breakers or trip units.

2

#### Series G—LG-Frame (250–630 Amperes)



#### Trip Unit



#### Notes

- ① Bxx features cannot be combined with other Bxx features.
- ② B21 and B22 available with LSG and LSIG trip units.

Product Selection

Complete Breaker (Includes Frame, Trip Unit, Standard Terminals and Mounting Hardware)

LG-Frame



LG-Frame – 630 Amperes (600 Amperes UL, CSA)  
IC Rating: 35 kAIC at 415 and 480 Vac

Ampere Rating	Three-Pole		Four-Pole (0%)	
	Fixed Thermal, Adjustable Magnetic Catalog Number	Adjustable Thermal, Adjustable Magnetic <sup>④⑤</sup> Catalog Number	Fixed Thermal, Adjustable Magnetic Catalog Number	Adjustable Thermal, Adjustable Magnetic <sup>④⑤</sup> Catalog Number
250	LGE3250FAG	LGE3250AAG	LGE4250FAG	LGE4250AAG
300	LGE3300FAG	—	LGE4300FAG	—
320	—	LGE3320AAG	—	LGE4320AAG
350	LGE3350FAG	—	LGE4350FAG	—
400	LGE3400FAG	LGE3400AAG	LGE4400FAG	LGE4400AAG
500	LGE3500FAG	LGE3500AAG	LGE4500FAG	LGE4500AAG
600	LGE3600FAG	—	LGE4600FAG	—
630 <sup>④</sup>	—	LGE3630AAG	—	LGE4630AAG

LG-Frame



LG-Frame – 630 Amperes (600 Amperes UL, CSA)  
IC Rating: 50 kAIC at 415 and 480 Vac

Ampere Rating	Three-Pole		Four-Pole (0%)	
	Fixed Thermal, Adjustable Magnetic Catalog Number	Adjustable Thermal, Adjustable Magnetic <sup>④⑤</sup> Catalog Number	Fixed Thermal, Adjustable Magnetic Catalog Number	Adjustable Thermal, Adjustable Magnetic <sup>④⑤</sup> Catalog Number
250	LGS3250FAG	LGS3250AAG	LGS4250FAG	LGS4250AAG
300	LGS3300FAG	—	LGS4300FAG	—
320	—	LGS3320AAG	—	LGS4320AAG
350	LGS3350FAG	—	LGS4350FAG	—
400	LGS3400FAG	LGS3400AAG	LGS4400FAG	LGS4400AAG
500	LGS3500FAG	LGS3500AAG	LGS4500FAG	LGS4500AAG
600	LGS3600FAG	—	LGS4600FAG	—
630 <sup>④</sup>	—	LGS3630AAG	—	LGS4630AAG

LG-Frame



LG-Frame – 630 Amperes (600 Amperes UL, CSA)  
IC Rating: 70 kAIC at 415, 65 kAIC at 480 Vac

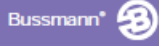
Ampere Rating	Three-Pole		Four-Pole (0%)	
	Fixed Thermal, Adjustable Magnetic Catalog Number	Adjustable Thermal, Adjustable Magnetic <sup>④⑤</sup> Catalog Number	Fixed Thermal, Adjustable Magnetic Catalog Number	Adjustable Thermal, Adjustable Magnetic <sup>④⑤</sup> Catalog Number
250	LGH3250FAG	LGH3250AAG	LGH4250FAG	LGH4250AAG
300	LGH3300FAG	—	LGH4300FAG	—
320	—	LGH3320AAG	—	LGH4320AAG
350	LGH3350FAG	—	LGH4350FAG	—
400	LGH3400FAG	LGH3400AAG	LGH4400FAG	LGH4400AAG
500	LGH3500FAG	LGH3500AAG	LGH4500FAG	LGH4500AAG
600	LGH3600FAG	—	LGH4600FAG	—
630 <sup>④</sup>	—	LGH3630AAG	—	LGH4630AAG


Notes

- ① Replace suffix "G" with "W" for no line and load terminals.
- ② For two-pole applications, use two outer poles.
- ③ Neutral protection is indicated by the fourth character: 4 = 0%, 7 = 100%, 8 = adjustable 0–60% and 9 = 0–100%. Neutral is on LH side.
- ④ 320/630 amperes is not a UL or CSA listed rating. 600 amperes is the maximum UL and CSA rating for the LG.
- ⑤ Adjustable thermal units are typically used in IEC markets and are not UL or CSA listed.


## VII.VI.II Eólica

### Continua





Ferrule  
**FWP 660V/700V (IEC/U.L.) 1-50A**



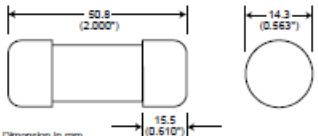
Size	Electrical Characteristics			Ordering Information				Dimensions	Curves
	Rated Current RMS-Amps	Pt (A <sup>2</sup> S)		Watts Loss	Part Number	Carton Qty.	Carton Weight (kg)	Figure Number	See Page or (BIF #)
		Pre-arc	Clearing at 660V						
14 x 51mm ( $\frac{9}{16}$ " x 2")	1	—	—	—	FWP-1A14F	10	0.225	Fig. 1	page 94 (35785307)
	2	—	—	—	FWP-2A14F				
	3	—	—	—	FWP-3A14F				
	4	—	—	—	FWP-4A14F				
	5	1.6	11	1.5	FWP-5A14F				
	6	—	—	—	FWP-6A14F				
	10	3.6	22	4	FWP-10A14F				
	15	10	75	5.5	FWP-15A14F				
	20	26	180	6	FWP-20A14F				
	25	44	320	7	FWP-25A14F				
	30	58	450	9	FWP-30A14F				
	32	66	600	7.6	FWP-32A14F				
	40	84	750	8	FWP-40A14F				
	50	200	1800	9	FWP-50A14F				

- Interrupting rating 200kA RMS Symmetrical.
- Watts loss provided at rated current.
- 700 Vdc ratings for 5 through 30 amperes only. Consult Bussmann for other ratings.
- See accessories on page 90.

1 kg = 2.2 lbs.    1 lb = 0.45 kg

### Dimensions

Fig. 1: 1-50 Amp Range



Dimension in mm.  
1mm = 0.0394"    1" = 25.4mm

### Electrical Characteristics

#### Total Clearing I<sup>2</sup>t

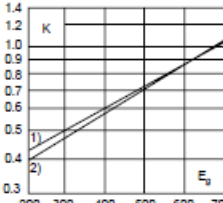
The total clearing I<sup>2</sup>t at rated voltage and at power factor of 15% are given in the electrical characteristics. For other voltages, the clearing I<sup>2</sup>t is found by multiplying by correction factor, K, given as a function of applied working voltage, E<sub>g</sub>, (RMS).

#### Arc Voltage

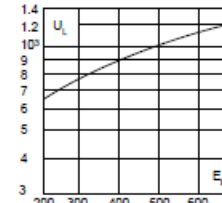
This curve gives the peak arc voltage, U<sub>L</sub>, which may appear across the fuse during its operation as a function of the applied working voltage, E<sub>g</sub>, (RMS) at a power factor of 15%.

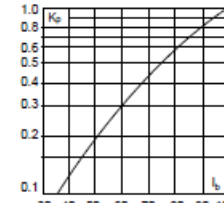
#### Power Losses

Watts loss at rated current is given in the electrical characteristics. The curve allows the calculation of the power losses at load currents lower than the rated current. The correction factor, K<sub>p</sub>, is given as a function of the RMS load current, I<sub>b</sub>, in % of the rated current.




1) 5-30 Amp Range  
2) 32-50 Amp Range





BIF document: 720025



For complete specification data, visit our Web site at [www.bussmann.com](http://www.bussmann.com)  
 or call Bussmann Information Fax - 314.527.1450

**85**

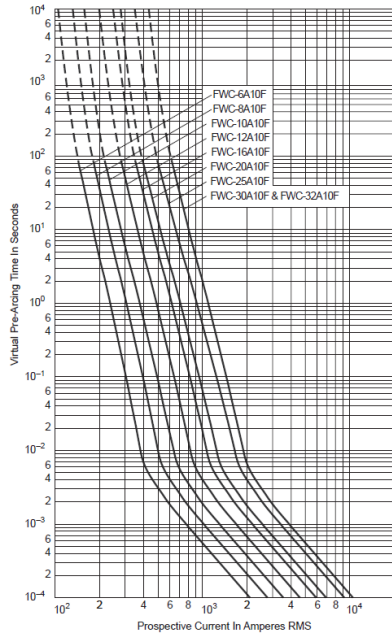
147



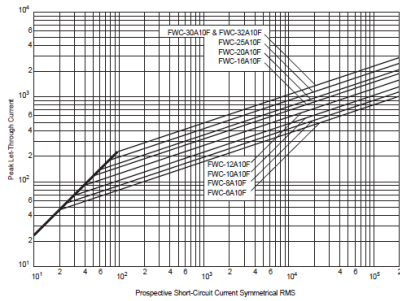


## Ferrule Curves

### FWC 600V 6-32A (10 × 38mm) Time-Current Curve

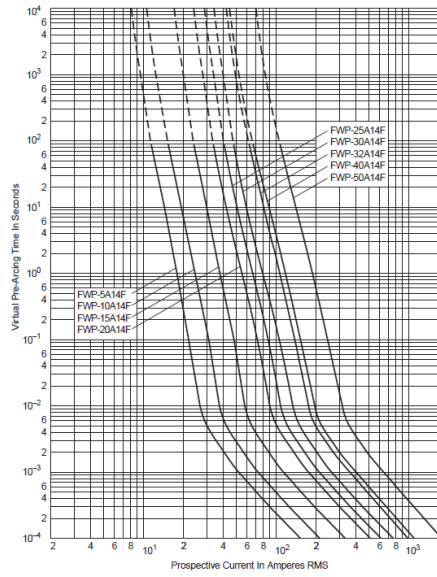


### Peak Let-Through Curve

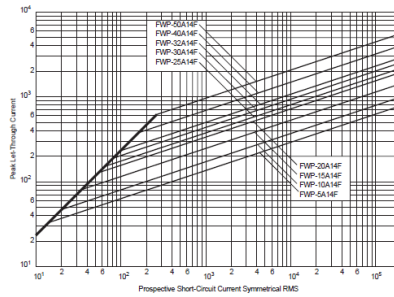


BIF document: 35785306

### FWP 660V/700V 1-50A (14 × 51mm) Time-Current Curve



### Peak Let-Through Curve



BIF document: 35785307



## S204-C25



### General Information

<b>Extended Product Type:</b>	S204-C25
<b>Product ID:</b>	2CDS254001R0254
<b>EAN:</b>	4016779529235
<b>Catalog Description:</b>	Miniature Circuit Breaker - S200 - 4P - C - 25 A
<b>Long Description:</b>	System pro M compact S200 miniature circuit breakers are current limiting. They have two different tripping mechanisms, the delayed thermal tripping mechanism for overload protection and the electromechanic tripping mechanism for short circuit protection. They are available in different characteristics (B,C,D,K,Z), configurations (1P,1P+N,2P,3P,3P+N,4P), breaking capacities (up to 6 kA at 230/400 V AC) and rated currents (up to 63A). All MCBs of the product range S200 comply with IEC/EN 60898-1, IEC/EN 60947-2, UL1077 and CSA 22.2 No. 235, allowing the use for residential, commercial and industrial applications. Bottom-fitting auxiliary contact can be mounted on S200 to save 50% space.

### Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Miniature Circuit Breakers MCBs

### Ordering

<b>Minimum Order Quantity:</b>	1 piece
<b>Customs Tariff Number:</b>	85362010
<b>EAN:</b>	4016779529235

### Dimensions

<b>Product Net Depth:</b>	69 mm
<b>Product Net Height:</b>	88 mm
<b>Product Net Weight:</b>	0.5 kg
<b>Product Net Width:</b>	70 mm

### Container Information

<b>Package Level 1 Width:</b>	92 mm
<b>Package Level 1 Length:</b>	78 mm
<b>Package Level 1 Height:</b>	80 mm
<b>Package Level 1 Gross Weight:</b>	0.51 kg
<b>Package Level 1 EAN:</b>	4016779610810
<b>Package Level 2 Units:</b>	24 piece
<b>Package Level 2 Width:</b>	275 mm
<b>Package Level 2 Length:</b>	395 mm
<b>Package Level 2 Height:</b>	210 mm
<b>Package Level 2 Gross Weight:</b>	11.92 kg
<b>Package Level 2 EAN:</b>	4016779974899
<b>Package Level 1 Units:</b>	1 piece

### Environmental

<b>Ambient Air Temperature:</b>	Operation -25 ... +55 °C Storage -40 ... +70 °C
<b>Resistance to Shock acc. to IEC 60068-2-27:</b>	25g / 2 shocks / 13 ms
<b>Resistance to Vibrations acc. to IEC 60068-2-6:</b>	5g, 20 cycles at 5 ... 150 ... 5 Hz with load 0.8 In
<b>Environmental Conditions:</b>	28 cycles with 55 °C / 90-96 % and 25 °C / 95-100 %
<b>RoHS Status:</b>	Following EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment

### Technical

<b>Number of Poles:</b>	4
<b>Tripping Characteristic:</b>	C
<b>Rated Current (I<sub>n</sub>):</b>	25 A
<b>Rated Operational Voltage:</b>	acc. to IEC 60898-1 400 V AC acc. to IEC 60947-2 440 V AC
<b>Power Loss:</b>	12.8 W at Rated Operating Conditions per Pole 3.2 W
<b>Rated Insulation Voltage (U<sub>i</sub>):</b>	acc. to IEC/EN 60664-1 440 V
<b>Operational Voltage:</b>	Maximum (Incl. Tolerance) 440 V AC

	Minimum 12 V AC / 12 V DC
Rated Frequency (f):	50 Hz 60 Hz
Rated Short-Circuit Capacity (I <sub>cn</sub> ):	(400 V AC) 6 kA
Rated Ultimate Short-Circuit Breaking Capacity (I <sub>cu</sub> ):	(230 V AC) 20 kA
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity (I <sub>cs</sub> ):	(230 V AC) 15 kA
Energy Limiting Class:	3
Overvoltage Category:	III
Pollution Degree:	3
Rated Impulse Withstand Voltage (U <sub>imp</sub> ):	4 kV (6.2 kV @ sea level) (5.0 kV @ 2000 m)
Dielectric Test Voltage:	50 / 60 Hz, 1 min: 2 kV
Housing Material:	Insulation Group II, RAL 7035
Actuator Type:	Insulation group II, black, sealable
Contact Position Indication:	Red ON / Green OFF
Degree of Protection:	IP20
Remarks:	IP40 in enclosure with cover
Electrical Endurance:	20000 AC cycle
Mechanical Endurance:	20000 cycle
Terminal Type:	Screw Terminals
Screw Terminal Type:	Failsafe Bi-directional Cylinder-lift Terminal
Connecting Capacity:	Busbar 10 / 10 mm <sup>2</sup> Flexible with Ferrule 0.75 ... 25 mm <sup>2</sup> Flexible 0.75 ... 25 mm <sup>2</sup> Rigid 0.75 ... 35 mm <sup>2</sup> Stranded 0.75 ... 35 mm <sup>2</sup>
Tightening Torque:	2.8 N·m
Recommended Screw Driver:	Pozidriv 2
Mounting on DIN Rail:	TH35-15 (35 x 15 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715 TH35-7.5 (35 x 7.5 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715
Mounting Position:	Any
Standards:	IEC/EN 60898-1 IEC/EN 60947-2 UL 1077

#### Technical UL/CSA

Connecting Capacity UL/CSA:	Busbar 18-8 AWG Conductor 18-4 AWG
Tightening Torque UL/CSA:	25 in·lb
Interrupting Rating acc. to UL1077:	6 kA (DC) 10 kA
Maximum Operating Voltage UL/CSA:	480Y / 277 V AC

#### Certificates and Declarations (Document Number)

Instructions and Manuals:	2CSC400002D0208
Data Sheet, Technical Information:	2CSC400002D0208
Declaration of Conformity - CE:	2CDK403001D0604
RoHS Information:	2CDK400003K0201

#### Classifications

ETIM 4:	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 5:	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 6:	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
eClass:	7.0 27141901
UNSPSC:	39121614
Object Classification Code:	F

#### Accessories [Show accessory images](#)

32 Products		Filter	<input type="text"/>
Identifier	Description	Type	Qty Unit Of Measure
2CCA880100R0001	Strom-Messsystem Sensor CMS-100PS 80A, 18mm für pro M compact u. SMISLINE	CMS-100PS	1 piece
	Strom-Messsystem Sensor CMS-101PS 40A, 18mm für pro M compact u.		

Product data sheet  
Characteristics

A9R41425  
iLD - earth leakage protection - 4P - 25A -  
30mA - AC type



Main

Commercial Status	Commercialised
Range	Acti 9
Product or component type	Earth leakage protection
Device short name	IID
Poles description	4P
Neutral position	Left
[In] rated current	25 A
Network type	AC
Earth-leakage sensitivity	30 mA
Earth-leakage protection time delay	Instantaneous
Earth-leakage protection class	Class AC
Rated breaking and making capacity	Im 1500 A Idm 1500 A
Rated conditional short-circuit current	10 kA

Complementary

Device location in system	Outgoer
Network frequency	50/60 Hz
[Ue] rated operational voltage	400/415 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 61008-1 400 V AC 50/60 Hz conforming to EN 61008-1
Residual current tripping technology	Voltage independent
[Ui] rated insulation voltage	500 V
[Uimp] rated impulse withstand voltage	6 kV
Contact position indicator	Yes
Control type	Toggle
Local signalling	Trip indicator
Mounting mode	Fixed
Mounting support	DIN rail
Comb busbar distribution block compatibility	Top or bottom : YES
9 mm pitches	8
Height	91 mm
Width	72 mm
Depth	73.5 mm
Product weight	0.37 kg
Colour	White
Mechanical durability	20000 cycles
Electrical durability	AC-1 : 15000 cycles
Connections - terminals	Single terminal top or bottom 1 cable(s) 1...25 mm <sup>2</sup> flexible with cable end Single terminal top or bottom 1 cable(s) 1...25 mm <sup>2</sup> flexible without cable end Single terminal top or bottom 1 cable(s) 1...35 mm <sup>2</sup> rigid without cable end
Wire stripping length	14 mm (top or bottom)
Tightening torque	3.5 N.m (top or bottom)

The information provided in this documentation contains general descriptions and/or technical characteristics of the products contained herein. This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications. It is the duty of any such user or integrator to perform the appropriate and complete risk analysis, evaluation and testing of the products with respect to the relevant specific application or use thereof. Neither Schneider Electric Industries SAS nor any of its affiliates or subsidiaries shall be responsible or liable for misuse of the information contained herein.

Oct 9, 2014



1

### Environment

Standards	EN 61008-1 IEC 61008-1
IP degree of protection	IP20
Pollution degree	3 conforming to IEC 60947
Electromagnetic compatibility	8/20 $\mu$ s impulse withstand 250 A conforming to IEC 61008-1
Ambient air temperature for operation	-5...60 °C
Ambient air temperature for storage	-40...85 °C

### Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
RoHS	Compliant - since 1001 - <a href="#">Schneider Electric declaration of conformity</a>
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Product environmental profile	Available <a href="#">Download Product Environmental</a>
Product end of life instructions	Need no specific recycling operations



# ANEXO VIII CALCULADORA CO<sub>2</sub>TRANSPORTE

## MARÍTIMO



Port de Barcelona

### ECOCALCULADORA

Calcule la huella ecológica de su cadena de transporte de contenedores

#### Ruta entre Valencia, España y Shanghai, China.



Valencia, España

Port de Barcelona

Shanghai



#### Ruta vía **ESBCN - Barcelona**

La longitud de esta ruta es de **20.264 km** para el tramo marítimo y de **422 km** para el tramo terrestre. El CO<sub>2</sub> generado por TEU es de **3.566 Kg** en el tramo marítimo y de **259 Kg** en el tramo terrestre.

KILÓMETROS	KgCO <sub>2</sub> /TEU
<b>20.686</b>	<b>3.825</b>



La ECOcalculadora ha sido concebida para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> de una ruta concreta entre un puerto del foreland y una localización del hinterland. En esta ruta siempre hay un tramo marítimo entre el puerto del foreland y el Port de Barcelona, y un tramo terrestre entre el Port de Barcelona y la localización del hinterland. Este tramo terrestre puede ser por carretera o por ferrocarril, si bien siempre se realiza la última milla por carretera.

Los servicios marítimos utilizados en la simulación son reales. Para la comparativa de rutas vía otros puertos europeos el modelo puede proponer realizar transbordos a contrastar con los operadores logísticos.

El modo ferroviario no se simula utilizando servicios reales, sino haciendo un recorrido aproximado sobre la infraestructura ferroviaria entre el puerto del hinterland y una estación intermodal próxima a la localización del hinterland que el usuario debe seleccionar. Hay que contrastar el recorrido propuesto con los operadores.

Se puede realizar una comparativa de la ruta propuesta con un puerto de paso alternativo para comprobar la diferencia en distancia y emisiones de CO<sub>2</sub>.

La ECOcalculadora se basa en el modelo CORINAIR de la Agencia Europea del Medio Ambiente para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> por carretera. Para el transporte en ferrocarril se consideran las emisiones indirectas de CO<sub>2</sub> debidas a la generación de la electricidad consumida durante el transporte; el cálculo se efectúa con una adaptación del modelo LIPASTO de VTT de Finlandia. Para el tramo marítimo la ECOcalculadora utiliza un método de cálculo basado en el modelo CORINAIR y en las ecuaciones de Trozzi.

La metodología de cálculo utilizada por el Port de Barcelona para la determinación de emisiones de CO<sub>2</sub> en el transporte de mercancías ha sido revisada y validada por el Instituto de Organización y Control de Sistemas Industriales de la Universidad Politécnica de Catalunya y cumple con los principios comúnmente aceptados de relevancia, comparabilidad, consistencia, transparencia y precisión del cálculo. Revisión y validación efectuadas en 2011.

Para un estudio ambiental específico contacte con el Servicio de Consultoría

T. +34 93 306 88 06 / [ccll@portdebarcelona.cat](mailto:ccll@portdebarcelona.cat)

La información aquí contenida se presenta de buena fe y con la certeza de su veracidad tal y como está disponible; sin embargo, se ofrece SIN GARANTÍA, EXPRESA O IMPLÍCITA, DE COMERCIALIZACIÓN, ADECUACIÓN A UN PROPÓSITO EN PARTICULAR O CUALQUIER OTRA NECESIDAD.

La APB no asume ninguna responsabilidad legal por la veracidad, integridad o utilidad de la información divulgada, ni tampoco asevera que su uso no podría eventualmente infringir derechos de propiedad privada.

El presente sitio web se ofrece al usuario libre de cargos, tal como se presenta.

Se realizan todos los esfuerzos razonables para mantener adecuadamente todo el contenido de este sitio web, pero no se asume responsabilidad alguna por cualquier información errónea eventualmente aquí divulgada, ni tampoco por pérdidas de rentabilidad u otros daños consecuenciales que pudieran resultar de tal información errónea.



# ANEXO IX SOLIDEZ ESTRUCTURAL

## IX.I OPERACIÓN DE LA PLANTA

La cubierta del Edificio 3P deberá ser capaz de soportar la carga de la instalación fotovoltaica y la eólica. Para calcular el peso que deberá soportar la estructura del edificio se tienen que identificar las cargas principales que tendrá:

- Módulos fotovoltaicos
- Estructura soporte
- Cableado
- Contrapesos
- Inversores
- Aerogeneradores y reguladores

Se estima que la cubierta del Edificio 3P deberá soportar una carga de 300-400kg/m<sup>2</sup>. Se realiza un análisis estructural de las cargas introducidas en la cubierta. Estas cargas estarán repartidas de forma uniforme y para calcular la carga por metro cuadrado se utiliza la ec. (IX-1).

$$Carga_{cubierta} = \frac{Peso\ total}{Superficie\ cubierta} \quad (IX-1)$$

La Tabla A.IX 1 muestra las soportadas por la cubierta norte con un valor total de 102.145kg. Las mostradas en la Tabla A.IX 1 son las cargas uniformes y, aparte, en la zona norte se situarán los inversores que estarán en el área designada en el Plano 4. Para el cálculo en esta zona la superficie a tener en cuenta será de 3600m<sup>2</sup> para las cargas uniformes y de 15m<sup>2</sup> para los inversores. Las cargas de la Tabla A.IX supondrán de una presión uniforme de 28,37kg/m<sup>2</sup>. La debida a los inversores será de 38,42kg/m<sup>2</sup> teniendo un valor total en esa zona de 66,79kg/m<sup>2</sup>.

**Tabla A.IX 1 Cargas distribuidas en la zona norte**

	<i>Peso unitario (kg/ud o kg/m)</i>	<i>Ud./m</i>	<i>Peso total (kg)</i>
<i>Módulo</i>	24,9	1.560	38.844
<i>Estructura</i>	7	1.560	10.920
<i>Contrapeso</i>	30	1.560	46.800
<i>Cableado</i>	0,26	11.998	3.091
<i>Aerogeneradores</i>	39,5	60	2.370
<i>Regulador</i>	2	60	120
<i>Total</i>			102.145

Las cargas de la cubierta sur vienen recogidas en la Tabla A.IX 2., siendo el valor total de 34.194 kg, todas las cargas se encontrarán repartidas de manera uniforme en una superficie de 1187m<sup>2</sup>. La presión sobre la superficie sur será de 28,8kg/m<sup>2</sup>.

**Tabla A.IX 2 Cargas distribuidas en la zona sur**

	<i>Peso unitario (kg/ud o kg/m)</i>	<i>Ud./m.</i>	<i>Peso total (kg)</i>
<i>Módulo</i>	24,9	560	13.944
<i>Estructura</i>	6	560	3.360
<i>Contrapeso</i>	30	560	16.800
<i>Cableado</i>	0,09	1.053	90
		<i>Total</i>	34.194

## **IX.II DURANTE LA INSTALACIÓN**

Además de las cargas de operación de la instalación se deberá tener precaución durante el montaje y la instalación de los equipos. Los paneles vienen empaquetados en pallets de 27 unidades. Cada uno de ellos tiene un peso de 672,3kg apoyados sobre una superficie de 2,21m<sup>2</sup>. La presión de cada pallet sobre la cubierta tendría un valor de 304,2kg/m<sup>2</sup>, que se encuentra en el límite de la carga máxima que puede soportar la cubierta. Para evitar deterioros en dicha cubierta o que esta ceda se deberán dividir los pallets en dos o tres partes al ser subidas a la cubierta y ser instaladas con brevedad para el reparto de cargas.



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO



Sede Electrónica del Catastro

Provincia de VALENCIA  
Municipio de VALENCIA  
Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89

ESCALA 1:15,000

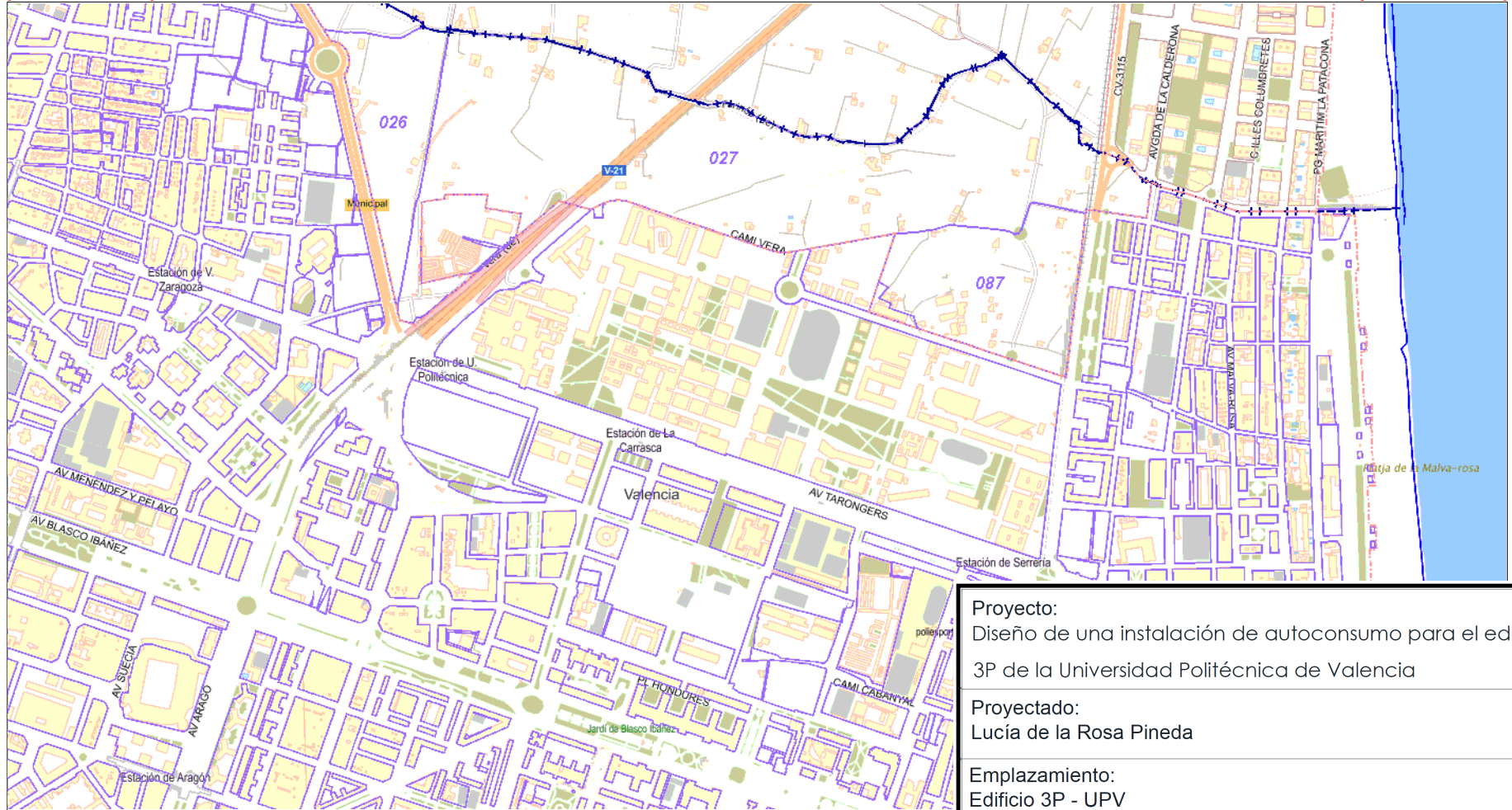
200m 0 200 400m



### CARTOGRAFÍA CATASTRAL

[726,874 ; 4,374,428]

[730,474 ; 4,374,428]

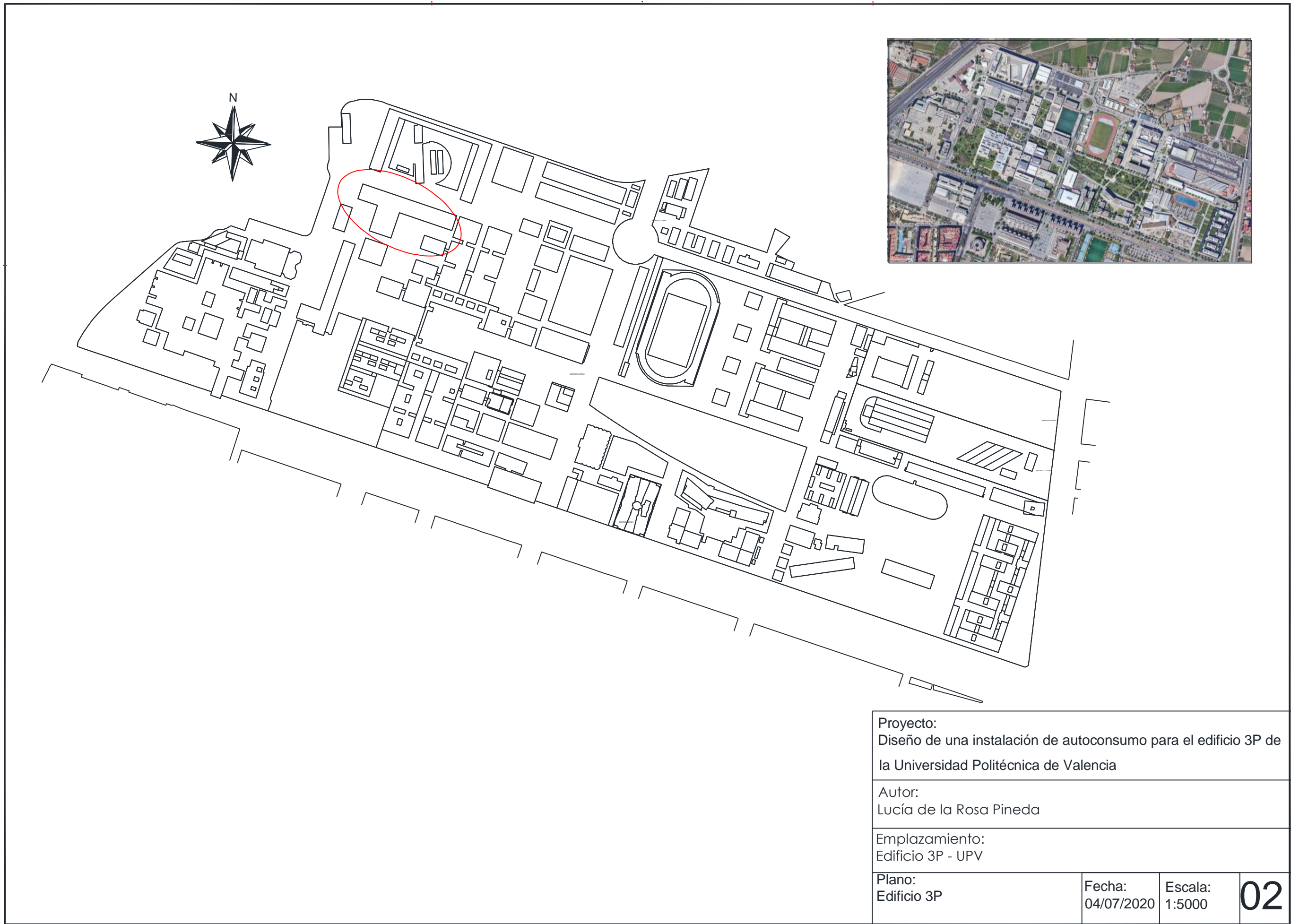


[726,874 ; 4,372,478]

Coordenadas del centro: X = 728,674 Y = 4,373,453

Este documento no es una certificación catastral

Proyecto: Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio 3P de la Universidad Politécnica de Valencia		
Proyectado: Lucía de la Rosa Pineda		
Emplazamiento: Edificio 3P - UPV		
Plano: Situación del Campus de Vera en Valencia	Fecha: 04/07/2020	Escala: 1:15,000
		01



Proyecto:  
Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio 3P de  
la Universidad Politécnica de Valencia

Autor:  
Lucía de la Rosa Pineda

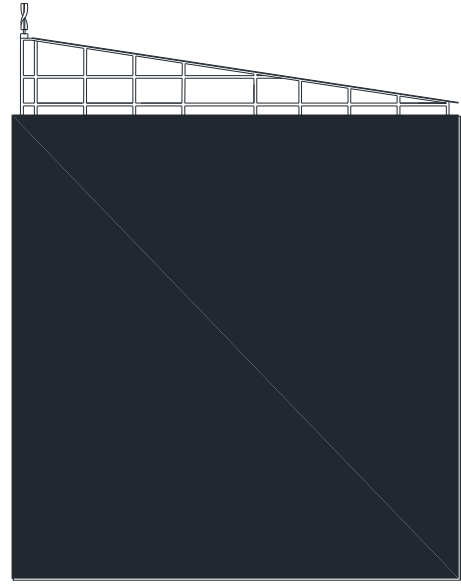
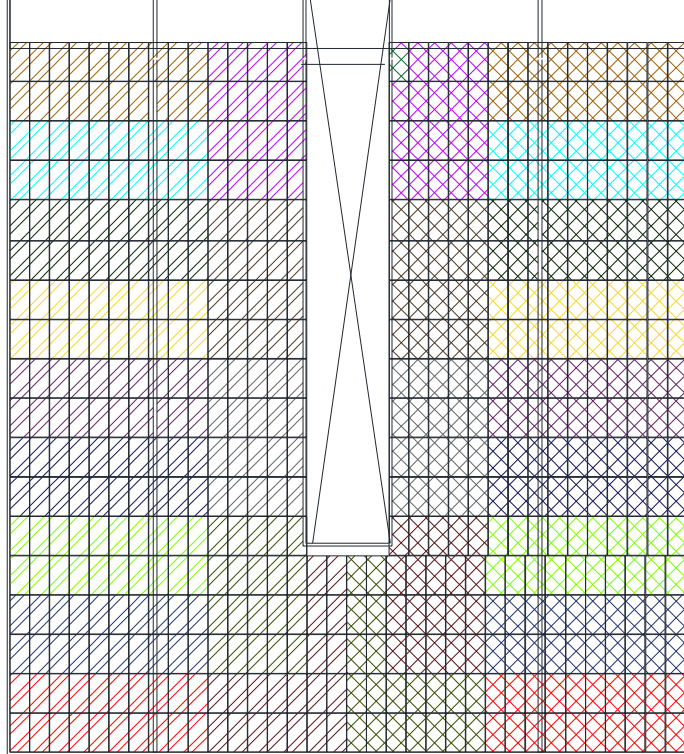
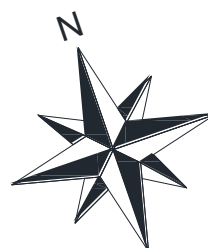
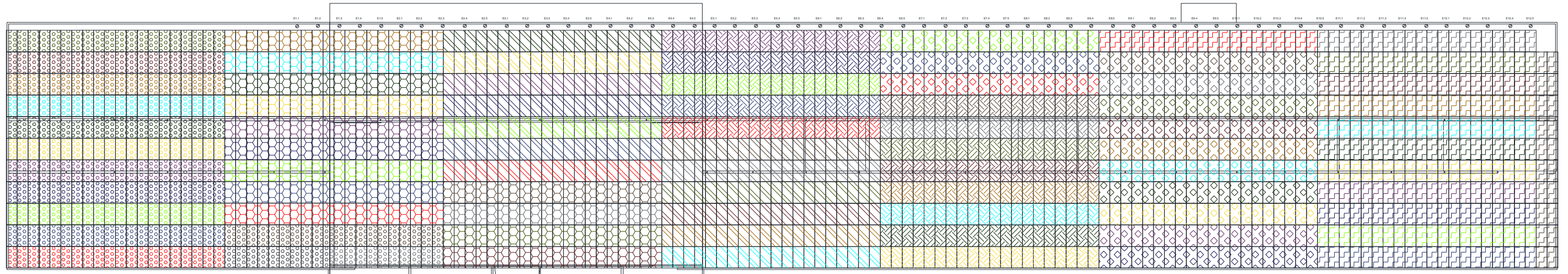
Emplazamiento:  
Edificio 3P - UPV









Plano:  
Edificio 3P

Fecha:  
04/07/2020

Escala:  
1:5000





- |   |   |  |
|---|---|--|
|  <p><b>Inversor S1:</b><br/>Series: FV1, FV2, FV3, FV4, FV5, FV6, FV7, FV8, FV9, FV10, FV11, FV12, FV13, FV14</p>          |  <p><b>Inversor N2:</b><br/>Series: FV42, FV43, FV44, FV45, FV46, FV47, FV48, FV49, FV50, FV51, FV52, FV53, FV54</p> |  <p><b>Inversor N5:</b><br/>Series: FV81, FV82, FV83, FV84, FV85, FV86, FV87, FV88, FV89, FV90, FV91, FV92, FV93</p>        |
|  <p><b>Inversor S2:</b><br/>Series: FV15, FV16, FV17, FV18, FV19, FV20, FV21, FV22, FV23, FV24, FV25, FV26, FV27, FV28</p> |  <p><b>Inversor N3:</b><br/>Series: FV55, FV56, FV57, FV58, FV59, FV60, FV61, FV62, FV63, FV64, FV65, FV66, FV67</p> |  <p><b>Inversor N6:</b><br/>Series: FV94, FV95, FV96, FV97, FV98, FV99, FV100, FV101, FV102, FV103, FV104, FV105, FV106</p> |
|  <p><b>Inversor N1:</b><br/>Series: FV29, FV30, FV31, FV32, FV33, FV34, FV35, FV36, FV37, FV38, FV39, FV40, FV41</p>       |  <p><b>Inversor N4:</b><br/>Series: FV68, FV69, FV70, FV71, FV72, FV73, FV74, FV75, FV76, FV77, FV78, FV79, FV80</p> |  |

**Proyecto:**  
Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio 3P de la Universidad Politécnica de Valencia

**Proyectado:**  
Lucía de la Rosa Pineda

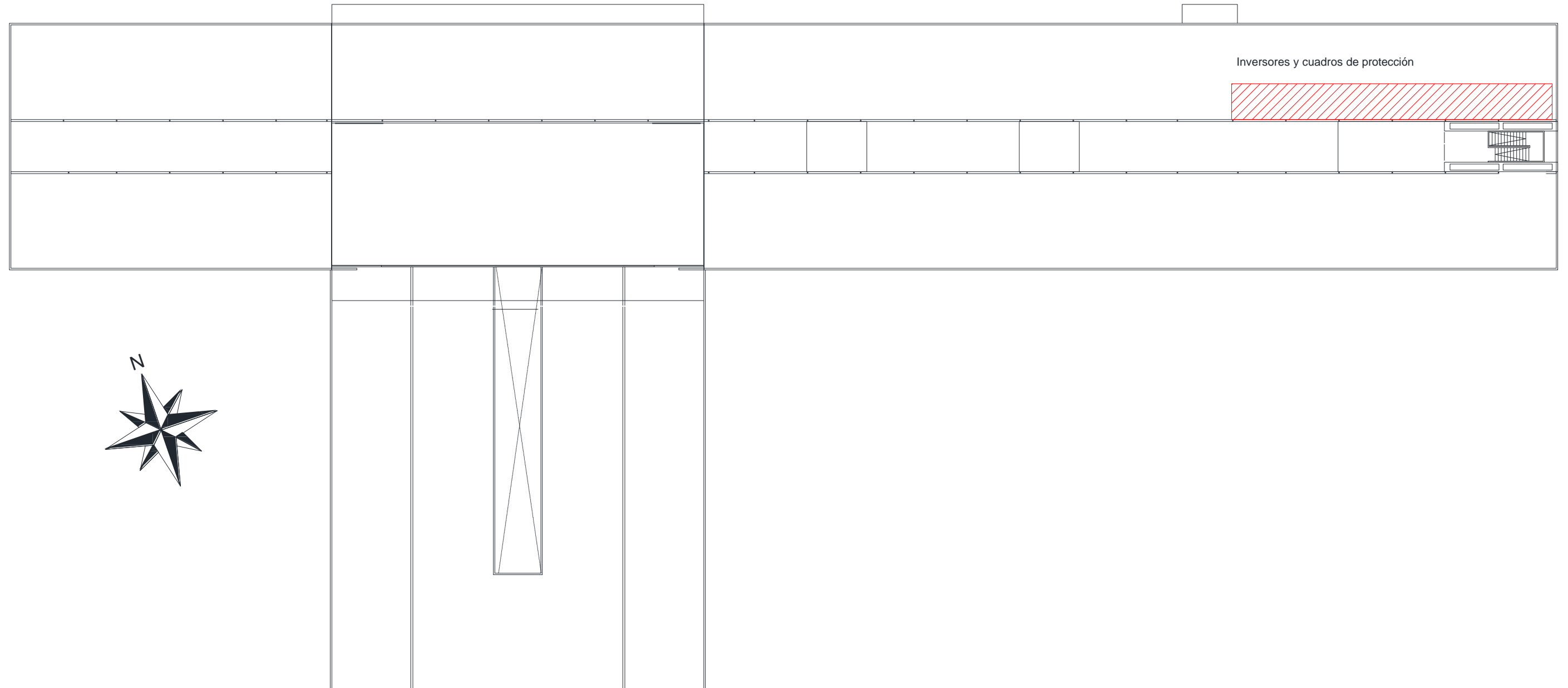
**Emplazamiento:**  
Edificio 3P - UPV

**Plano:** Distribución de módulos FV y aerogeneradores.

**Fecha:**  
04/07/2020

**Escala:**  
1:400

**03**



Proyecto:  
 Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio  
 3P de la Universidad Politécnica de Valencia

Autor:  
 Lucía de la Rosa Pineda

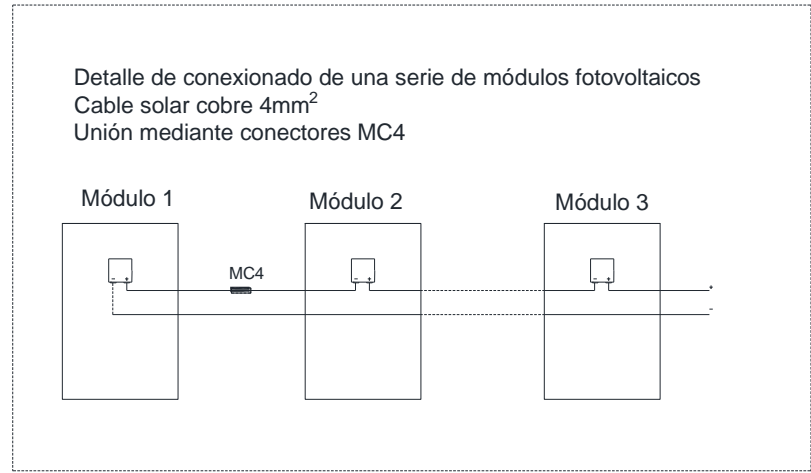
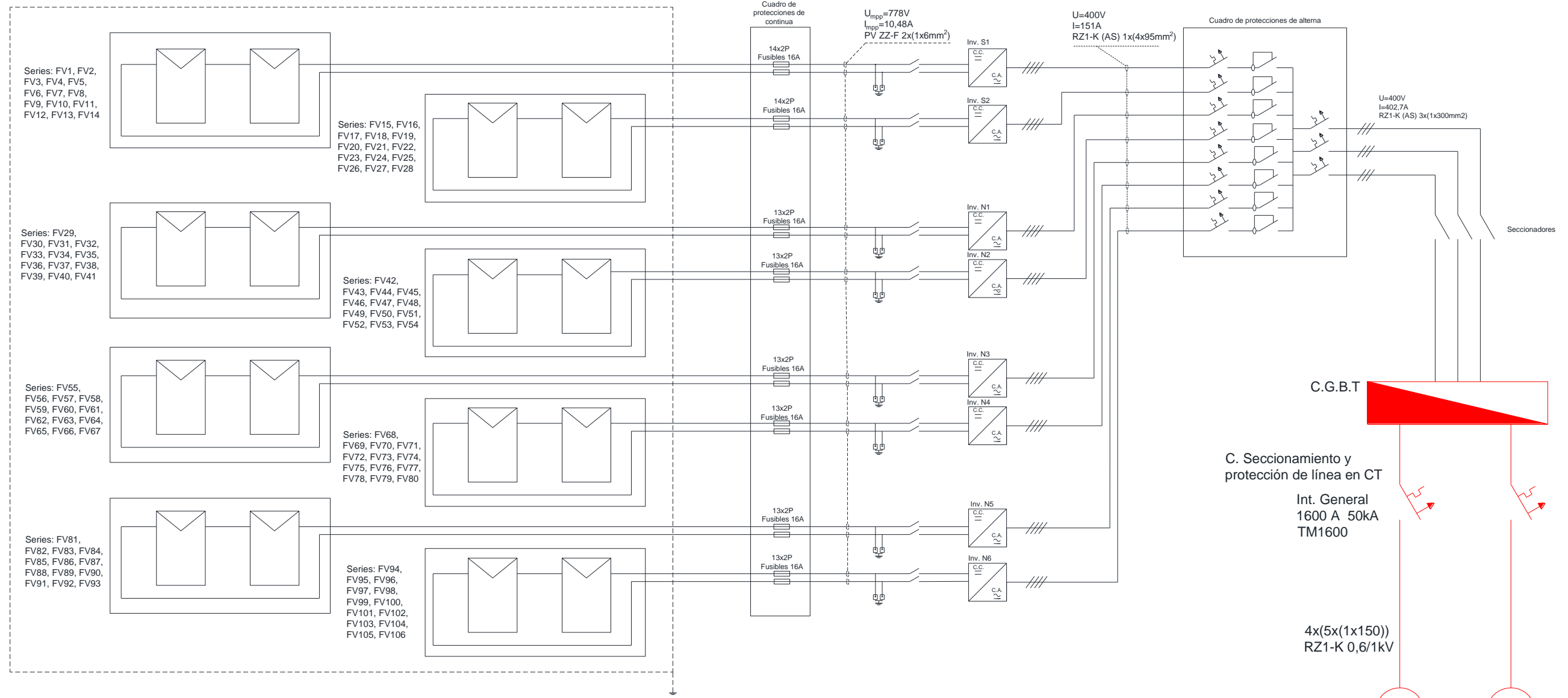
Emplazamiento:  
 Edificio 3P - UPV

Plano: Localización de  
 inversores y cuadros de  
 protección

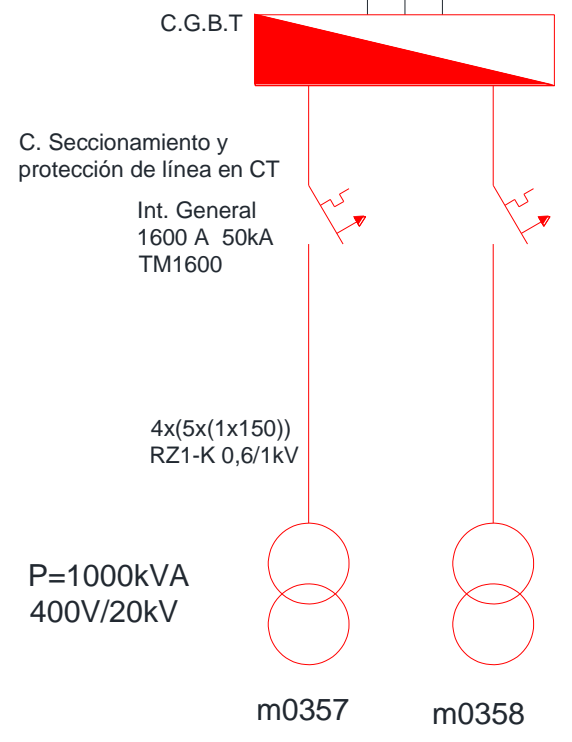
Fecha:  
 04/07/2020

Escala:  
 1:400

**04**



■ Instalación existente



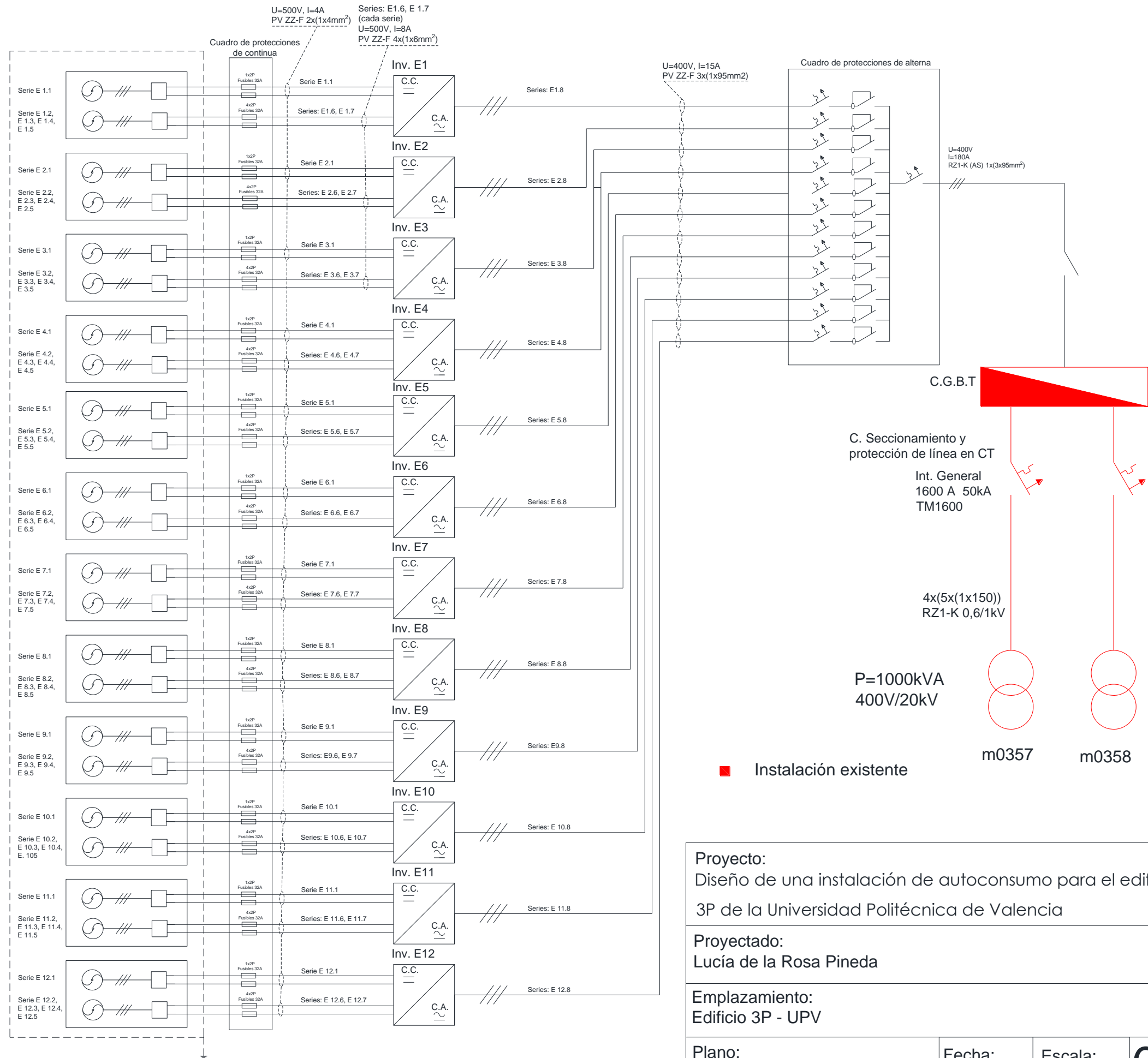
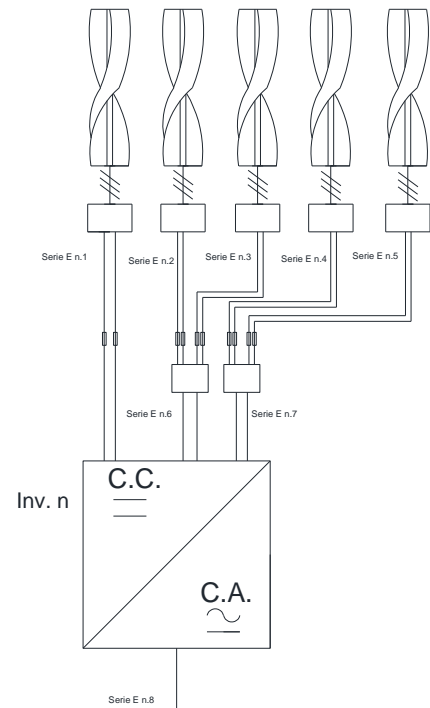
Proyecto:  
Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio 3P de la Universidad Politécnica de Valencia

Proyectado:  
Lucía de la Rosa Pineda

Emplazamiento:  
Edificio 3P - UPV

Plano: Esquema unifilar FV	Fecha: 04/07/2020	Escala: S/E	05
-------------------------------	----------------------	----------------	----

**Detalle de conexión de los aerogeneradores.**



**Proyecto:**  
Diseño de una instalación de autoconsumo para el edificio  
3P de la Universidad Politécnica de Valencia

**Proyectado:**  
Lucía de la Rosa Pineda

**Emplazamiento:**  
Edificio 3P - UPV

<b>Plano:</b> Esquema unifilar eólica	<b>Fecha:</b> 04/07/2020	<b>Escala:</b> S/E	<b>06</b>
--	-----------------------------	-----------------------	-----------