



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

# ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPÓSIT SUD DE LA EMT DE VALENCIA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

AUTORA: LEYRE BENÍTEZ SERRANO

TUTOR: CARLOS SÁNCHEZ DÍAZ

Curso Académico: 2018-19



## **AGRADECIMIENTOS**

Este proyecto que aquí comienza supone el final de una etapa, una etapa de aprendizaje y crecimiento tanto profesional como personal. Por lo cual, me gustaría agradecer a todas las personas que, en algún momento, han formado parte de esta etapa.

Me gustaría agradecer, en particular, a mi tutor, Carlos Sánchez por su apoyo, sus consejos, por mostrar disponibilidad para la resolución de dudas y por su paciencia para que este Trabajo saliera adelante.

También me gustaría agradecer a mis amistades a los que aún permanecen y a los que, por distancia, hemos perdido contacto, por dejarme aprender de ellos y hacer de mí, la persona que soy hoy.

Y, por último, mi mayor agradecimiento es para mi familia por confiar en todo momento en mí y transmitirme seguridad, comprensión y paciencia infinita. Especialmente a mis padres y mi hermana que han estado a mi lado mostrándome su apoyo incondicional en los buenos y malos momentos en estos años de estudio.



## **RESUMEN**

Este Trabajo Fin de Máster se centra, como su nombre indica, en el estudio de viabilidad de una planta solar fotovoltaica para la producción de hidrógeno en el Depòsit Sud de la EMT de Valencia.

Este estudio supone, en primer lugar, el diseño de una estructura metálica que cubra la parte de aparcamiento de los autobuses ya existente y que sea capaz de soportar el peso de la instalación de paneles fotovoltaicos sobre ella. En segundo lugar, se estudia la viabilidad económica y energética de tres tecnologías fotovoltaicas diferentes, con el diseño de la instalación solar fotovoltaica con cada una de dichas tecnologías.

Este Trabajo de Fin de Máster finaliza con la elección de la tecnología que suponga mejores resultados energéticos y económicos.

Se realiza un presupuesto detallado de la tecnología fotovoltaica seleccionada y una colección de planos en el que se muestran gráficamente el diseño de todas las partes de la instalación en las tres tecnologías.

**Palabras Clave:** Fotovoltaica, hidrógeno, autobuses.



## **RESUM**

Este treball fi de màster se centra, com el seu nom indica, en l'estudi de viabilitat d'una planta solar fotovoltaica per a la producció d'hidrogen en el depòsit sud de l'emt de valència.

Este estudi suposa, en primer lloc, el disseny d'una estructura metàl•lica que cobrisca la part d'aparcament dels autobusos ja existent i que siga capaç de suportar el pes de la instal•lació de panells fotovoltaics sobre ella. En segon lloc, s'estudia la viabilitat econòmica i energètica de tres tecnologies fotovoltaiques diferents, amb el disseny de la instal•lació solar fotovoltaica amb cadascuna de les tecnologies comentades.

Este treball de fi de màster finalitza amb l'elecció de la tecnologia que suposa millors resultats energètics i econòmics.

Es realitza un pressupost detallat de la tecnologia fotovoltaica seleccionada i una col•lecció de plans en els quals es mostren gràficament el disseny de totes les parts de la instal•lació per a les tres tecnologies.

**Paraules clau:**Fotovoltaica, hidrogen, autobusos.



## **ABSTRACT**

As its name suggests, this final project is focused on the feasibility study of a photovoltaic solar plant for the production of hydrogen in the “depòsit sud” of the EMT of Valencia.

This study involves, in the first time, the design of a metal structure that covers the existing parking part of the buses. It is able to support the weight of the installation of photovoltaic panels on it. Secondly, the economic and energy study of three different photovoltaic technologies, with the design of the solar photovoltaic installation with each of these technologies.

This final project ends with the choice of technology that has the best energetic and economic results.

A detailed estimate of the selected photovoltaic technology and a collection of plans to show graphically the design of all parts of the installation in the three technologies.

**Keywords:** photovoltaic, hydrogen, buses.



# **ÍNDICE**

## **Documentos contenidos en el TFM**

- Memoria
- Presupuesto
- Planos
- Pliego de condiciones



**MEMORIA**



## Índice

Capítulo 1. Objeto del proyecto .....	8
Capítulo 2. Normativa .....	10
Capítulo 3. INTRODUCCIÓN.....	12
3.1. SITUACIÓN ACTUAL.....	12
3.2. ANTECEDENTES .....	12
Capítulo 4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO .....	16
4.1. CARACTERIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO .....	16
4.2. TIPOLOGÍA DE PANELES .....	18
Capítulo 5. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DISEÑO.....	22
5.1. CÁLCULO DE LA ENERGÍA SOLAR DISPONIBLE EN EL EMPLAZAMIENTO. ....	22
5.2. SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	22
5.3. DETERMINACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	23
5.4. CÁLCULO DEL RENDIMIENTO GLOBAL DE LA INSTALACIÓN .....	24
5.5. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MENSUAL Y ANUAL.....	25
5.6. DIMENSIONADO DEL CABLEADO .....	26
5.6.1. Criterio de caída de tensión .....	26
5.7. Protecciones.....	29
5.7.1. Justificación de los dispositivos de protección y seccionamiento .....	29
5.7.2. Puesta a tierra .....	30
5.8. DIMENSIONADO DE LA ESTRUCTURA .....	31
5.8.1. Peso propio .....	32
5.8.2. Sobrecarga de uso.....	32
5.8.3. Sobrecarga de nieve.....	32
5.8.4. Sobrecarga de viento .....	33
Capítulo 6. Diseño .....	38
6.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SELECCIONADOS. ....	38
6.2. ESTRUCTURA .....	39
6.3. PÉRDIDAS.....	43
6.3.1. Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación.....	43
6.3.2. Cálculo de las pérdidas por sombras.....	44
6.4. DISTRIBUCIÓN DE PANELES.....	49

6.5. SELECCIÓN DEL INVERSOR .....	49
6.6. DIMENSIONADO DE CABLEADO Y PROTECCIONES .....	52
6.7. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA .....	61
Capítulo 7. Análisis económico .....	68
7.1. INSTALACIÓN CON PANELES SILICIO POLICRISTALINO.....	70
7.2. INSTALACIÓN CON PANELES TELURURO DE CADMIO.....	70
7.3. INSTALACIÓN CON PANELES HIT .....	71
Capítulo 8. Comparativa y conclusiones .....	72
Capítulo 9. Referencias .....	74

## Lista de tablas

Tabla 1. Energía demandada Fte.: Proyecto HUB .....	14
Tabla 2. Magnitudes significativas de la obra. Fuente.: EMT.....	18
Tabla 3 . Longitud de cableado entre las marquesinas y el punto de conexión .....	28
Tabla 4. Características REC300TP2. Módulo P-Si. Fuente: REC .....	38
Tabla 5. Características FS-6420 Fuente: First Solar .....	38
Tabla 6. Características VBHN325SJ47. Fuente: Panasonic .....	39
Tabla 7. Kg paneles por m <sup>2</sup> .....	39
Tabla 8. IPE necesarios .....	41
Tabla 9. Resumen cimentaciones de la marquesina de 11 m de ancho. Fte.: CYPE .....	41
Tabla 10. Resumen cimentaciones de las marquesinas de 22 m de ancho. Fte.: CYPE .....	42
Tabla 11. Resolución del FS entre marquesinas.....	45
Tabla 12. Resolución del FS marquesina 6 .....	46
Tabla 13 . Resolución del FS marquesina 1 .....	47
Tabla 14 . Características Sunny Central 100HE Fuente: SMA.....	51
Tabla 15. Características Sunny Central 200 Fuente: SMA .....	51
Tabla 16. Caída de tensión CC instalación con paneles de silicio policristalino .....	52
Tabla 17. Criterio térmico CC instalación con paneles de silicio policristalino .....	52
Tabla 18. Criterio térmico segunda iteración CC instalación con paneles de silicio policristalino .....	53
Tabla 19. Caída de tensión AC instalación con paneles de silicio policristalino.....	53
Tabla 20. Criterio térmico AC instalación con paneles de silicio policristalino .....	53
Tabla 21. Criterio térmico segunda iteración AC instalación con paneles policristalinos.....	54
Tabla 22. Resumen cableado instalación con paneles de silicio policristalino .....	54
Tabla 23. Caída de tensión CC instalación con paneles CdTe.....	55
Tabla 24. Criterio térmico CC instalación con paneles CdTe.....	55
Tabla 25. Criterio térmico segunda iteración CC instalación con paneles CdTe .....	56
Tabla 26. Caída de tensión AC instalación con paneles CdTe .....	56
Tabla 27. Criterio térmico AC instalación con paneles CdTe.....	56
Tabla 28. Criterio térmico segunda iteración AC instalación con paneles CdTe.....	57
Tabla 29. Resumen cableado instalación con CdTe. ....	57
Tabla 30. Caída de tensión CC instalación con paneles HIT .....	58

Tabla 31. Criterio térmico CC instalación con paneles HIT .....	58
Tabla 32. Criterio térmico segunda iteración CC instalación con paneles HIT.....	59
Tabla 33. Caída de tensión AC instalación con paneles HIT .....	59
Tabla 34. Criterio térmico AC instalación con paneles HIT .....	59
Tabla 35. Criterio térmico segunda iteración AC instalación con paneles HIT .....	60
Tabla 36. Resumen cableado instalación con HIT .....	60
Tabla 37. Producción energética mensual y anual de las marquesinas 2,3,4 y 5 (Silicio Policristalino).....	61
Tabla 38. Producción energética mensual y anual de la marquesina 1 (Silicio Policristalino)....	62
Tabla 39. Producción energética mensual y anual de la marquesina 6 (Silicio Policristalino)....	62
Tabla 40. Producción energética mensual y anual de las marquesinas 2,3,4 y 5 (CdeTe) .....	63
Tabla 41. Producción energética mensual y anual de la marquesina 1 (CdeTe).....	64
Tabla 42. Producción energética mensual y anual de la marquesina 6 (CdeTe).....	64
Tabla 43. Producción energética mensual y anual de las 2,3,4 y 5 (HIT) .....	65
Tabla 44. Producción energética mensual y anual de la marquesina 1 (HIT) .....	66
Tabla 45. Producción energética mensual y anual de la marquesina 6 (HIT) .....	67
Tabla 46. Precio medio de la electricidad Fte.:OMIE .....	69
Tabla 47. Resumen presupuesto instalación con paneles de silicio policristalino.....	70
Tabla 48. Resumen presupuesto instalación con paneles CdTe .....	70
Tabla 49. Resumen presupuesto instalación con paneles HIT .....	71
Tabla 50. Análisis económico .....	72

## Lista de figuras

Figura 1. Barrio de San isidro. Fuente.:Oficina de Estadística. Ayuntamiento de Valencia. ....	16
Figura 2. Entrada Depòsit Sud. Fuente.:EMT .....	17
Figura 3. Taller Depòsit Sud. Fuente.:EMT .....	17
Figura 4. Intensidad admisible de un conductor en función de la sección nominal .....	26
Figura 5. Factor de corrección de temperatura para el cálculo de la sección nominal .....	27
Figura 6. Punto de conexión a la red (amarillo) y situación de los inversores (azul) en el depósito sur EMT.....	28
Figura 7. Protección para las personas de los cables de puesta a tierra .....	30
Figura 8. Valores característicos de las sobrecargas de uso Fte.:CTE .....	32
Figura 9. Zonas climáticas de invierno. Fte.: CTE .....	33
Figura 10. Sobrecarga de nieve. Fte.: CTE .....	33
Figura 11. Valor básico de la velocidad del viento, $v_b$ Fte.:CTE .....	34
Figura 12. Parámetros característicos del entorno. Tabla D.2. Fte.:CTE.....	34
Figura 13. Valores coeficiente de exposición exterior. Fte.: CTE .....	35
Figura 14. $C_p$ en cubiertas planas con bordes con aristas. Fte.: CTE .....	35
Figura 15. Coeficiente eólico interior.....	36
Figura 16. Marquesina de 11 m de ancho generada por CYPE .....	40
Figura 17. Marquesina de 22 m de ancho generada por CYPE .....	40
Figura 18. Cimentación marquesina de 11m de ancho generada por CYPE.....	41
Figura 19. Cimentación marquesina de 22 m de ancho generada por CYPE .....	42
Figura 20. Gráfico para estimar las pérdidas por orientación e inclinación. Fuente.CTE .....	43
Figura 21. Diagrama de trayectorias del sol. Fuente:IDAE.....	44
Figura 22. Tabla de referencia V-6. Fuente:IDAE .....	45
Figura 23. Perfil de obstáculos entre marquesinas obtenido por CEXv2.3.....	46
Figura 24. Perfil de obstáculos de la marquesina 6 obtenido por CEXv2.3.....	47
Figura 25. Perfil de obstáculos de la marquesina 1 obtenido por CEXv2.3 .....	48
Figura 26 . Construcción modular para protección del inversor. Fuente: Consmetal .....	50



## **CAPÍTULO 1. OBJETO DEL PROYECTO**

Este Trabajo de Fin de Grado está vinculado fuertemente con las nuevas energías y su aplicación en el transporte, en este caso, transporte público. Como indica el nombre del mismo, el objetivo principal es realizar un estudio de viabilidad sobre la instalación de una planta solar fotovoltaica sobre el aparcamiento del Depòsit Sur de la EMT de Valencia.

Para realizar el estudio de viabilidad se debe tener en cuenta el diseño y la inversión inicial. Para ello se analizan tres tecnologías fotovoltaicas diferentes. Este análisis se realiza tanto energéticamente, con la energía que se produce con la planta fotovoltaica y por tanto, ahorro de consumo de energía de la red, y económica, tanto el ahorro por no consumir de la red como la inversión de la construcción y equipamiento de la planta.

Así pues, el diseño de la planta incluye el dimensionado de la misma, con todo el equipamiento y la estructura metálica donde se colocan los módulos fotovoltaicos. Con todos los cálculos, se realiza una comparativa de las tres tecnologías fotovoltaicas y la elección de aquella con mejores resultados energéticos y económicos.



## CAPÍTULO 2. NORMATIVA

A continuación, se presenta un listado de la normativa vigente sobre el ámbito del presente TFM.

- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnica de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. PCT-C-REV. Julio 2011.
- *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.
- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Real Decreto-ley 1/2012 de 27 de enero por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía de baja tensión con potencia contratada no superior a 15kW.
- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Real Decreto 413/2014, que regula la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.
- *Código Técnico de la Edificación*. Documento Básico SE-AE. Seguridad Estructural. Acciones en la edificación
- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

## CAPÍTULO 3. INTRODUCCIÓN

### 3.1. SITUACIÓN ACTUAL

Este Trabajo de Fin de Máster realiza el estudio de viabilidad de una planta fotovoltaica de apoyo para la generación de hidrogeno como combustible de la flota de autobuses de la EMT (Empresa Municipal de Transporte) de la ciudad de Valencia, en concreto en el deposito sur de la ciudad, situado en San Isidro.

A pesar del buen recurso solar de la ciudad, esta no se encuentra muy desarrollada en esta energía debido a la normativa ante el autoconsumo del RD 900/2015.

Debido al aumento de la contaminación en las grandes ciudades, algunos ayuntamientos como el de la ciudad de Valencia están apostando por nuevos combustibles o vehículos eléctricos para su transporte público como uno de los principales objetivos de la política ambiental de dichas ciudades. Además, unido a esto se solicitan combustibles cuya obtención tenga el mínimo gasto de energía convencional.

Actualmente, en la ciudad de Valencia, la flota de autobuses que posee la Empresa Municipal de Transporte (EMT) es de aproximadamente 485 autobuses, con gran variedad de sistemas de propulsión. En esta flota se puede observar, en su mayoría, autobuses diesel pero en los últimos 20 años se han introducido autobuses híbridos y GNC (Gas Natural Comprimido). Actualmente posee 42 híbridos y 75 GNC. Y finalmente, en el año 2017, se incorporaron 2 autobuses eléctricos.

Así pues, se observa que la EMT con el transcurso de los años avanza hacia una mejora medioambiental con la introducción de nuevos combustibles. Este avance en su política medioambiental se debe a la necesidad de reducir las emisiones contaminantes en ciudades grandes, como es el caso de Valencia, y de este modo evitar los vetos en la utilización de transportes particulares.

En el presente trabajo, se apuesta por vehículos con combustible de hidrógeno. El hidrógeno tiene como características que no es toxico, tiene baja densidad y elevada volatilidad, es abundante en la naturaleza y tiene un funcionamiento silencioso, recomendado para usos urbanos como el transporte público. Además, al obtenerse mediante energías renovables, se considera energía limpia.

### 3.2. ANTECEDENTES

Este proyecto nace como complementación a la fase 0 del proyecto HUB. Este proyecto se basa en los proyectos JIVE y JIVE II realizado en una ciudad con clima similar, Roma.

Los proyectos JIVE y JIVE II son unos proyectos europeos que implantan unos objetivos para introducir el hidrógeno en el sector del transporte europeo.

La instalación consiste en una hidrogenera de repostaje para vehículos con hidrogeno como combustible y se desea producir dicho hidrogeno in situ. Por ello, a lo largo de este trabajo

para evitar el consumo de energía convencional de la red eléctrica, se plantea la viabilidad de instalar una planta solar para la generación in situ del hidrogeno.

Para el dimensionado del electrolizador seleccionado en el proyecto HUB, para el depósito de San isidro se usan dichos objetivos que se proponen en el JIVE.

- Tiempo de llenado depósito: Menor de 10 minutos
- Capacidad de llenado de la estación: 250-350 kg H<sub>2</sub>/día
- Consumo de hidrógeno: 8-10 kg H<sub>2</sub>/100 km
- Eficiencia de producción del hidrógeno: Superior al 56%.

Para el dimensionado del electrolizador se seleccionan 5 líneas aleatorias de autobuses que se mueven por la ciudad de Valencia y de cada una de ellas dos autobuses que se sustituirán por autobuses de hidrógeno. Además de los 10 autobuses, se calculan de manera aproximada un numero de turismos a partir del documento “Estrategia de Impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España (2014-2020)”. En este documento se prevé 2800 turismos de hidrógeno matriculados en España, de manera proporcional se aproxima a 127 turismos en la ciudad de Valencia. Se supone que cada uno de estos turismos se recarga una vez a la semana siendo el número de turismos que se recargan al día de unos 18.

Una vez seleccionado los transportes para el dimensionado del electrolizador, se necesitan los consumos de los mismos. En este caso, los autobuses cuentan con un depósito de 38.5 kg (Ficha técnica de VanHool con un consumo medio según los datos del 3EMOTION de 8kg/100 km y los turismos se suponen que todos son Toyota Mirai con un depósito de 5Kg de H<sub>2</sub>.

Se decide realizar la producción de hidrogeno con el electrolizador PEM, de H<sub>2</sub>B<sub>2</sub>. El modelo EL200N, con una potencia de 1MW, consumo de la pila de 5.1 kWh/Nm<sup>3</sup> y producción de 200Nm<sup>3</sup>/h. Suponiendo una producción constante por parte del electrolizador se pueden recargar los 10 autobuses y 9 turismos el día más favorable. Esto genera una diferencia de la hipótesis inicial siendo un total de 63 turismos los que podrán utilizar la hidrogena, en vez de 127.

En la siguiente tabla se expresan a modo de resumen la energía demandada todos los meses por parte del compresor y del electrolizador.

**Tabla 1. Energía demandada Fte.: Proyecto HUB**

<b>Energía consumida (kWh)-Autobuses y turismos (kWh)</b>	
<b>ENERO</b>	361527,213
<b>FEBRERO</b>	309773,317
<b>MARZO</b>	342275,764
<b>ABRIL</b>	334650,19
<b>MAYO</b>	361527,213
<b>JUNIO</b>	339463,052
<b>JULIO</b>	337462,901
<b>AGOSTO</b>	347088,626
<b>SEPTIEMBRE</b>	339463,052
<b>OCTUBRE</b>	351901,488
<b>NOVIEMBRE</b>	339463,052
<b>DICIEMBRE</b>	347088,626
<b>TOTAL</b>	4111684,49

Con estos datos se realizará el dimensionado de la planta fotovoltaica teniendo en cuenta el espacio disponible en el depósito de San Isidro.



## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO

### 4.1. CARACTERIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El barrio de San Isidro se encuentra dentro del distrito municipal de Patraix junto a otros barrios como Vara de Quart, Safranar y Favara. Se sitúa al suroeste de la ciudad de Valencia junto al cauce del río Turía.



Figura 1. Barrio de San isidro. Fuente.: Oficina de Estadística. Ayuntamiento de Valencia.

El depósito de la EMT en este barrio de la ciudad se comienza a construir en 1994 con un presupuesto de ejecución de 1.553 millones de pesetas, siendo una de las mayores inversiones de la Empresa Municipal de Transporte de su historia.

La construcción de estos talleres supuso un impacto en el barrio, ya que poseen una superficie total de 70.000 m<sup>2</sup>. Con su construcción se realizó la construcción de un área deportivo-recreativa para el disfrute de los vecinos con un amplio parking en su planta baja.

El Depósito Sur, como se denomina por su situación respecto a la ciudad de Valencia, fue construido en esta zona por su conexión con la propia ciudad, por una parte con la prolongación de la calle Archiduque Carlos y por otro, su proximidad a la V-30.



**Figura 2. Entrada Depòsit Sud. Fuente:EMT**

En el interior del depósito se encuentran tres edificios. El primero de ellos consta de la portería, la clínica, para cualquier problema que influya a la salud de los trabajadores, y las centrales sindicales. Al lado de este, se encuentra el edificio de servicios, con un comedor con capacidad para 120 comensales, aulas auxiliares, sección de Mantenimiento Nocturno y estación de servicio. Por último, pasando los 25.000 m<sup>2</sup> de aparcamiento, se encuentra los talleres. Este último edificio se pueden distinguir diferentes áreas, el centro de diagnóstico de vehículos con mantenimiento preventivo y predictivo, cuerpos de secciones técnicas, entre los que se encuentran la electricidad, neumáticas, inyección, pintura, organización, etc. y las naves de trabajo, en concreto hay tres: Taller central, donde se realizan las grandes revisiones y reparación de averías importantes, Depósito, donde se realiza el mantenimiento correctivo diaria, con pequeñas reparaciones, y Carrocería, destinada a intervenciones de chapa y pintura.



**Figura 3. Taller Depòsit Sud. Fuente.:EMT**

Como se observa en la Figura 1, el depósito junto con el área deportivo-recreativa ocupa alrededor de un tercio de la superficie del barrio de San Isidro, las magnitudes significativas de la obra se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 2. Magnitudes significativas de la obra. Fuente.: EMT**

<b>Magnitudes</b>	<b>Cantidades</b>
<b>Superficie total de ordenación</b>	70.000 m <sup>2</sup>
<b>Aparcamiento de autobuses</b>	25.000 m <sup>2</sup>
<b>Superficie en planta de talleres</b>	9.500 m <sup>2</sup>
<b>Superficie edificada de talleres</b>	11.200 m <sup>2</sup>
<b>Superficie edificio de servicios</b>	760 m <sup>2</sup>
<b>Superficie edificio porterías</b>	840 m <sup>2</sup>
<b>Zona deportiva</b>	3.000 m <sup>2</sup>
<b>Zona ajardinada</b>	2.000 m <sup>2</sup>
<b>Plazas de aparcamiento autobuses</b>	350 plazas
<b>Plazas aparcamiento automóviles</b>	200 plazas
<b>Número de árboles</b>	250

#### **4.2. TIPOLOGÍA DE PANELES**

La industria fotovoltaica se encuentra, actualmente, en continuo proceso de desarrollo e innovación, consiguiendo generar una amplia variedad de tecnologías fotovoltaicas con diferentes eficiencias y características. A continuación, se exponen las diferentes tecnologías.

Las tecnologías fotovoltaicas más convencionales son aquellas que tienen como elemento principal el silicio. De este tipo se observan en el mercado tres tipos diferentes: Silicio Monocristalino, Silicio Policristalino y Silicio Amorfo.

La primera de ellas, las células fotovoltaicas de silicio monocristalino son muy difíciles de elaborar y de gran coste debido a la alta pureza y concentración del material. Pese a estos inconvenientes, la gran ventaja de este tipo de células fotovoltaicas es su gran rendimiento y su alta vida útil en comparación con otros tipos. Este tipo de células tiene una eficiencia de entre un 15 y 21% según la marca.

En cuanto al silicio policristalino, a diferencia del anterior, el material no posee tanta pureza lo que abarata su coste. Debido a este inconveniente estas células tienen entre un 10 y un 14% de eficiencia en producción.

El último tipo de célula que se fabrica con silicio es la denominada de silicio amorfo, este tipo pertenece al grupo de células de capa fina. A diferencia de las dos anteriores esta se caracteriza por no tener ninguna estructura cristalina, se forma con capas de silicio colocadas sobre un cristal, plástico o metal al vacío. Esta tecnología tiene como principal inconveniente, su degradación durante las primeras horas de funcionamiento hasta que se estabiliza. Pese a ello, se comporta de manera favorable ante agentes externos como la corrosión o la temperatura. La eficiencia de las células comerciales de este tipo suele ser del 6 al 8%.

Dentro de las células de capa fina, junto al silicio amorfo, se encuentran las de telururo de Cadmio (CdTe) y las CIS. En primer lugar, las células de telururo de cadmio se caracterizan por tener una fabricación sencilla y de bajo coste, además tiene una eficiencia en grandes superficies de 10%. El mayor inconveniente de este tipo es que el CdTe es una sustancia tóxica. Por otro lado, las CIS y las CIGS, siendo las segundas una mejora de las primeras ya que al  $\text{CuInSe}_2$  (CIS) se le añadió  $\text{CuGaSe}_2$  para formar  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$  (CIGS). Tienen una buena estabilidad en exteriores y en módulos, tiene una eficiencia del 14.1%.

El último gran grupo de clasificación de las tecnologías fotovoltaicas es el de células cristalinas de alta eficiencia. En este grupo se encuentran la célula Pluto, la célula IBC y la célula HIT. Estas tecnologías tienen un coste más elevado que las de tecnología estándar. Las células Pluto contienen un emisor selectivo optimizado que disminuye las pérdidas de recolección frontal y además comienza a recolectar antes en el amanecer y el ocaso, teniendo una eficiencia del 16%. Las células IBC e HIT no tienen degradación por la luz y tienen eficiencias en paneles superiores al 20%

De todas estas tecnologías fotovoltaicas en el estudio a realizar se compararan las tecnologías:

- P-Si: Silicio policristalino
- CdTe
- HIT

La primera de ellas es, junto a las placas de Silicio monocristalino, de las tradicionales, las primeras en aparecer en el mercado. Por otro lado, los módulos de CdTe son células de capa fina y las HIT son células cristalinas de alta eficiencia, una de las más novedosas en el mercado. Se puede decir que su aparición en el mercado y en el mundo fotovoltaico es P-Si, CdTe e HIT, de forma cronológica, por lo tanto, las primeras son más económicas y tienen menor eficiencia que las últimas.





## CAPÍTULO 5. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE DISEÑO

La instalación que ocupa este proyecto es conectada a red ya que se busca disminuir el gasto de energía convencional para el electrolizador que genera el hidrogeno para los autobuses y automóviles enumerados anteriormente. Para ello se va a realizar la comparación energética y económica de tres tecnologías fotovoltaicas diferentes y así seleccionar la más adecuada.

En primer lugar, se procede al cálculo de la instalación en sí. Se procede a explicar el procedimiento seguido. Los resultados se expondrán en el siguiente capítulo.

### 5.1. CÁLCULO DE LA ENERGÍA SOLAR DISPONIBLE EN EL EMPLAZAMIENTO.

En primer lugar se ha de conocer la localidad, latitud, longitud y altitud del emplazamiento. En este caso estos datos son: Valencia, 39.452, -0.404 y 17m respectivamente. Con esta información se accede al recurso online de la Comisión Europea a través del proyecto PVGIS para conseguir los valores medios mensuales y el promedio anual de la irradiación diaria sobre una inclinación optima de los paneles ( $\beta_{opt}$ ). Esta inclinación se obtiene con la ecuación (1).

$$\beta_{opt} = \phi - 10 \quad (1)$$

donde  $\phi$ , la latitud del lugar.

Con todo ello, se obtiene un  $\beta_{opt} = 30^\circ$ .

### 5.2. SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En este apartado se procede a explicar el procedimiento para seleccionar el número de módulos fotovoltaicos para la instalación.

En primer lugar, hay que definir la potencia que va a tener la instalación. La instalación en la que se centra este trabajo se ve limitada por la superficie donde colocar los módulos fotovoltaicos. Es por ello que se realiza una estimación del número de módulos que caben en el emplazamiento y a partir de ese dato decidir que potencia se puede instalar. Al realizar la comparación de tres tecnologías esta potencia varía según cada una de ellas, por eso se expone a continuación el procedimiento genérico paso a paso que se ha realizado sin concretar, la concreción se muestra en el siguiente apartado.

Conocidas las dimensiones de los módulos y la potencia para cada tecnología, se estudia el número de módulos que caben por marquesina, teniendo en cuenta la distancia mínima entre filas estudiada anteriormente.

Una vez, se conoce el número de módulos que se pueden colocar por marquesina se obtiene la potencia pico de los módulos siguiendo la ecuación (2).

$$P_{mp} = N_{módulos} * P_{p,panel} \quad (2)$$

Siendo:

$P_{mp}$ : Potencia pico de la instalación.

$P_{p,panel}$ : Potencia pico dada por el fabricante.

$N_{módulos}$ : Número de módulos de la marquesina.

Obtenida la potencia pico de la instalación se calcula la potencia nominal del inversor, en la práctica suele incrementar en 15% la potencia pico de los módulos de dicha potencia nominal.

$$P_N = \frac{P_{mp}}{1.15} \quad (3)$$

### 5.3. DETERMINACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En instalaciones grandes como la que nos ocupa, se insiste en conseguir el mayor número de interconexiones en serie para conseguir unas pérdidas de corriente continua menores.

A continuación, se explica el procedimiento para el cálculo tanto de las ramas en serie como en paralelo.

#### **SERIE**

Para la interconexión de módulos fotovoltaicos en paralelo lo primero que se necesita conocer es el día más caluroso y más frío de la emplazamiento donde se van instalar. Estos datos se obtienen a través del sistema PVGIS del Instituto Nacional de Meteorología de la Comisión Europea.

En el emplazamiento de este estudio son:

- Día más caluroso:  $T_{amb}=36,38$  °C,  $I=405,02$  W/m<sup>2</sup>
- Día más frío:  $T_{amb}=8,21$  °C,  $I=123,29$  W/m<sup>2</sup>

Conocidas estas temperaturas, se calcula las temperaturas extremas que pueden alcanzar los paneles. Para este cálculo se necesita el valor de TONC que proporciona el fabricante del módulo.

$$T_{max,panel} = T_{amb} + \frac{TONC-20}{800} * I \quad (4)$$

$$T_{min,panel} = T_{amb} + \frac{TONC-20}{800} * I \quad (5)$$

Debido a la dependencia de la potencia pico de los paneles con la temperatura, es necesario obtener los valores extremos de la misma (Ecuaciones (6) y (7)). La potencia pico dada por el fabricante es a 25°C, para este cálculo se necesita el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura  $\alpha P_m$ .

$$P_P(T_{max}) = P_P(25^\circ C) * [1 + \frac{\alpha P_m}{100} (T_{max} - 25)] \quad (6)$$

$$P_P(T_{min}) = P_P(25^\circ C) * [1 + \frac{\alpha P_m}{100} (T_{min} - 25)] \quad (7)$$

El último valor que se debe obtener es la tensión de salida de cada panel para el punto de máxima potencia. La tensión y la intensidad varían con la temperatura, aunque la intensidad en menor medida es por ese que se asume constante en el cálculo.

$$U_{pm,min} = U_{pm}(T_{max}) = \frac{P_p(T_{max})}{I_{pm}} \quad (8)$$

$$U_{pm,max} = U_{pm}(T_{min}) = \frac{P_p(T_{min})}{I_{pm}} \quad (9)$$

Con todos los datos obtenidos anteriormente se puede evaluar el número máximo y mínimo de paneles conectados en serie en una rama (Ecuaciones (10) y (11)). Los límites que no se deben de sobre pasar son los rangos de tensiones de entrada al inversor, proporcionados por el fabricante del mismo.

$$N_{\text{paneles,serie}}^{\circ} * U_{pm,min} > V_{\text{límite inferior}} \quad (10)$$

$$N_{\text{paneles,serie}}^{\circ} * U_{pm,max} < V_{\text{límite superior}} \quad (11)$$

### **PARALELO**

Para determinar el número de paneles conectados en paralelo se necesita la potencia pico del generador que se asume un 15% superior a la nominal de la instalación.

$$P_{mp} = 1.15 * P_N \quad (12)$$

Posteriormente, con la ecuación (13) se calcula la potencia pico de cada rama, es decir la potencia pico del módulo por el número de módulos en serie obtenidos anteriormente.

$$P_{rama,p} = N_{\text{paneles,serie}}^{\circ} * P_p \quad (13)$$

Y con todos estos datos, se estima el número de ramas en paralelo que se pueden conectar.

$$N_{\text{ramas,paralelo}}^{\circ} = \frac{P_{mp}}{P_{rama,p}} \quad (14)$$

Por último se debe comprobar que la intensidad de cortocircuito máxima del generador no supera el límite admitido por el inversor. Por ello, con el coeficiente de variación de la intensidad de cortocircuito con la temperatura  $\alpha_{I_{sc}}$ , se calcula la intensidad máxima de cortocircuito del panel a la máxima temperatura y se multiplica por el número de ramas, comprobando que está es menor que el límite del inversor.

$$I_{sc,max} = I_{sc}(T_{max}) = I_{sc}(25^{\circ}C) * [1 + \frac{\alpha_{I_{sc}}}{100} (T - 25)] \quad (15)$$

### **5.4. CÁLCULO DEL RENDIMIENTO GLOBAL DE LA INSTALACIÓN**

El factor de rendimiento global de la instalación (PR, Performance Ratio) depende de la consideración de las pérdidas de dicha instalación. A continuación se indican algunas de las pérdidas que se tienen en cuenta así como la estimación de las mismas.

- Tolerancia de la potencia de módulo por la fabricación y el uso ( $L_{tol}$ ), depende de la degradación del panel debido al tiempo y al uso así como posibles alteraciones en la fabricación de los mismos. Es un valor proporcionado por el fabricante.
- Dispersión de características ( $L_{disp}$ ) debido a las variaciones en las características eléctricas. Se estima un valor del 3.8%
- Polvo y suciedad ( $L_{suc}$ ). Valor estimado de 2.7%
- Temperatura ( $L_{temp}$ ) debido a la diferencia de temperatura de trabajo.

$$T_{panel} = T_{amb} + \frac{TONC-20}{800} * I \quad (16)$$

$$\eta_{panel}(T_{panel}) = \eta_{panel}(25^{\circ}C) * [1 - (T_{panel} - 25) * \frac{0.4}{100}] \quad (17)$$

- Sombras ( $L_s$ ) típicamente 1%
- Rendimiento del inversor y seguimiento del puntos de máxima potencia( $L_{pmp}$ ), normalmente del orden de 7%
- Caída de tensión en cables ( $L_{cdt}$ ), un 0.75%
- Disponibilidad ( $L_d$ ) debidas a que la instalación se quede fuera de servicio o deje de funcionar durante un intervalo de tiempo, típicamente 2.5%.

Definidas todas las pérdidas que puede tener la instalación se obtiene el PR , con la ecuación (18).

$$PR[\%] = 100 * \prod_i(1 - L_i) \quad (18)$$

## 5.5. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MENSUAL Y ANUAL

Para esta estimación, en primer lugar, se necesita el valor medio mensual de irradiación diaria sobre el plano del generador,  $G_{dm}$ .

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * K * FI * FS \quad (19)$$

Donde:

$G_{dm}(0)$ : Valor medio de la irradiación diaria sobre una superficie horizontal [kWh/m<sup>2</sup>día]

FI: Factor de irradiación

FS: Factor de sombreado

K: constante procedente de la ecuación (20)

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0^{\circ}, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)} \quad (20)$$

Ese valor es diferente en cada mes, por lo tanto, con el Pr calculado anteriormente y la potencia pico del generador fotovoltaico se obtiene la energía producida por mes,  $E_D$  (kWh/día).

$$E_D = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR * P_{mp}}{1 [kWh/m^2]} \quad (21)$$

## 5.6. DIMENSIONADO DEL CABLEADO

En este apartado se procede a la explicación teórica del cálculo del cableado de la instalación que ocupa este trabajo siguiendo las indicaciones del RBT, en el cual se establecen las condiciones de seguridad y funcionamiento de las instalaciones eléctricas de baja tensión. En próximos apartados se concretará este cálculo.

### 5.6.1. Criterio de caída de tensión

Debido a la naturaleza del proyecto, el RBT establece una caída de tensión máxima de 1.5% en continua y 2% en alterna respecto de la tensión nominal. Como en el depósito sur ya existe un punto de conexión a la red eléctrica, los tramos que se proceden a calcular son de continua y alterna monofásica. La caída de tensión en este tipo de corrientes viene dada por las ecuaciones (22) y (23).

$$U = N^{\circ}_{\text{modulos\_serie}} * U_{pm} \quad (22)$$

$$e = \left(\frac{X}{100}\right) * U \quad (23)$$

Donde X es la caída de tensión límite asignada a ese tramo.

Con todo ello se obtiene la sección de cable.

$$S_d = \frac{2 * L * I_{pm}}{\sigma * e} \quad (24)$$

El segundo criterio es el térmico, ya que cada sección de conductor tiene un valor máximo admisible de corriente. Según el REBT, ITC-BT-40, la intensidad de cálculo es un 25% superior a la máxima de cortocircuito del generador.

$$I_{SC\_G} = N^{\circ}_{\text{modulos\_paralelo}} * I_{SC\_mod} \quad (25)$$

$$I_c = 1,25 * I_{SC\_G} \quad (26)$$

La norma UNE 20460-5-523, ofrece en formato tablas los factores de corrección debido a la exposición al sol de los cables y para temperatura ambiente diferente a 60°C, así como la intensidad admisible según la sección anteriormente calculada.

*Cable en instalación enterrada (servicio permanente).*

SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Figura 4. Intensidad admisible de un conductor en función de la sección nominal

Temperatura de servicio $\Theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\Theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

**Figura 5. Factor de corrección de temperatura para el cálculo de la sección nominal**

El factor de reducción por exposición al sol se supone 0,9 y teniendo en cuenta una temperatura de terreno de 45°C y una temperatura de servicio de 90°C, el factor de corrección por temperatura será 0,83.

Con todo ello se calcula la intensidad admisible según la sección y los factores de corrección, si esta es superior a la intensidad de cálculo se considera la sección correcta si es inferior se deberá aumentar la sección.

$$I'_{adm} = I_{adm\_tabla} * f_{correc\_temp} * f_{reduc\_sol} \quad (27)$$

$$I'_{adm} > I_c \text{ VÁLIDO}$$

En el caso de que la sección calculada con el segundo criterio sea superior a la del primero se opta por la obtenida con el criterio térmico y se tendrá que colocar un fusible de protección cuyo calibre este entre la intensidad de cálculo y la admisible de la sección elegida.

$$I_c < I_{fus} < I'_{adm}$$

Las longitudes de los tramos de corriente continua dependen de la disposición y dimensión de los paneles, por ello se detallan en el siguiente capítulo.

En cambio, el tramo de alterna monofásica es conocido desde el inicio pues se conoce donde se van a colocar los inversores (puntos azules de la Figura 6) y el punto de conexión a la red de esta instalación se encuentra en el edificio de los talleres en el punto que se muestra señalado con un círculo amarillo en la Figura 6. Para fijar una referencia para el resto del trabajo la marquesina 1 es la más cercana al edificio de talleres y así consecutivamente, siendo la marquesina 6 la más cercana al edificio de servicios y, por tanto, a la salida del Depòsit Sud.



Figura 6. Punto de conexión a la red (amarillo) y situación de los inversores (azul) en el depósito sur EMT.

Las distancias entre el punto de conexión de los inversores y el punto de conexión son los siguientes.

Tabla 3 . Longitud de cableado entre las marquesinas y el punto de conexión

	Longitud (m)
L(marq1)	73
L(marq2)	102
L(marq3)	122
L(marq4)	161
L(marq5)	189
L(marq6)	219

## 5.7. Protecciones

La instalación diseñada debe cumplir las consideraciones técnicas sobre la seguridad que se encuentran expuestas en el Real Decreto 1663/2000 y en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE. Dichas consideraciones son:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magneto térmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual. (Artículo 11, Real Decreto 1663/2000).
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación. (Artículo 11, Real Decreto 1663/2000).
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. (Artículo 11, Real Decreto 1663/2000). Esta protección forma parte del equipamiento por lo tanto no forma parte del trabajo del proyectista.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente). (Artículo 11, Real Decreto 1663/2000).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones a las que hacen referencia los artículos 6 y 7. (Artículo 11, Real Decreto 1663/2000).
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. (Artículo 11, Real Decreto 1663/2000).
- La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución (Artículo 12, Real Decreto 1663/2000).
- Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro. (Artículo 12, Real Decreto 1663/2000).

### 5.7.1. Justificación de los dispositivos de protección y seccionamiento

Como se han citado anteriormente la protección del sistema eléctrico de la instalación se realizará a partir de fusibles, interruptores automáticos y dispositivos de protección contra sobretensiones.

Los seccionadores deben de estar accesibles sólo para mantenimiento y la empresa distribuidora, para poder realizar la desconexión segura y poder realizar las labores de mantenimiento.

Entre cada una de los grupos o arrays de módulos fotovoltaicos se colocarán fusibles de tipo cartucho con una intensidad nominal superior a la de cortocircuito de los módulos. Tal y como indica la ICT-BT 40, se incrementa esta tensión de cortocircuito en un 25% por seguridad y se seleccionará el fusible con la intensidad inmediatamente superior a la calculada.

$$I_{protección} > 1,25 * I_{cc\_mod} \quad (28)$$

Además de los fusibles, detrás de los mismos se colocará la protección contra sobretensiones (varistores)

Entre los módulos y el inversor se debe colocar un interruptor de conexión y desconexión con una intensidad de corte superior a 1,25 la de cortocircuito generada.

Cada circuito debe estar protegido contra sobre intensidades y contra sobrecargas, es por ello, que se coloca un interruptor magneto térmico detrás de cada inversor y un magneto térmico diferencial general de toda la instalación. Se selecciona la curva C para los interruptores automáticos, por lo que  $I_a = 10 * I_n$ . Los interruptores magneto térmicos de los inversores se detallan en el estudio de cada tecnología.

Conjuntamente a todas las protecciones en los componentes eléctricos, es necesario proteger a las personas que puedan tener contacto directo o indirecto con la instalación, mediante uso de interruptores diferenciales y la puesta a tierra de todos los elementos. La conexión de los elementos a la pica de toma de tierra y el interruptor diferencial se realiza con cables de máximo aislamiento. Siguiendo las especificaciones recogidas en el IDAE, la sección será acorde a la siguiente figura.

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

**Figura 7. Protección para las personas de los cables de puesta a tierra**

Como en corriente continua se tienen varias secciones de conductor, los conductores de protección variarían según la tecnología.

### 5.7.2. Puesta a tierra

Para el cálculo de la toma a tierra se debe estimar la resistividad del terreno. Se decide colocar electrodo de pica vertical y conductor enterrado horizontalmente.

La resistencia total será las de la pica vertical y la del conductor enterrado horizontalmente en paralelo y esta debe ser tal que cualquier masa pueda dar a lugar tensiones superiores a 50 V en instalaciones que no sean locales húmedos y viviendas, según ITC-BT-18 del reglamento REBT.

Conocida la protección diferencial se debe cumplir:

$$R_t * I_{protección} < 50 V$$

La protección diferencial debe de tener una intensidad residual máxima de 30 mA, según lo indicado en la GUIA -BT-26 del REBT, obteniendo una resistencia total de puesta a tierra máxima de 1.666,6  $\Omega$ . Esta depende de las longitudes de la pica y el conductor respectivamente, así como del número de picas que se desea colocar, obteniendo la resistencia exacta siguiendo las ecuaciones (29) y (30).

$$R_v = \frac{r}{n * L_p} \quad (29)$$

$$R_h = \frac{2 * r}{L_c} \quad (30)$$

Donde

$R_v$ , Resistencia vertical de tierra [ $\Omega$ ]

$R_h$ , Resistencia horizontal de tierra [ $\Omega$ ]

$r$ , resistividad del terreno [ $m\Omega$ ]

$n$ , numero de picas

$L_p$ , longitud de la pica [m]

$L_c$ , longitud del conductor[m]

Se supone que el terreno del emplazamiento es arcilloso con una resistividad 50  $m\Omega$ , una pica, longitud de la pica 1,5 m y longitud del conductor de 100 m. Obteniendo una resistencia vertical de 33,33  $\Omega$  y una horizontal de 1 $\Omega$ . Se calcula la resistencia considerando las dos en paralelo, obteniendo una resistencia total de 0,97  $\Omega$ .

La resistencia a tierra debe de cumplir que cualquier masa tenga tensiones superiores a 50 V.

Con una protección diferencial de 30 mA, se obtiene una tensión de 0,03 V, cumpliendo la normativa.

Por último, los conductores de protección deben de tener una sección mínima de 16  $mm^2$  para la línea principal de tierra y 35  $mm^2$  para los conductores enterrados horizontalmente sin aislamiento.

## 5.8. DIMENSIONADO DE LA ESTRUCTURA

Los paneles fotovoltaicos irán colocados sobre una marquesina que cubrirá la zona de aparcamiento de los autobuses. Concretando, serán seis marquesinas, cinco de ellas de 22 x 115 m y una de 11 x 115 m. Estas estructuras deben seguir el código técnico de la edificación, en el apartado SE- AE: acciones en la edificación, en la cual se aporta la información necesaria sobre las cargas actuantes que debe soportar dicha marquesina así como los cálculos de las mismas

Las cargas a tener en cuenta en el cálculo de la marquesina son:

- Peso Propio
- Sobrecarga de uso
- Sobrecarga de nieve
- Sobrecarga de viento

### 5.8.1. Peso propio

Esta acción se debe al peso de la estructura propiamente dicha, incluyendo, en este caso, el peso de los paneles fotovoltaicos.

### 5.8.2. Sobrecarga de uso

El valor de la sobrecarga viene dado en la Tabla 3.1, en este caso será de una categoría de uso de G1. Cubierta accesible únicamente para conservación con inclinación inferior a 20°.

**Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso**

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m <sup>2</sup> ]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 <sup>(1)</sup>
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente <sup>(2)</sup>			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación <sup>(3)</sup>	G1 <sup>(7)</sup>	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 <sup>(4)(6)</sup>	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) <sup>(5)</sup>	0,4 <sup>(4)</sup>	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

**Figura 8. Valores característicos de las sobrecargas de uso Fte.:CTE**

### 5.8.3. Sobrecarga de nieve

La sobrecarga de nieve se obtiene del anejo E del CTE. En primer lugar se debe conocer los metros sobre la superficie del mar a la que se encuentra el emplazamiento de la instalación, en este caso 8 mm, y la zona climática del lugar, dada por la siguiente figura.



Figura 9. Zonas climáticas de invierno. Fte.: CTE

Se observa que Valencia es zona 5 y según la Tabla E.2 tiene una sobrecarga de nieve de  $0,2 \text{ kN/m}^2$

Tabla E.2 Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal ( $\text{kN/m}^2$ )

Altitud (m)	Zona de clima invernal, (según figura E.2)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

Figura 10. Sobrecarga de nieve. Fte.: CTE

#### 5.8.4. Sobrecarga de viento

La acción del viento viene modelada por la presión estática perpendicular en cada punto de la superficie considerada, siguiendo la ecuación (31).

$$q_e = q_b * (c_{e_{int}} * c_{p_{int}} - c_{e_{ext}} * c_{p_{ext}}) \quad (31)$$

En la cual  $q_b$  es la presión dinámica del viento calculada con la ecuación (32).

$$q_b = 0,5 * \delta * v_b^2 \quad (32)$$

Siendo  $\delta$  la densidad del aire y  $v_b$  el valor básico de la velocidad del viento dada por la figura 12 obtenida del Anejo D del CTE.



**Figura 11. Valor básico de la velocidad del viento,  $v_b$ . Fte.:CTE**

En la figura se observa que Valencia es zona A y por tanto la velocidad básica del viento es 26 m/s. En el mismo anejo se indica que, para la zona A, la presión dinámica es  $0,42 \text{ kN/m}^2$ .

El siguiente término que se encuentra en la ecuación inicial es  $c_e$ , es decir, el coeficiente de exposición, que viene dado por las ecuaciones (33) y (34).

$$c_{e\_int} = F * (F + 7 * k) \quad (33)$$

$$F = k \ln\left(\frac{\max(z,Z)}{L}\right) \quad (34)$$

Siendo  $z$  la altura sobre el terreno, en este caso 5 m, y  $k, L$  y  $Z$  los parámetros característicos de cada tipo de entorno según la tabla D.2. del CTE, mostrada en la siguiente figura

**Tabla D.2 Coeficientes para tipo de entorno**

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	k	L (m)	Z (m)
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

**Figura 12. Parámetros característicos del entorno. Tabla D.2. Fte.:CTE**

Para el entorno de la instalación se encuentra en un grado de aspereza 4, por lo tanto los parámetros  $k, L$  y  $Z$  son 0,22; 0,3 y 5 respectivamente. Dando un  $c_{e\_interior}$  de 1,104.

Siguiendo la Figura 14, se obtiene el coeficiente de exposición exterior 1,4.

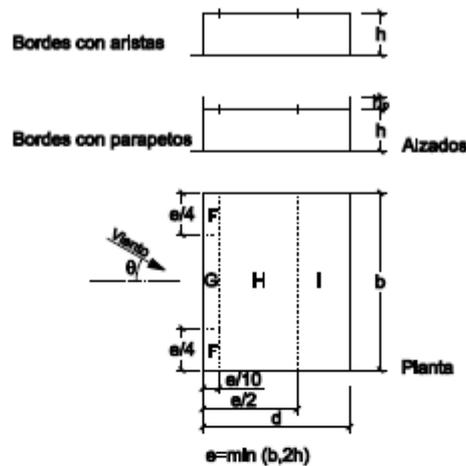
Tabla 3.4. Valores del coeficiente de exposición  $c_e$

Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,8	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

Figura 13. Valores coeficiente de exposición exterior. Fte.: CTE

Por último se calcula el coeficiente eólico, este viene vinculado a la forma de la construcción, de la dirección del viento y la parte de la estructura donde se encuentre el punto de cálculo. Al igual que el coeficiente de exposición se ha de obtener uno debido a la presión interior y otro a la presión exterior. Por ello, el coeficiente eólico debido a la presión exterior para la instalación que se estudia tiene en cuenta la siguiente figura.

Tabla D.4 Cubiertas planas



$h_p/h$	A (m <sup>2</sup> )	Zona (según figura). $-45^\circ < \theta < 45^\circ$			
		F	G	H	I
Bordes con aristas	$\geq 10$	-1,8	-1,2	-0,7	0,2
	$\leq 1$	-2,5	-2,0	-1,2	-0,2
0,025	$\geq 10$	-1,6	-1,1	-0,7	0,2
	$\leq 1$	-2,2	-1,8	-1,2	-0,2
Con parapetos	$\geq 10$	-1,4	-0,9	-0,7	0,2
	$\leq 1$	-2,0	-1,6	-1,2	-0,2
0,10	$\geq 10$	-1,2	-0,8	-0,7	0,2
	$\leq 1$	-1,8	-1,4	-1,2	-0,2

Nota: Se considerarán cubiertas planas aquellas con una pendiente no superior a  $5^\circ$

Figura 14.  $C_p$  en cubiertas planas con bordes con aristas. Fte.: CTE

Obteniendo para cada zona de las marquesinas un  $c_{p, ext}$  diferente. En este caso, se seleccionan los valores de la primera fila de bordes con aristas.

El coeficiente eólico de presión y succión interior viene dado por la tabla 3.6 del CTE-DB-SE AE que se muestra en la figura 15.

**Tabla 3.6 Coeficientes de presión interior**

Esbeltez en el plano paralelo al viento	Área de huecos en zonas de succión respecto al área total de huecos del edificio										
	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$\leq 1$	0,7	0,7	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0	-0,1	-0,3	-0,4	-0,5
$\geq 4$	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3

**Figura 15. Coeficiente eólico interior.**

Las marquesinas tienen una esbeltez en ambos planos inferior a 1 por tanto este coeficiente es igual a -0,5.

Con todo ello se obtendrá la carga de viento dependiendo de la zona de la marquesina.



## CAPÍTULO 6. DISEÑO

Debido a que el espacio donde se colocan los módulos fotovoltaicos es limitado se decide cambiar el orden en el diseño, empezando por la presentación de los módulos seleccionados, la estructura y a continuación, pérdidas, número de paneles, cableado y producción energética de cada tecnología fotovoltaica.

### 6.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SELECCIONADOS.

Se seleccionan tres modelos con potencias parecidas para tener una comparación real en cuanto a la producción energética de cada una de las tecnologías y al ahorro económico debido a no consumir electricidad de la red.

Se selecciona el modelo REC300TP2 para silicio policristalino, FS-6420 para Cdte y VBHN325SJ47 para HIT. En las siguientes tablas se muestran las características de las tres tecnologías.

**Tabla 4. Características REC300TP2. Módulo P-Si. Fuente: REC**

Características REC300TP2			
Voc (V)	39,2	$\eta$ (%)	18
Vmp(V)	32,5	NOCT (°C)	44,6
Isc (A)	9,82	$\alpha$ Pmp(%/°C)	-0,36
Ipm (A)	9,24	$\alpha$ Voc(%/°C)	-0,3
Pmp (W)	300	$\alpha$ Isc(%/°C)	0,066

**Tabla 5. Características FS-6420 Fuente: First Solar**

Características FS-6420			
Voc (V)	218,58	$\eta$ (%)	17
Vmp(V)	180,4	NOCT (°C)	45
Isc (A)	2,54	$\alpha$ Pmp(%/°C)	-0,32
Ipm (A)	2,33	$\alpha$ Voc(%/°C)	-0,28
Pmp (W)	420	$\alpha$ Isc(%/°C)	0,04

**Tabla 6. Características VBHN325SJ47. Fuente:Panasonic**

Características VBHN325SJ47			
Voc (V)	69,6	$\eta$ (%)	19,7
Vmp(V)	57,6	NOCT (°C)	45
Isc (A)	6,03	$\alpha$ Pmp(%/°C)	-0,258
Ipm (A)	5,65	$\alpha$ Voc(%/°C)	-0,164
Pmp (W)	325	$\alpha$ Isc(%/°C)	0,0332

## 6.2. ESTRUCTURA

Se decide realizar la misma estructura para los tres supuestos, ya que la única diferencia que se encuentra es el peso propio de los módulos fotovoltaicos. En la siguiente tabla se muestra la carga distribuida en kg/m<sup>2</sup> de los dos tipos de marquesina y los tres tipos de tecnologías fotovoltaicas.

**Tabla 7. Kg paneles por m<sup>2</sup>**

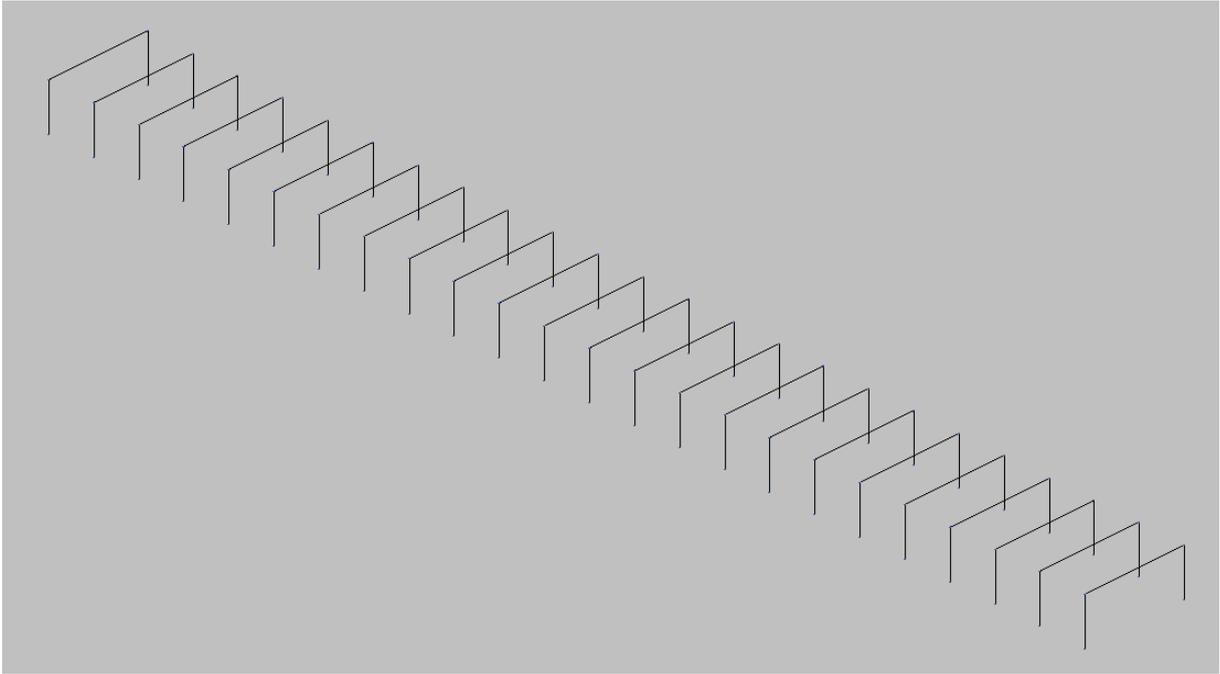
	Policristalino	CdTe	HIT
Marquesina 11m(marq. 1)	6,75	7,74	6,69
Marquesinas 22m (marq.2-6)	7,70	7,8	7,31

Además del peso de los paneles como tal, se ha tenido en cuenta la estructura metálica que permite colocarlos en la inclinación óptima que tiene un peso por unidad de 10 kg. Se decide simular la estructura con una carga de 10 kg/m<sup>2</sup>, ya que de este modo si en un futuro se necesita colocar equipamiento adicional la estructura sea capaz de soportarlo.

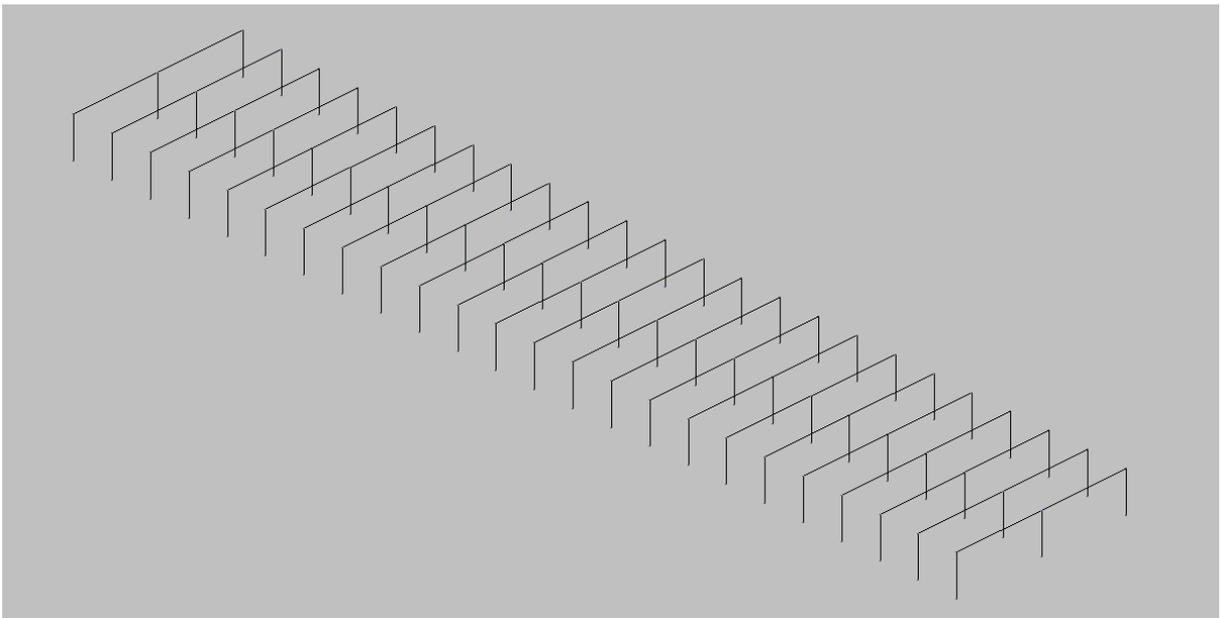
El cálculo de las estructuras metálicas se realiza con la aplicación de cálculo de estructuras del programa CYPE, en concreto su versión "After Hours" que permite su uso sin licencia con un horario acotado de 22:00 horas a 8:00h de lunes a viernes y 24h los fines de semana.

Este programa te permite obtener los perfiles de las estructuras así como las placas de anclaje y cimentaciones.

Para comenzar se deben de introducir los datos de obra, es decir, las normas consideradas (CTE), la categoría de uso de las estructura (G1. Cubiertas accesibles únicamente para mantenimiento), los estados límite y la situación geográfica de la instalación. A continuación se indica la geometría de la estructura y se selecciona el tipo de perfil y las uniones entre elementos, en este caso biempotradas.



**Figura 16. Marquesina de 11 m de ancho generada por CYPE**



**Figura 17. Marquesina de 22 m de ancho generada por CYPE**

Por consiguiente, se introducen las cargas obtenidas en el apartado 5.8, en los perfiles y paños que se ven afectados por las mismas.

A parte de las cargas calculadas, el programa CYPE tiene en cuenta todas las comprobaciones que el Código Técnico de la Edificación dice que son requisito para el cálculo de estructuras. Estas son: pandeo, limitación de esbeltez, resistencia a tracción compresión y flexión en todos los ejes y las posibles combinaciones de ellos.

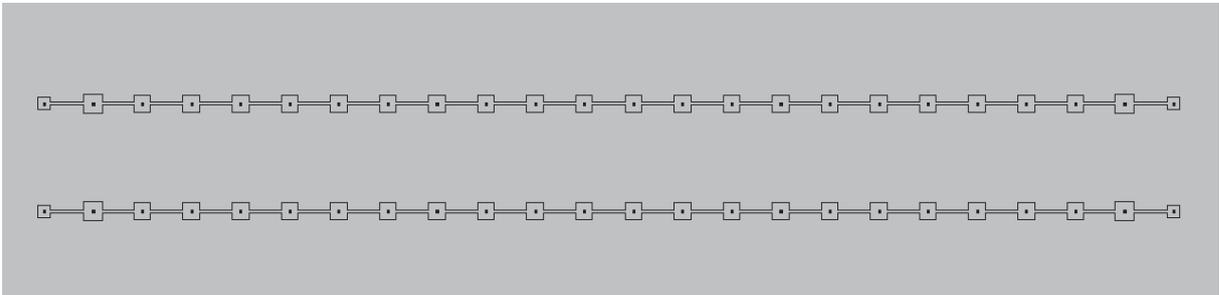
Con todos ello se dimensionan los perfiles de la estructura. En la siguiente tabla, se muestran los perfiles para cada una de las marquesinas.

**Tabla 8. IPE necesarios**

	Pilares	Dinteles
<b>Marquesina 11m</b>	IPE 180	IPE 400
<b>Marquesina 22m</b>	IPE 180	IPE 500

Así mismo este programa dimensiona las placas de anclaje y cimentaciones obteniendo los siguientes resultados.

Para la marquesina de 11m de ancho se obtiene unas placas de anclaje de 200x300x11 mm centradas con cuatro pernos de 10mm e diámetro, 30 cm de longitud y prolongación recta. Cumpliendo todos los requisitos y comprobaciones de la norma. Por otra parte, para esta misma marquesina se obtiene la cimentación resumida en la siguiente tabla.



**Figura 18. Cimentación marquesina de 11m de ancho generada por CYPE**

**Tabla 9. Resumen cimentaciones de la marquesina de 11 m de ancho. Fte.:CYPE**

Resumen de medición (se incluyen mermas de acero)

Elemento	B 400 S, CN (kg)	Hormigón (m³)	
	Ø12	HA-25, Control Estadístico	Limpieza
Referencias: N1, N3, N93 y N95	4x25.39	4x0.78	4x0.20
Referencias: N5, N7, N89 y N91	4x59.40	4x1.80	4x0.40
Referencias: N9, N11, N13, N15, N17, N19, N21, N23, N25, N27, N29, N31, N33, N35, N37, N39, N41, N43, N45, N47, N49, N51, N53, N55, N57, N59, N61, N63, N65, N67, N69, N71, N73, N75, N77, N79, N81, N83, N85 y N87	40x39.86	40x1.30	40x0.32
<b>Totales</b>	<b>1933.56</b>	<b>62.18</b>	<b>15.34</b>

Para las marquesinas de 22m de ancho se obtiene tres tipos de placas de anclajes, todas ellas con dimensiones 200x300 mm, cuatro pernos de 10 mm de diámetro, 30 cm de longitud y prolongación recta. La diferencia se obtiene en el espesor 11,14 y 12 mm respectivamente. La cimentación de esta marquesina se resume en la siguiente tabla.

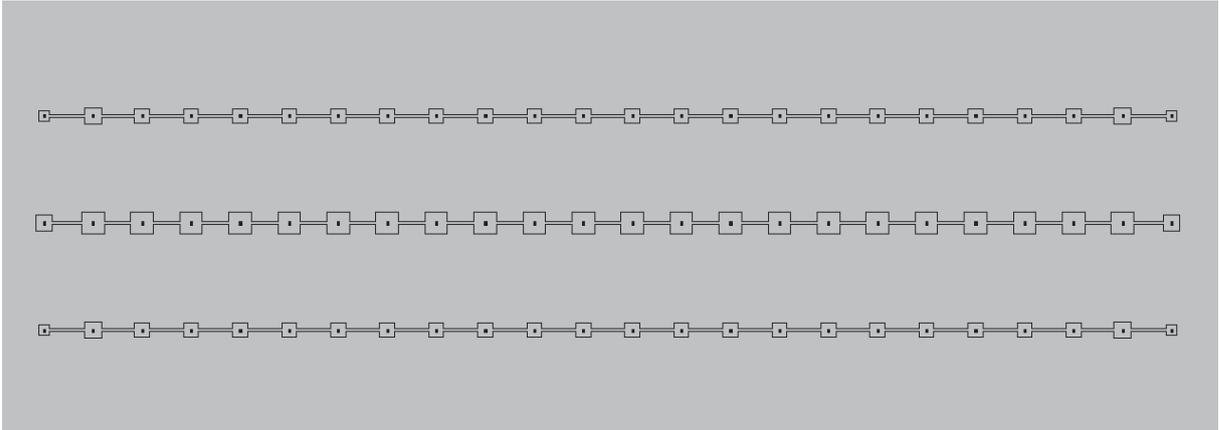


Figura 19. Cimentación marquesina de 22 m de ancho generada por CYPE

Tabla 10. Resumen cimentaciones de las marquesinas de 22 m de ancho. Fte.:CYPE

Resumen de medición (se incluyen mermas de acero)

Elemento	B 400 S, CN (kg)	Hormigón (m³)	
	Ø12	HA-25, Control Estadístico	Limpieza
Referencias: N1, N5, N139 y N143	4x18.99	4x0.58	4x0.14
Referencias: N3, N7, N11, N133, N137 y N141	6x39.86	6x1.30	6x0.32
Referencias: N9, N15, N21, N27, N33, N39, N45, N51, N57, N63, N69, N75, N81, N87, N93, N99, N105, N111, N117, N123, N129 y N135	22x107.80	22x3.17	22x0.58
Referencias: N13, N17, N19, N23, N25, N29, N31, N35, N37, N41, N43, N47, N49, N53, N55, N59, N61, N65, N67, N71, N73, N77, N79, N83, N85, N89, N91, N95, N97, N101, N103, N107, N109, N113, N115, N119, N121, N125, N127 y N131	40x35.16	40x1.02	40x0.26
<b>Totales</b>	<b>4093.12</b>	<b>120.74</b>	<b>25.43</b>

### 6.3. PÉRDIDAS

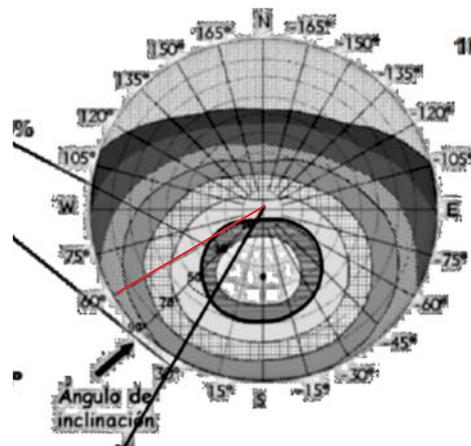
#### 6.3.1. Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación

En el emplazamiento que se está estudiando, la orientación no es óptima por ello se debe evaluar las pérdidas correspondientes a este desfase para ello se calcula el factor de irradiación (FI). Los módulos se colocarán sobre un tejado orientado en un azimut 60° hacia el Oeste.

El procedimiento para estimar estas pérdidas se realiza a través del gráfico de porcentajes del Código Técnico de la Edificación. Se observa que la recta de azimut=60° interseca el límite de 10% de pérdidas siendo los valores:

$$\beta_{\text{mayor}}=30^{\circ}$$

$$\beta_{\text{menor}}=10^{\circ}$$



**Figura 20. Gráfico para estimar las pérdidas por orientación e inclinación. Fuente.CTE**

Los valores obtenidos por el gráfico del CTE son para una latitud de 41° por ello se deben corregir para la latitud de 40°, que es la correspondiente al emplazamiento del depósito de la EMT en San Isidro, Valencia.

$$\beta_{\text{max}} = \beta_{\text{mayor}} - (41 - \phi) = 30 - (41 - 39) = 28^{\circ} \quad (35)$$

$$\beta_{\text{min}} = \beta_{\text{menor}} - (41 - \phi) = 10 - (41 - 39) = 8^{\circ} \quad (36)$$

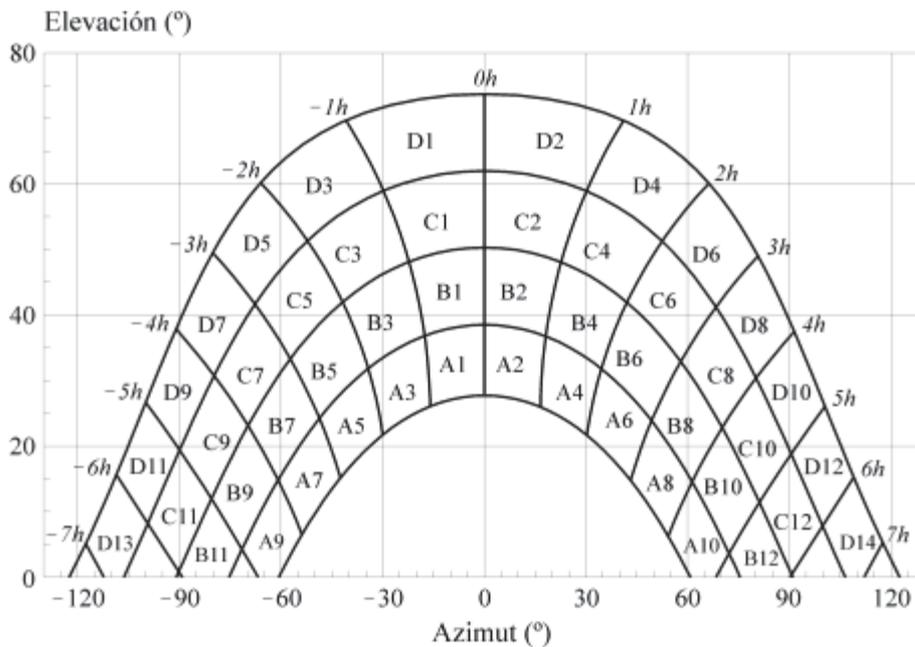
Además de la orientación se debe tener en cuenta otros factores que afecten a la energía captada, de forma que se define el factor de irradiación (FI). Este factor es el porcentaje de radiación incidente que un generador de orientación e inclinación determinadas capta respecta a las óptimas. En el caso de estudio se tiene un  $\beta$  de 30° por lo tanto se debe calcular según la ecuación (37).

$$FI = 1 - [1.2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + 3.5 * 10^{-5} * \alpha^2] = 0.874 \quad (37)$$

### 6.3.2. Cálculo de las pérdidas por sombras

Conocido la ubicación de los paneles se debe calcular el factor de sombra (FS) producido por los edificios colindantes. En concreto, la instalación se sitúa en una zona alejada de grandes edificios y limítrofe con la carretera por eso solo tiene la influencia de los edificios del propio Depòsit Sur. Dependiendo de la marquesina tendrá un factor de sombra diferente ya que las centrales solo se ven afectadas por las marquesinas de al lado en cambio las dos marquesinas de los extremos a parte de las marquesinas adyacente también se ven afectadas por los edificios de servicios y zona de talleres respectivamente.

Para la obtención del FS se realiza una buena aproximación siguiendo el gráfico de la Figura 21, que proporciona el IDAE.



**Figura 21. Diagrama de trayectorias del sol. Fuente:IDAE**

En este se puede proyectar la sombra de los edificios, dependiendo del espacio que ocupa el objeto en cada cuadrícula se determina un factor de llenado siendo 1 cuando ocupe la totalidad de la cuadrícula y 0 cuando no la ocupe. Cada cuadrícula tiene un valor de pérdida por irradiación solar en función del azimut y de la inclinación, en este caso  $60^\circ$  y  $30^\circ$ , respectivamente. Estas tablas las proporciona IDAE, al ser tablas estandarizadas no se posee todas las combinaciones de azimut e inclinación posibles, por lo tanto se debe coger la más aproximada en este caso la Tabla V-6.

*Tabla V-6*

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

**Figura 22. Tabla de referencia V-6.Fuente:IDAE**

El cálculo del FS se obtendrá siguiendo las ecuaciones 38 y 39.

$$Pérdidas por sombreado (\%) = \sum \text{Factor de llenado} * \text{Valor tabla de referencia} \quad (38)$$

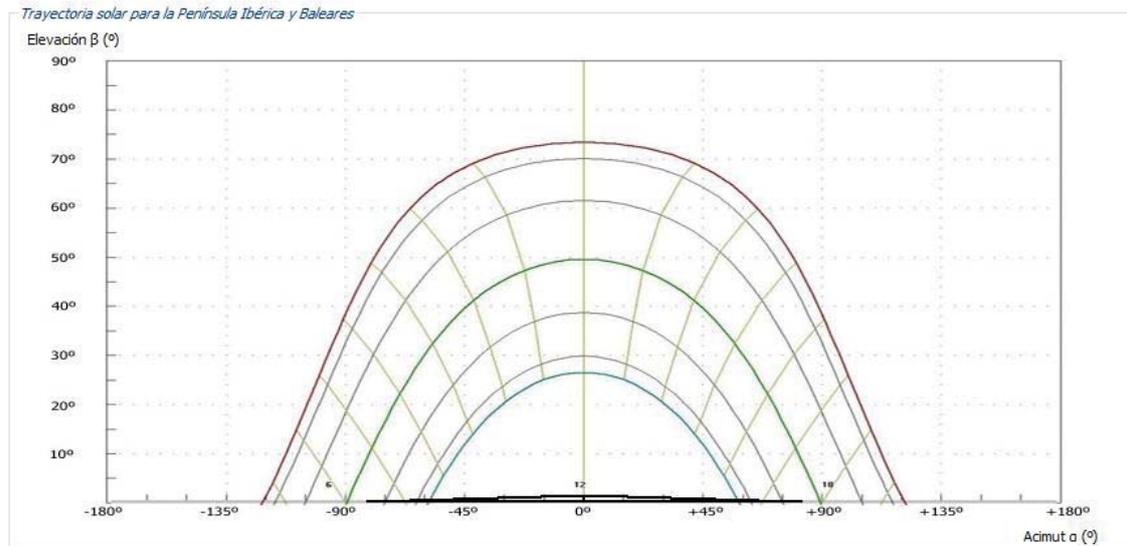
$$FS = \frac{100 - \text{Pérdidas por sombreado} (\%)}{100} \quad (39)$$

Mediante el programa CEXv2.3 se generan los 3 perfiles de obstáculos nombrados anteriormente, se muestran en las Figuras 23,24 y 25, junto a los perfiles de obstáculos en las Tablas 11,12 y 13 se muestra el cálculo realizado para obtener los tres FS necesarios.

En primer lugar se muestra el perfil de obstáculos entre marquesinas y el FS obtenido.

**Tabla 11. Resolución del FS entre marquesinas**

Cuadrícula ocupada	Valor de la cuadrícula	Factor de llenado	Pérdida por sombreado
<b>B11</b>	0	0,05	0
<b>A 9</b>	0,02	0,05	0,001
<b>B12</b>	0,09	0,05	0,0045
<b>A10</b>	0,23	0,05	0,0115
		<b>%</b>	<b>0,017</b>
		<b>FS</b>	<b>0,99983</b>



**Figura 23. Perfil de obstáculos entre marquesinas obtenido por CEXv2.3**

La marquesina 6 que es la que se encuentra cerca del edificio de servicios, es decir, más cercana a la entrada a parte del perfil de obstáculos anterior se ve influenciado por dicho edificio.

**Tabla 12. Resolución del FS marquesina 6**

Cuadrícula ocupada	Valor de la cuadrícula	Factor de llenado	Pérdida por sombreado
<b>B11</b>	0	0,6	0
<b>A 9</b>	0,02	0,3	0,006
<b>B12</b>	0,09	0,05	0,0045
<b>A10</b>	0,23	0,05	0,0115
<b>C11</b>	0,08	0,2	0,016
<b>D13</b>	0,16	0,6	0,096
		<b>%</b>	<b>0,134</b>
		<b>FS</b>	<b>0,99866</b>



Figura 24. Perfil de obstáculos de la marquesina 6 obtenido por CEXv2.3

Por último, se obtiene los datos de la marquesina 1, la más cercana a los talleres, que se ve influenciada por ellos y por una marquesina a 2m de ella, ya existente.

Tabla 13 . Resolución del FS marquesina 1

Cuadrícula ocupada	Valor de la cuadrícula	Factor de llenado	Pérdida por sombreado
B11	0	0,8	0
A 9	0,02	1	0,02
B12	0,09	0,8	0,072
A10	0,23	1	0,23
B9	0,04	0,3	0,012
A7	0,02	0,8	0,016
A5	0,64	0,6	0,384
A3	1,55	0,7	1,085
A1	2,35	0,9	2,115
B1	1,74	0,2	0,348
B2	2,05	0,2	0,41
A2	2,85	0,9	2,565

<b>A4</b>	2,86	0,7	2,002
<b>A6</b>	2,24	0,6	1,344
<b>A8</b>	1,51	0,8	1,208
<b>B10</b>	0,94	0,3	0,282
		<b>%</b>	<b>12,093</b>
		<b>FS</b>	<b>0,87907</b>



**Figura 25. Perfil de obstáculos de la marquesina 1 obtenido por CEXv2.3**

Este último tiene un FS más restrictivo debido a que, como se observa en el perfil de obstáculos, la marquesina adyacente y de mayor altura le genera más superficie de sombra

Además se debe de tener en cuenta la sombra entre módulos. Esta misma depende de la altura del módulo por tanto varía según el modelo y la tecnología seleccionado, siguiendo la ecuación (40).

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (40)$$

Dónde:

d= distancia mínima entre filas

h= altura entre el borde superior del objeto que da sombra y el inferior del que puede llegar dicha sombra.

## **6.4. DISTRIBUCIÓN DE PANELES**

### **6.4.1. Silicio Policristalino**

Siguiendo los cálculos explicados en el Capítulo 5, teniendo en cuenta las medidas de los módulos que son 1.675 x 997 x 38 mm y la distancia entre filas obtenida de 1,30 m, se obtiene para la fila de 11m de ancho 20 módulos en serie por cada rama y un total de 15 ramas en paralelo. Por otro lado las 5 marquesinas de 22 m de ancho tienen 18 módulos en serie por cada rama y un total de 38 ramas en paralelo.

### **6.4.2. CdTe**

En este caso los módulos son 2.009 x 1.232 x 49 mm y la distancia entre filas es 1,60 m, obteniendo en la marquesina de 11 m de ancho 3 módulos en serie por cada rama y un total de 71 ramas en paralelo y en las marquesinas de 22 m de ancho 3 módulos en serie por cada rama y un total de 143 ramas en paralelo.

### **6.4.3.HIT**

En este caso los módulos son 1.590 x 1.053 x 35 mm y la distancia entre filas es 1,37 m, obteniendo en la marquesina de 11 m de ancho 11 módulos en serie por cada rama y un total de 27 ramas en paralelo y en las marquesinas de 22 m de ancho 11 módulos en serie por cada rama y un total de 59 ramas en paralelo.

## **6.5. SELECCIÓN DEL INVERSOR**

Debido al posicionamiento de los paneles se opta por colocar un inversor por marquesina, es decir, seis inversores en toda la instalación. Estos inversores irán en una caseta para asegurar que en condiciones meteorológicas extremas estos no se vean afectados, estas construcciones son prefabricadas en este caso se ha seleccionado la que se muestran en la Figura 26.



**Figura 26 .Construcción modular para protección del inversor. Fuente: Consmetal**

Para seleccionar un inversor comercial se necesita conocer la potencia nominal de la instalación, como en este caso se tiene un espacio acotado para colocar los módulos se calcula el máximo número de módulos que caben por marquesina y se calcula dicha potencia por marquesina, siguiendo la ecuación (41).

$$P_n = \frac{N^{\circ} \text{modulos marquesina} * P_{mp}}{1.15 * 1000} \quad (41)$$

Conocida la potencia nominal que deben tener los inversores se selecciona uno de 100kW para la marquesina de dimensiones 11 x 115 m y uno de 200 kW para las cinco de 22 x 115 m.

Los modelos seleccionados son de la marca SMA, en las siguientes tablas se muestran sus características.

**Tabla 14 . Características Sunny Central 100HE Fuente:SMA**

<b>Sunny Central 100 HE</b>			
<b>Pmax (kW)</b>	115	<b>V ejercicio(V)</b>	300
<b>Pn(kW)</b>	103	<b>In Sal (A)</b>	193
<b>Rango V MPPT</b>	450 -820	<b>Fdp</b>	0,99
<b>Vmax (V)</b>	1000	<b>η max(%)</b>	98,5
<b>Inten. ent (A)</b>	235	<b>Temp min(°C)</b>	-20
<b>Peso (kg)</b>	505	<b>Temp max(°C)</b>	50

**Tabla 15. Características Sunny Central 200 Fuente:SMA**

<b>Sunny Central 200</b>			
<b>Pmax (kW)</b>	230	<b>V ejercicio(V)</b>	400
<b>Pn(kW)</b>	210	<b>In Sal (A)</b>	289
<b>Rango V MPPT</b>	450 -820	<b>Fdp</b>	0,98
<b>Vmax (V)</b>	880	<b>η max(%)</b>	95,7
<b>Inten. ent (A)</b>	472	<b>Temp min(°C)</b>	-20
<b>Peso (kg)</b>	1600	<b>Temp max(°C)</b>	40

## 6.6. DIMENSIONADO DE CABLEADO Y PROTECCIONES

### 6.6.1. Silicio policristalino

#### CORRIENTE CONTINUA

##### Caída de tensión

**Tabla 16. Caída de tensión CC instalación con paneles de silicio policristalino**

	L(m)	Img (A)	lpm (A)	Vmg (V)	e(V)	$\sigma(m/\Omega*mm^2)$	Sct (mm <sup>2</sup> )	Sct (UNE)
<b>marq1-inv</b>	12,7	138,6	138,6	650	9,75	44	8,26	10
<b>marqs-inv</b>	18,9	351,12	351,12	585	8,77	44	34,44	35
<b>Entrepaneles Marquesina1</b>	12,8	9,24	9,24	32,5	1,62	44	3,32	6
<b>Entrepaneles Marquesinas</b>	24,5	9,24	9,24	32,5	1,62	44	6,35	10

##### Criterio térmico

**Tabla 17. Criterio térmico CC instalación con paneles de silicio policristalino**

	Isc_g (A)	Ic(A)	Iadm (Sct)	Fc_temp	Fred_sol	Ix(A)	SI/NO (1/0)
<b>marq1-inv</b>	147,3	184,125	190	0,83	0,9	141,93	0
<b>marqs-inv</b>	373,16	466,45	480	0,83	0,9	358,56	0
<b>Entrepaneles Marquesina1</b>	9,82	12,275	72	0,83	0,9	53,784	1
<b>Entrepaneles Marquesinas</b>	9,82	12,275	72	0,83	0,9	53,784	1

Segunda iteración

**Tabla 18. Criterio térmico segunda iteración CC instalación con paneles de silicio policristalino**

	nueva Sct	Iadm (A)	Ix(A)	SI/NO
marq1-inv	70	280	209,16	1
marqs-inv	400	705	526,635	1

## CORRIENTE ALTERNA

### Caída de tensión

**Tabla 19. Caída de tensión AC instalación con paneles de silicio policristalino**

	L(m)	I <sub>mg</sub> (A)	I <sub>pm</sub> (A)	V <sub>mg</sub> (V)	e(V)	$\sigma$ (m/Ω*mm <sup>2</sup> )	Sct(mm <sup>2</sup> )	Sct (UNE)
marq1	73	138,6	138,6	650	13	44	33,6080769	50
marq2	102	351,12	351,12	585	11,7	44	132,181538	150
marq3	122	351,12	351,12	585	11,7	44	158,099487	185
marq4	161	351,12	351,12	585	11,7	44	208,639487	240
marq5	189	351,12	351,12	585	11,7	44	244,924615	300
marq6	219	351,12	351,12	585	11,7	44	283,801538	300

### Criterio térmico

**Tabla 20. Criterio térmico AC instalación con paneles de silicio policristalino**

	I <sub>sc_g</sub> (A)	I <sub>c</sub> (A)	I <sub>adm</sub> (Sct)	F <sub>c</sub> _temp	F <sub>red_sol</sub>	I <sub>x</sub> (A)	SI/NO(1/0)
marq1	147,3	184,125	230	0,83	0,9	171,81	0
marq2	373,16	466,45	480	0,83	0,9	358,56	0
marq3	373,16	466,45	480	0,83	0,9	358,56	0
marq4	373,16	466,45	480	0,83	0,9	358,56	0
marq5	373,16	466,45	480	0,83	0,9	358,56	0
marq6	373,16	466,45	480	0,83	0,9	358,56	0

**Tabla 21. Criterio térmico segunda iteración AC instalación con paneles policristalinos**

	nueva Sct	Iadm (A)	Ix(A)	SI/NO
marq1	95	335	250,245	1
marq2	400	790	590,13	1
marq3	400	790	590,13	1
marq4	400	790	590,13	1
marq5	400	790	590,13	1
marq6	400	790	590,13	1

En la siguiente tabla se realiza un resumen de las dimensiones y longitudes del cableado necesario para la instalación con paneles de silicio policristalino.

**Tabla 22. Resumen cableado instalación con paneles de silicio policristalino**

DESCRIPCIÓN	LONGITUD
Cable DC 6 mm <sup>2</sup>	570429,6
Cable DC 10 mm <sup>2</sup>	491,42
Cable DC 70 mm <sup>2</sup>	12,787
Cable DC 400 mm <sup>2</sup>	94,695
Cable AC 95 mm <sup>2</sup>	73
Cable AC 400 mm <sup>2</sup>	793

## PROTECCIONES

A parte de las protecciones generales detalladas en el punto 6.7.1, hay algunas protecciones que dependen de las intensidades y la sección del cableado.

Es el caso de los fusibles, para esta instalación se necesita un fusible entre series de paneles de intensidad superior a 12,28 A. Para la marquesina de 11m de ancho se necesitará un interruptor de conexión y desconexión de intensidad superior a 184,125 A y varistor contra sobretensiones.

Del mismo modo, las cinco marquesinas de 22 m dispondrán de un interruptor de intensidad superior a 466,45 A y varistor contra sobretensiones. Para la protección a personas de la línea de continua, siguiendo la Figura 6, se tendrán conductores de protección de 6,10, 35 y 200 mm<sup>2</sup>.

El interruptor magneto térmico del inversor de 100kW será uno de 4 polos 200 A y el que acompañara a los inversores de 200kW será uno de 4 polos y 300 A. Asimismo, a continuación del interruptor magneto térmico irá un interruptor diferencial de la misma intensidad de salida del inversor.

## 6.6.2. CdTe

### CORRIENTE CONTINUA

#### Caída de tensión

**Tabla 23. Caída de tensión CC instalación con paneles CdTe**

	L(m)	Img (A)	Ipm (A)	Vmg (V)	e(V)	$\sigma$ (m/ $\Omega$ *mm <sup>2</sup> )	Sct (mm <sup>2</sup> )	Sct (UNE)
<b>marq1-inv</b>	13,10	165,43	165,43	541,20	8,12	44	12,28	16
<b>marqs-inv</b>	18,04	333,19	333,19	541,20	8,12	44	33,41	35
<b>Entrepaneles</b>								
<b>Marquesina1</b>	12,84	2,33	2,33	180,40	2,71	44	0,57	6
<b>Entrepaneles</b>								
<b>Marquesinas</b>	22,89	2,33	2,33	180,40	2,71	44	0,90	6

#### Criterio térmico

**Tabla 24. Criterio térmico CC instalación con paneles CdTe**

	Isc_g(A)	Ic(A)	Iadm (Sct)	Fc_temp	Fred_sol	Ix(A)	SI/NO(1/0)
<b>marq1-inv</b>	180,34	225,425	280	0,83	0,9	209,16	0
<b>marqs-inv</b>	363,22	454,025	480	0,83	0,9	358,56	0
<b>Entrepaneles</b>							
<b>Marquesina1</b>	2,54	3,175	72	0,83	0,9	53,784	1
<b>Entrepaneles</b>							
<b>Marquesinas</b>	2,54	3,175	72	0,83	0,9	53,784	1

**Tabla 25. Criterio térmico segunda iteración CC instalación con paneles CdTe**

	nueva Sct	Iadm(A)	Ix(A)	SI/NO
marq1-inv	150	425	317,475	1
marqs-inv	500	790	590,13	1

#### CORRIENTE ALTERNA

##### Caída de tensión

**Tabla 26. Caída de tensión AC instalación con paneles CdTe**

	L(m)	Img(A)	Ipm(A)	Vmg(V)	e(V)	$\sigma(m/\Omega*mm^2)$	Sct(mm2)	Sct (UNE)
marq1	73	165,43	165,43	541,2	10,824	44	48,178	50
marq2	102	333,19	333,19	541,2	10,824	44	135,583	150
marq3	122	333,19	333,19	541,2	10,824	44	162,168	185
marq4	161	333,19	333,19	541,2	10,824	44	214,008	240
marq5	189	333,19	333,19	541,2	10,824	44	251,227	300
marq6	219	333,19	333,19	541,2	10,824	44	291,105	300

##### Criterio térmico

**Tabla 27. Criterio térmico AC instalación con paneles CdTe**

	Isc_g(A)	Ic(A)	Iadm (Sct)	Fc_temp	Fred_sol	Ix(A)	SI/NO(1/0)
marq1	180,34	225,425	230	0,83	0,9	171,81	0
marq2	363,22	454,025	480	0,83	0,9	358,56	0
marq3	363,22	454,025	480	0,83	0,9	358,56	0
marq4	363,22	454,025	480	0,83	0,9	358,56	0
marq5	363,22	454,025	480	0,83	0,9	358,56	0
marq6	363,22	454,025	480	0,83	0,9	358,56	0

**Tabla 28. Criterio térmico segunda iteración AC instalación con paneles CdTe**

	nueva Sct	Iadm(A)	Ix (A)	SI/NO
marq1	95	335	250,245	1
marq2	300	620	463,14	1
marq3	300	620	463,14	1
marq4	300	620	463,14	1
marq5	300	620	463,14	1
marq6	300	620	463,14	1

### RESUMEN CABLEADO

En la siguiente tabla se realiza un resumen de las dimensiones y longitudes del cableado necesario para la instalación con paneles de CdTe.

**Tabla 29. Resumen cableado instalación con CdTe.**

DESCRIPCIÓN	LONGITUD
Cable DC 6mm2	1658,8845
Cable DC 150mm2	13,0964
Cable DC 500mm2	90,2175
Cable AC 95	73
Cable AC 300	793

### PROTECCIONES

En esta instalación se necesita un fusible entre series de paneles de intensidad superior a 13,17 A. Para la marquesina de 11m de ancho se necesitará un interruptor de conexión y desconexión de intensidad superior a 225,43 A y varistor contra sobretensiones. Del mismo modo, las cinco marquesinas de 22 m dispondrán de un interruptor de intensidad superior a 454 A y varistor contra sobretensiones.

El interruptor magneto térmico del inversor de 100kW será uno de 4 polos 200 A y el que acompañara a los inversores de 200kW será uno de 4 polos y 300 A. Asimismo, a continuación del interruptor magneto térmico irá un interruptor diferencial de la misma intensidad de salida del inversor.

Para la protección a personas de la línea de continua, siguiendo la Figura 6, la sección de los conductores de protección serán de 6, 75 y 250 mm<sup>2</sup>.

### 6.6.3.HIT

#### CORRIENTE CONTINUA

##### Caída de tensión

**Tabla 30. Caída de tensión CC instalación con paneles HIT**

	L(m)	I <sub>mg</sub> (A)	I <sub>pm</sub> (A)	V <sub>mg</sub> (V)	e(V)	σ(m/Ω*mm <sup>2</sup> )	Sct (mm <sup>2</sup> )	Sct (UNE)
<b>marq1-inv</b>	12,869	152,55	152,55	633,6	9,504	44	9,389	10
<b>marqs-inv</b>	18,42	333,35	333,35	633,6	9,504	44	29,367	35
<b>Entrepaneles</b>								
<b>Marquesina1</b>	12,4635	5,65	5,65	57,6	0,864	44	3,705	6
<b>Entrepaneles</b>								
<b>Marquesinas</b>	23,5935	5,65	5,65	57,6	0,864	44	7,013	10

##### Criterio térmico

**Tabla 31. Criterio térmico CC instalación con paneles HIT**

	I <sub>sc_g</sub> (A)	I <sub>c</sub> (A)	I <sub>adm</sub> (Sct)	F <sub>c_temp</sub>	F <sub>red_sol</sub>	I <sub>x</sub> (A)	SI/NO(1/0)
<b>marq1-inv</b>	162,81	203,5125	230	0,83	0,9	171,81	0
<b>marqs-inv</b>	355,77	444,7125	480	0,83	0,9	358,56	0
<b>Entrepaneles</b>							
<b>Marquesina1</b>	6,03	7,5375	72	0,83	0,9	53,784	1
<b>Entrepaneles</b>							
<b>Marquesinas</b>	6,03	7,5375	72	0,83	0,9	53,784	1

**Tabla 32. Criterio térmico segunda iteración CC instalación con paneles HIT**

	nueva Sct	Iadm(A)	Ix(A)	SI/NO
marq1-inv	70	280	209,16	1
marqs-inv	300	620	463,14	1

## CORRIENTE ALTERNA

### Caída de tensión

**Tabla 33. Caída de tensión AC instalación con paneles HIT**

	L(m)	I <sub>mg</sub> (A)	I <sub>pm</sub> (A)	V <sub>mg</sub> (V)	e(V)	$\sigma$ (m/Ω*mm <sup>2</sup> )	Sct(mm <sup>2</sup> )	Sct (UNE)
marq1	73	152,55	152,55	633,6	12,672	44	37,9481696	50
marq2	102	333,35	333,35	633,6	12,672	44	115,866101	120
marq3	122	333,35	333,35	633,6	12,672	44	138,584944	180
marq4	161	333,35	333,35	633,6	12,672	44	182,886688	240
marq5	189	333,35	333,35	633,6	12,672	44	214,693069	240
marq6	219	333,35	333,35	633,6	12,672	44	248,771334	300

### Criterio térmico

**Tabla 34. Criterio térmico AC instalación con paneles HIT**

	I <sub>sc_g</sub> (A)	I <sub>c</sub> (A)	Iadm (Sct)	F <sub>c_temp</sub>	F <sub>red_sol</sub>	I <sub>x</sub> (A)	SI/NO(1/0)
marq1	162,81	203,5125	230	0,83	0,9	171,81	0
marq2	355,77	444,7125	480	0,83	0,9	358,56	0
marq3	355,77	444,7125	480	0,83	0,9	358,56	0
marq4	355,77	444,7125	480	0,83	0,9	358,56	0
marq5	355,77	444,7125	480	0,83	0,9	358,56	0
marq6	355,77	444,7125	480	0,83	0,9	358,56	0

**Tabla 35. Criterio térmico segunda iteración AC instalación con paneles HIT**

	nueva Sct	Iadm (A)	Ix (A)	SI/NO
marq1	70	280	209,16	1
marq2	300	620	463,14	1
marq3	300	620	463,14	1
marq4	300	620	463,14	1

### RESUMEN CABLEADO

En la siguiente tabla se realiza un resumen de las dimensiones y longitudes del cableado necesario para la instalación con paneles de HIT

**Tabla 36. Resumen cableado instalación con HIT**

DESCRIPCIÓN	LONGITUD
Cable DC 6mm2	6047,58
Cable DC 10mm2	8422,8795
Cable DC 70mm2	12,869
Cable DC 300mm2	92,1
Cable AC 70	73
Cable AC 300	793

### PROTECCIONES

En esta instalación se necesita un fusible entre series de paneles de intensidad superior a 7,53 A. Para la marquesina de 11m de ancho se necesitará un interruptor de conexión y desconexión de intensidad superior a 103,51 A y varistor contra sobretensiones. Del mismo modo, las cinco marquesinas de 22 m dispondrán de un interruptor de intensidad superior a 444,72 A y varistor contra sobretensiones.

El interruptor magneto térmico del inversor de 100kW será uno de 4 polos 200 A y el que acompañara a los inversores de 200kW será uno de 4 polos y 300 A. Asimismo, a continuación del interruptor magneto térmico irá un interruptor diferencial de la misma intensidad de salida del inversor.

Para la protección a personas de la línea de continua, siguiendo la Figura 6, la sección de los conductores de protección serán de 6, 10, 35 y 150 mm<sup>2</sup>.

## 6.7. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

### 6.7.1. Silicio Policristalino

Como se ha comentado anteriormente los coeficientes de pérdidas se encuentran tipificados excepto el debido a la tolerancia de la potencia del módulo por la fabricación y el uso ( $L_{t_{ol}}$ ) que, según el fabricante, en este caso es nulo, y el debido a la temperatura ( $L_{temp}$ ). Este último se calcula obteniendo una temperatura de panel de 30,41°C y por tanto un  $L_{temp}$  de 0,1764. Con todo ello, se obtiene un rendimiento global de la instalación de 64,51%.

Para obtener la producción anual de la instalación, debido a que el FS es diferente para las marquesinas de los extremos y las centrales se realiza el cálculo en las 3 y se suma el resultado. Estos cálculos se muestran en las tablas 37,38 y 39.

**Tabla 37. Producción energética mensual y anual de las marquesinas 2,3,4 y 5 (Silicio Policristalino)**

Mes	G(30) (Wh/m <sup>2</sup> )	Pmp( kW)	PR	Ed(kWh/mes)
Ene	3495,406	820,800	0,645	57379,244
Feb	4299,349	820,800	0,645	63746,489
Mar	5295,540	820,800	0,645	86929,555
Abr	5618,865	820,800	0,645	89261,743
May	5985,882	820,800	0,645	98261,956
Jun	6309,207	820,800	0,645	100228,583
Jul	6449,023	820,800	0,645	105864,705
Ago	6047,052	820,800	0,645	99266,092
Sep	5330,494	820,800	0,645	84680,659
Oct	4622,674	820,800	0,645	75884,050
Nov	3705,130	820,800	0,645	58859,999
Dic	3154,604	820,800	0,645	51784,768
<b>Total (kWh/año)</b>				<b>972147,84</b>

**Tabla 38. Producción energética mensual y anual de la marquesina 1 (Silicio Policristalino)**

Mes	G(30) (Wh/m2)	Pmp( kW)	PR	Ed(kWh/mes)
Ene	3073,229	90,000	0,645	5531,683
Feb	3780,071	90,000	0,645	6145,521
Mar	4655,942	90,000	0,645	8380,500
Abr	4940,215	90,000	0,645	8605,336
May	5262,904	90,000	0,645	9473,007
Jun	5547,178	90,000	0,645	9662,601
Jul	5670,107	90,000	0,645	10205,955
Ago	5316,686	90,000	0,645	9569,811
Sep	4686,674	90,000	0,645	8163,693
Oct	4064,345	90,000	0,645	7315,651
Nov	3257,622	90,000	0,645	5674,436
Dic	2773,589	90,000	0,645	4992,344
<b>Total (kWh/año)</b>				<b>93720,54</b>

**Tabla 39. Producción energética mensual y anual de la marquesina 6 (Silicio Policristalino)**

Mes	G(30) (Wh/m2)	Pmp( kW)	PR	Ed(kWh/mes)
Ene	3491,315	205,200	0,645	14328,025
Feb	4294,318	205,200	0,645	15917,973
Mar	5289,343	205,200	0,645	21706,957
Abr	5612,289	205,200	0,645	22289,322
May	5978,878	205,200	0,645	24536,742
Jun	6301,824	205,200	0,645	25027,824

<b>Jul</b>	6441,477	205,200	0,645	26435,206
<b>Ago</b>	6039,976	205,200	0,645	24787,483
<b>Sep</b>	5324,256	205,200	0,645	21145,391
<b>Oct</b>	4617,265	205,200	0,645	18948,813
<b>Nov</b>	3700,794	205,200	0,645	14697,780
<b>Dic</b>	3150,912	205,200	0,645	12931,042
<b>Total (kWh/año)</b>				242752,56

En resumen, la producción anual de la instalación con este tipo de paneles sería de 1.308.620,94 kWh/año.

#### 6.7.2. CdTe

Los coeficientes de pérdidas que varían con el modelo seleccionado son  $L_{tol}=0$  y  $L_{temp}=0,167$ , obteniendo un rendimiento global de la instalación de 65,22 %.

A continuación se muestran las tablas del cálculo de producción energética mensual y anual.

**Tabla 40. Producción energética mensual y anual de las marquesinas 2,3,4 y 5 (CdTe)**

<b>Mes</b>	<b>G(30) (Wh/m2)</b>	<b>Pmp( kW)</b>	<b>PR</b>	<b>Ed(kWh/mes)</b>
<b>Ene</b>	3495,406	720,720	0,652	50941,645
<b>Feb</b>	4299,349	720,720	0,652	56594,525
<b>Mar</b>	5295,540	720,720	0,652	77176,592
<b>Abr</b>	5618,865	720,720	0,652	79247,124
<b>May</b>	5985,882	720,720	0,652	87237,567
<b>Jun</b>	6309,207	720,720	0,652	88983,551
<b>Jul</b>	6449,023	720,720	0,652	93987,335
<b>Ago</b>	6047,052	720,720	0,652	88129,046
<b>Sep</b>	5330,494	720,720	0,652	75180,009
<b>Oct</b>	4622,674	720,720	0,652	67370,326

<b>Nov</b>	3705,130	720,720	0,652	52256,268
<b>Dic</b>	3154,604	720,720	0,652	45974,835
<b>Total (kWh/año)</b>				863078,82

**Tabla 41. Producción energética mensual y anual de la marquesina 1 (CdeTe)**

<b>Mes</b>	<b>G(30) (Wh/m2)</b>	<b>Pmp( kW)</b>	<b>PR</b>	<b>Ed(kWh/mes)</b>
<b>Ene</b>	3073,229	89,460	0,652	5559,460
<b>Feb</b>	3780,071	89,460	0,652	6176,380
<b>Mar</b>	4655,942	89,460	0,652	8422,581
<b>Abr</b>	4940,215	89,460	0,652	8648,546
<b>May</b>	5262,904	89,460	0,652	9520,575
<b>Jun</b>	5547,178	89,460	0,652	9711,121
<b>Jul</b>	5670,107	89,460	0,652	10257,203
<b>Ago</b>	5316,686	89,460	0,652	9617,865
<b>Sep</b>	4686,674	89,460	0,652	8204,686
<b>Oct</b>	4064,345	89,460	0,652	7352,385
<b>Nov</b>	3257,622	89,460	0,652	5702,930
<b>Dic</b>	2773,589	89,460	0,652	5017,412
<b>Total (kWh/año)</b>				94191,14

**Tabla 42. Producción energética mensual y anual de la marquesina 6 (CdeTe)**

<b>Mes</b>	<b>G(30) (Wh/m2)</b>	<b>Pmp( kW)</b>	<b>PR</b>	<b>Ed(kWh/mes)</b>
<b>Ene</b>	3491,315	180,180	0,652	12720,508
<b>Feb</b>	4294,318	180,180	0,652	14132,074

<b>Mar</b>	5289,343	180,180	0,652	19271,570
<b>Abr</b>	5612,289	180,180	0,652	19788,597
<b>May</b>	5978,878	180,180	0,652	21783,871
<b>Jun</b>	6301,824	180,180	0,652	22219,856
<b>Jul</b>	6441,477	180,180	0,652	23469,338
<b>Ago</b>	6039,976	180,180	0,652	22006,479
<b>Sep</b>	5324,256	180,180	0,652	18773,008
<b>Oct</b>	4617,265	180,180	0,652	16822,872
<b>Nov</b>	3700,794	180,180	0,652	13048,780
<b>Dic</b>	3150,912	180,180	0,652	11480,259
<b>Total (kWh/año)</b>				215517,21

Con esta tecnología fotovoltaica, se consigue una producción energética anual de 1.172.787,18 kWh/año.

### 6.7.3.HIT

Los coeficientes de pérdidas que varían con el modelo seleccionado son  $L_{tol}=0$  y  $L_{temp}=0,1941$ , obteniendo un rendimiento global de la instalación de 63,13%.

A continuación se muestran las tablas del cálculo de producción energética mensual y anual.

**Tabla 43. Producción energética mensual y anual de las 2,3,4 y 5 (HIT)**

<b>Mes</b>	<b>G(30) (Wh/m2)</b>	<b>Pmp( kW)</b>	<b>PR</b>	<b>Ed(kWh/mes)</b>
<b>Ene</b>	3495,406	843,700	0,631	57713,143
<b>Feb</b>	4299,349	843,700	0,631	64117,440
<b>Mar</b>	5295,540	843,700	0,631	87435,411
<b>Abr</b>	5618,865	843,700	0,631	89781,171
<b>May</b>	5985,882	843,700	0,631	98833,757

Estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica en el Depòsit Sud de la EMT de Valencia destinada a la producción de hidrógeno

<b>Jun</b>	6309,207	843,700	0,631	100811,828
<b>Jul</b>	6449,023	843,700	0,631	106480,748
<b>Ago</b>	6047,052	843,700	0,631	99843,737
<b>Sep</b>	5330,494	843,700	0,631	85173,429
<b>Oct</b>	4622,674	843,700	0,631	76325,631
<b>Nov</b>	3705,130	843,700	0,631	59202,514
<b>Dic</b>	3154,604	843,700	0,631	52086,111
<b>Total (kWh/año)</b>				977804,92

**Tabla 44. Producción energética mensual y anual de la marquesina 1 (HIT)**

<b>Mes</b>	<b>G(30) (Wh/m2)</b>	<b>Pmp( kW)</b>	<b>PR</b>	<b>Ed(kWh/mes)</b>
<b>Ene</b>	3073,229	96,525	0,631	5805,288
<b>Feb</b>	3780,071	96,525	0,631	6449,488
<b>Mar</b>	4655,942	96,525	0,631	8795,012
<b>Abr</b>	4940,215	96,525	0,631	9030,968
<b>May</b>	5262,904	96,525	0,631	9941,556
<b>Jun</b>	5547,178	96,525	0,631	10140,528
<b>Jul</b>	5670,107	96,525	0,631	10710,757
<b>Ago</b>	5316,686	96,525	0,631	10043,149
<b>Sep</b>	4686,674	96,525	0,631	8567,482
<b>Oct</b>	4064,345	96,525	0,631	7677,494
<b>Nov</b>	3257,622	96,525	0,631	5955,102
<b>Dic</b>	2773,589	96,525	0,631	5239,273
<b>Total (kWh/año)</b>				98356,09

**Tabla 45. Producción energética mensual y anual de la marquesina 6 (HIT)**

Mes	G(30) (Wh/m2)	Pmp( kW)	PR	Ed(kWh/día)
Ene	3491,315	210,925	0,631	14411,402
Feb	4294,318	210,925	0,631	16010,602
Mar	5289,343	210,925	0,631	21833,274
Abr	5612,289	210,925	0,631	22419,027
May	5978,878	210,925	0,631	24679,525
Jun	6301,824	210,925	0,631	25173,465
Jul	6441,477	210,925	0,631	26589,036
Ago	6039,976	210,925	0,631	24931,725
Sep	5324,256	210,925	0,631	21268,440
Oct	4617,265	210,925	0,631	19059,079
Nov	3700,794	210,925	0,631	14783,309
Dic	3150,912	210,925	0,631	13006,290
<b>Total (kWh/año)</b>				<b>244165,17</b>

En resumen, la producción anual de la instalación con este tipo de paneles sería de 1.320.326,19 kWh/año.

## CAPÍTULO 7. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para poder seleccionar la tecnología fotovoltaica con mejor resultados para la instalación que ocupa este trabajo a parte de la energía producida, se debe tener en cuenta el ahorro económico y el presupuesto de cada una de ellas.

A lo largo de este documento se realiza el análisis económico de cada instalación. Los presupuestos que se proceden a mostrar en este capítulo se encuentran detallados en la parte “Presupuestos” de este TFM.

El principal ahorro con respecto a no tener la instalación fotovoltaica es la compra de energía eléctrica a la red. Este ahorro depende de una serie de variables:

- La potencia instalada
- La energía producida anualmente
- El precio de venta en MWh a la red

Se considera que la instalación tendrá una vida útil de 20 años. Con todos estos datos, el ahorro económico anual viene dado por la ecuación (42).

$$\text{Ahorro instalación FV} = \text{Energía producida anual (MWh)} * \text{precio venta } \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) \quad (42)$$

La energía producida se ha calculado en el capítulo 7 y el precio de compra se obtiene de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Energía).

El mercado eléctrico se encuentra en constante cambio, ya que este se divide en mercado diario e intradiario, teniendo ofertas las 24h. Estos cambios se deben a la producción energética y el tipo de central que la produce.

Debido a este constante cambio, para obtener un precio aproximado se realiza un promedio de los precios medios de la electricidad de los últimos tres años. En la siguiente tabla se muestran los precios medios por mes de los años 2016,2017 y 2018.

**Tabla 46. Precio medio de la electricidad Fte.:OMIE**

Mes	Precio venta electricidad 2016 €/MWh	Precio venta electricidad 2017 €/MWh	Precio venta electricidad 2018 €/MWh	Promedio 16-17-18 €/MWh
Enero	36,53	71,49	49,98	52,67
Febrero	27,5	51,74	54,88	44,71
Marzo	27,8	43,19	40,18	37,06
Abril	24,11	43,69	42,67	36,82
Mayo	25,77	47,11	54,92	42,60
Junio	38,9	50,22	58,46	49,19
Julio	40,53	48,63	61,88	50,35
Agosto	41,16	47,46	64,33	50,98
Septiembre	43,59	49,15	71,27	54,67
Octubre	52,83	56,77	65,08	58,23
Noviembre	56,13	59,19	61,97	59,10
Diciembre	60,49	57,94	61,81	60,08
			<b>PROMEDIO</b>	<b>49,70</b>

Finalmente, para estimar el ahorro de la instalación se obtiene un promedio de los últimos 3 años del precio de la electricidad de 49,70€/MWh.

Como cada tecnología produce una energía anual y tiene un presupuesto diferente se realiza a continuación el análisis económico separado por tecnologías fotovoltaicas. Cabe destacar que en este análisis se estima un precio de la electricidad que depende de la energía producida cada año y esta depende de la irradiancia solar que no siempre es la misma. Además no se tiene en cuenta la pérdida de eficiencia de los paneles o posibles fallos en la instalación, que supongan el paro durante un periodo determinado de la producción de energía.

### 7.1. INSTALACIÓN CON PANELES SILICIO POLICRISTALINO

Como se indica en el apartado 6.7.1, la energía producida por este tipo de paneles anualmente es de 1.308.620,94 kWh. Con la Ecuación (42) y el precio de venta de la energía detallados anteriormente se obtiene un ahorro económico anual de 65.043,91 €/ año.

A continuación, se muestra un resumen del presupuesto de la instalación.

**Tabla 47. Resumen presupuesto instalación con paneles de silicio policristalino**

Concepto	Precio total (€)
Infraestructura fotovoltaica	624.620
Infraestructura eléctrica	760.182,04
Estructura metálica	329.488,44
Ingeniería	27.683,55
Obra civil	342.858,09
<b>TOTAL</b>	<b>2.084.832,12</b>

### 7.2. INSTALACIÓN CON PANELES TELURURO DE CADMIO

Para la instalación con paneles de telururo de cadmio se obtiene una reducción energética anual de 1.172.787,18 kWh, obteniendo un ahorro anual de 58.292,41 €.

A continuación, se muestra un resumen del presupuesto de la instalación.

**Tabla 48. Resumen presupuesto instalación con paneles CdTe**

Concepto	Precio total (€)
Infraestructura fotovoltaica	595.280
Infraestructura eléctrica	85.704,16
Estructura	249.130,44
Ingeniería	27.683,55
Obra civil	186.022,92
<b>TOTAL</b>	<b>1.143.821,07</b>

### 7.3. INSTALACIÓN CON PANELES HIT

Con una producción energética anual de 1.320.326,19 kWh, se obtiene un ahorro anual de 65.625,71 €.

A continuación, se muestra un resumen del presupuesto de la instalación.

**Tabla 49. Resumen presupuesto instalación con paneles HIT**

<b>Concepto</b>	<b>Precio total (€)</b>
Infraestructura fotovoltaica	790.790
Infraestructura eléctrica	102.616,14
Estructura	318.986,44
Ingeniería	27.683,55
Obra civil	242.478,52
<b>TOTAL</b>	<b>1.163.887,20</b>

---

## CAPÍTULO 8. COMPARATIVA Y CONCLUSIONES

Una vez, realizados todos los cálculos para el diseño de todos los elementos de la instalación, así como la energía que generaría el generador fotovoltaica con cada una de las tres tecnologías y el estudio económico con la inversión inicial y el ahorro anual por no consumir de la red de distribución eléctrica, se observa que el ahorro anual en las tres tecnologías está alrededor de los 60.000€. Por otra parte, la instalación con módulos policristalinos es la que mayor inversión inicial necesita, superando los 2M€. En cambio, la instalación con CdTe y HIT solo dista unos 20.000€. Pese a que el ahorro anual con CdTe es inferior, la inversión inicial también lo es por tanto a largo plazo se recupera la diferencia anual de alrededor 7.000€ anuales que existe entre los ahorros de estas dos tecnologías.

Esta tecnología es la intermedia de las tres, pero con menos paneles consigue la misma producción energética que las otras. Al ser un menor número de módulos fotovoltaicos, la inversión inicial es inferior del orden de unos 20.000 € con la siguiente tecnología. Pero si se realiza un análisis económico suponiendo que el Depósito Sur no tiene más ingresos que los del ahorro energético calculado anteriormente, se observa que, a partir del año 20, se supliría la inversión inicial. Se puede decir que dentro de vida útil de la instalación se obtienen beneficios. Cabe destacar que es la única tecnología, de las tres estudiada, que, dentro de su vida útil, se obtienen beneficios económicos. En la siguiente Tabla se muestra dicho análisis.

**Tabla 50. Análisis económico**

Año	Ahorro	Inversión inicial
0	0	1143821,06
1	58292,4095	1085528,65
2	58292,4095	1027236,25
3	58292,4095	968943,836
4	58292,4095	910651,427
5	58292,4095	852359,017
6	58292,4095	794066,608
7	58292,4095	735774,198
8	58292,4095	677481,789
9	58292,4095	619189,379
10	58292,4095	560896,97
11	58292,4095	502604,56
12	58292,4095	444312,151
13	58292,4095	386019,741
14	58292,4095	327727,332
15	58292,4095	269434,922
16	58292,4095	211142,513
17	58292,4095	152850,104
18	58292,4095	94557,6941
19	58292,4095	36265,2847
20	58292,4095	-22027,1248

A parte del ahorro económico, los módulos fotovoltaicos CdTe tienen un gran inconveniente y es que el CdTe es altamente tóxico y aunque las empresas que fabrican estos módulos se comprometen a retirarlos al fin de su vida útil, se desconoce si la empresa First Solar seguirá existiendo dentro de 20 años.

A lo largo de este documento se observa la complejidad de las instalaciones fotovoltaicas por el carácter tecnológico innovador y la larga normativa que a efectos de electricidad deben de cumplir.

Así mismo a la hora de adaptar los cálculos expuestos se han supuesto datos por desconocimientos de datos reales de la ubicación, es por ello que para llevarla a cabo puede que sean necesarias unas pequeñas modificaciones. Por otro lado, en materia de los componentes de la instalación se podría haber usado otros paneles u otros inversores con potencias similares pero el análisis económico no hubiera variado ya que las tecnologías fotovoltaicas, actualmente, se venden con precio por kilovatio pico que generan, visto de otro modo, se podría realizar esta misma instalación con otras marcas con características similares a los elementos seleccionados.

Con proyectos de este carácter se concluye que con experiencia en el sector se puede realizar cambios en las ciudades que favorezcan la implementación de energías renovables como principales fuentes de energía.

## CAPÍTULO 9. REFERENCIAS

Ajuntament de València (Mayo2016) *“Estudio del barrio de Sant Isidre”*

Código Técnico de la Edificación (Abril 2009). *“Documento Básico SE-AE”*

Eckert, S. et al. (Febrero 2018) *“JIVE: Joint Initiative for Hydrogen vehicles across Europe”*

Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (Julio 2011) *“Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a Red”*

Moreno,N. y García, L.(2010) *“Instalaciones de Energía Fotovoltaica”*. Ed.Garceta

Reyes,A.M. (2010) *“CYPE 2010: Cálculo de estructuras metálicas son Nuevo Metal 3D”*. Ed. Anaya

DepósitoSur

[https://www.emtvalencia.es/ciudadano/index.php?option=com\\_content&view=article&id=107:deposito-sur&catid=59](https://www.emtvalencia.es/ciudadano/index.php?option=com_content&view=article&id=107:deposito-sur&catid=59)



# **PRESUPUESTO**



## 1. Presupuesto módulos fotovoltaicos Teluro de Cadmio

### a. Mediciones

#### INFRAESTRUCTURA FOTOVOLTAICA

CÓDIGO	UDS	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
GS0001	uds	Modulo solar FS-6420 420W	2358
GS0002	uds	Inversor 100kW	1
GS0003	uds	Inversor 200kW	5

#### INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

CÓDIGO	UDS	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
IE0001	m	Cable DC 6mm2	1658,8845
IE0002	m	Cable DC 150mm2	13,0964
IE0003	m	Cable DC 500mm2	90,2175
IE0004	m	Cable AC 95 mm2	73
IE0005	m	Cable AC 300 mm2	793
IE0006	m	Cable puesta a tierra	960
IE0007	uds	Fusible 16A	786
IE0008	uds	Interruptor seccionador 500A	5
IE0009	uds	Interruptor seccionador 200A	1
IE0010	uds	Varistor V420LXR1192	12
IE0011	uds	Pica toma a tierra	1
IE0012	uds	Armario Inversor CONSMETAL CMT Solar2550	6
IE0013	uds	Caja protecciones CC	6
IE0014	uds	Caja protecciones CA	6
IE0015	uds	Compact NS250	1
IE0016	uds	Compact NS400	5

#### ESTRUCTURA METÁLICA

CÓDIGO	UDS	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
EM0001	UDS	Estructura orientación 30º	2358
EM0002	m	IPE 180	600
EM0003	m	IPE 400	264
EM0004	m	IPE 500	528
EM0005	Kg	Placas de anclaje 200x300x14 con pernos incluidos	29,72
EM0006	Kg	Placas de anclaje 200x300x12 con pernos incluidos	116,82
EM0007	Kg	Placas de anclaje 200x300x11 con pernos incluidos	589,96

#### INGENIERÍA

CÓDIGO	UDS	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
IN0001	hora	Realización del proyecto: estudio del recurso solar, diseño de la instalación, planos del diseño, cálculo de la producción energética y análisis económico.	80
IN0002	hora	Realización de gestiones y trámites administrativos: Permisos y licencias	120
IN0003	hora	Dirección de obra	264
IN0004	ud	Licencia AutoCAD	1
IN0005	ud	Licencia CYPE	1

### b. Presupuestos

#### INFRAESTRUCTURA FOTOVOLTAICA

CÓDIGO	UDS	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	€/UD	TOTAL PARTIDA
GS0001	uds	Modulo solar FS-6420 420W	2358	210	495180
GS0002	uds	Inversor 100kW	1	9100	9100
GS0003	uds	Inversor 200kW	5	18200	91000
<b>TOTAL</b>					<b>595280</b>

#### INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

CÓDIGO	UDS	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	€/UD	TOTAL PARTIDA
IE0001	m	Cable DC 6mm2	1658,8845	1,19	1974,07256
IE0002	m	Cable DC 150mm2	13,0964	24,65	322,82626
IE0003	m	Cable DC 500mm2	90,2175	45	4059,7875
IE0004	m	Cable AC 95 mm2	73	15,53	1133,69
IE0005	m	Cable AC 300 mm2	793	40	31720
IE0006	m	Cable puesta a tierra	960	8,33	7996,8
IE0007	uds	Fusible 16A	786	6,13	4818,18
IE0008	uds	Interruptor seccionador 500A	5	328	1640
IE0009	uds	Interruptor seccionador 200A	1	168	168
IE0010	uds	Varistor V420LXR1192	12	150	1800
IE0011	uds	Pica toma a tierra	1	25	25
IE0012	uds	Armario Inversor CONSMETAL CMT Solar2550	6	1545,3	9271,8
IE0013	uds	Caja protecciones CC	6	23	138
IE0014	uds	Caja protecciones CA	6	34	204
IE0015	uds	Compact NS250	1	2567	2567
IE0016	uds	Compact NS400	5	3573	17865
<b>TOTAL</b>					<b>85704,16</b>

#### ESTRUCTURA METÁLICA

Estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica en el Depòsit Sud de la EMT de Valencia destinada a la producción de hidrógeno

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	€/UD	TOTAL PARTIDA
EM0001	UD	Estructura orientación 30º	2358	59	139122
EM0002	m	IPE 180	600	18,62	11172
EM0003	m	IPE 400	264	76,59	20219,76
EM0004	m	IPE 500	528	104,78	55323,84
EM0005	Kg	Placas de anclaje 200x300x14 con pernos incluidos	29,72	36,93	1097,5596
EM0006	Kg	Placas de anclaje 200x300x12 con pernos incluidos	116,82	33,39	3900,6198
EM0007	Kg	Placas de anclaje 200x300x11 con pernos incluidos	589,96	31,01	18294,6596
<b>TOTAL</b>					<b>249130,439</b>

**ESTRUCTURA METÁLICA**

CÓDIGO	UD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	€/UD	TOTAL PARTIDA
IN0001	hora	Realización del proyecto: estudio del recurso solar, diseño de la instalación, planos del diseño, cálculo de la producción energética y análisis económico.	80	60	4800
IN0002	hora	Realización de gestiones y trámites administrativos: Permisos y licencias	120	12	1440
IN0003	hora	Dirección de obra	1000	15	15000
IN0004	ud	Licencia AutoCAD	1	2123,55	2123,55
IN0005	ud	Licencia CYPE	1	4320	4320
<b>TOTAL</b>					<b>27.683,55</b>

**c. Resumen**

---

<b>Concepto</b>	<b>Precio total (€)</b>
<b>Infraestructura fotovoltaica</b>	595.280
<b>Infraestructura eléctrica</b>	85.704,16
<b>Estructura</b>	249.130,44
<b>Ingeniería</b>	27.683,55
<b>Obra civil</b>	186.022,92
<b>TOTAL</b>	<b>1.140.821,07</b>

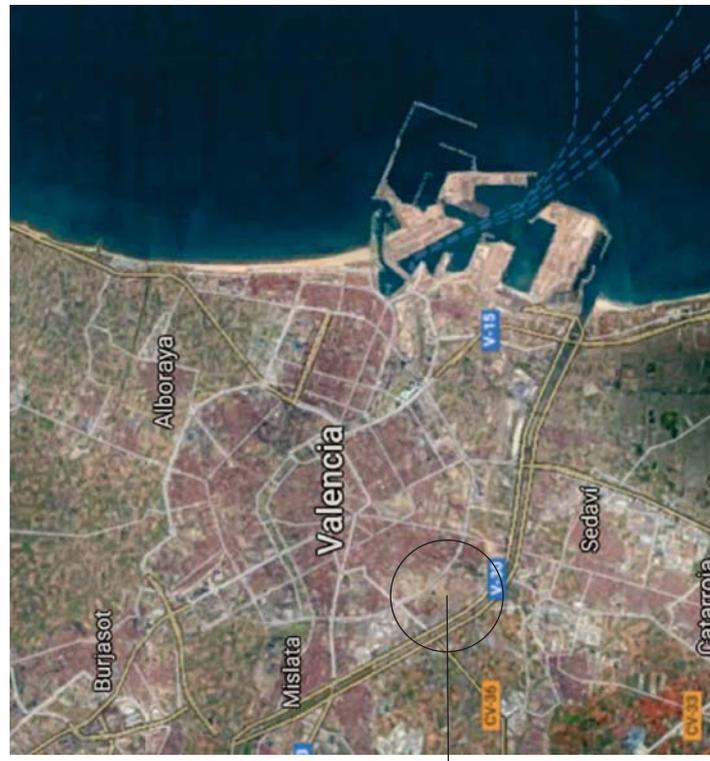
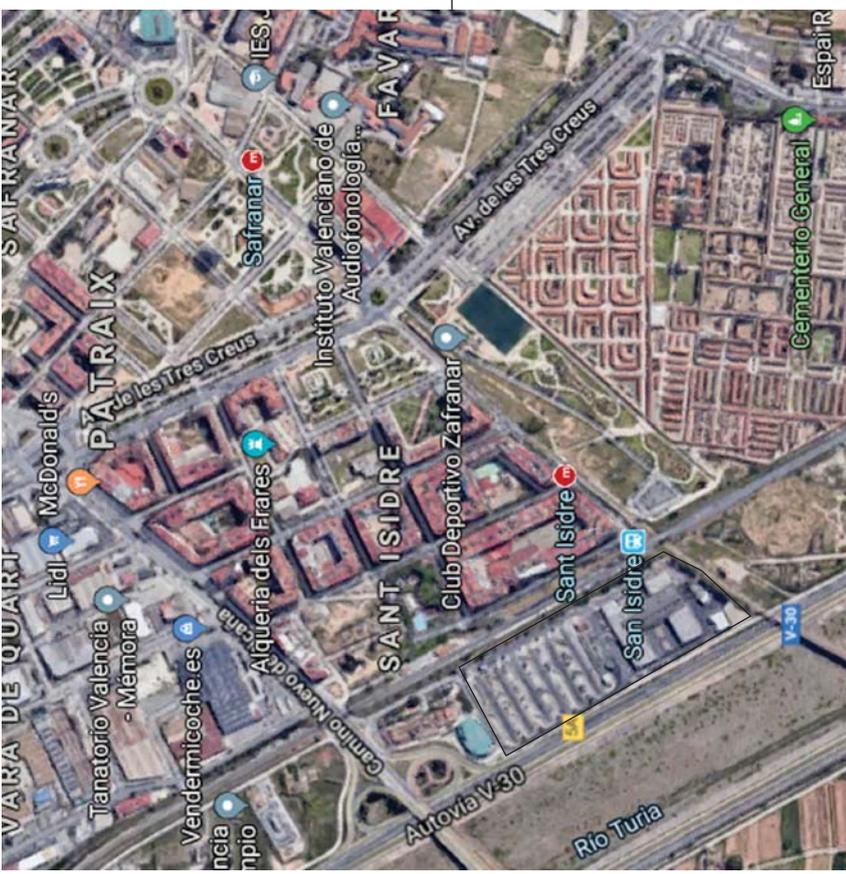
---

**PLANOS**



## Índice

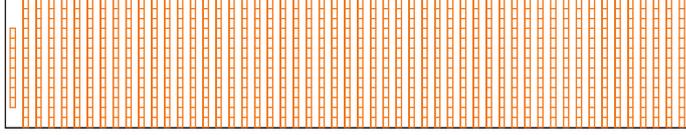
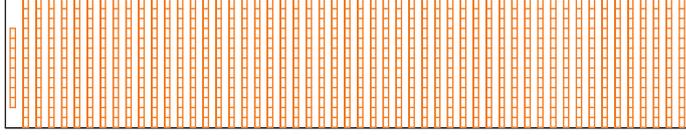
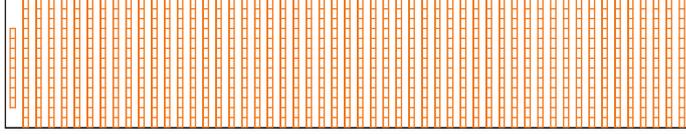
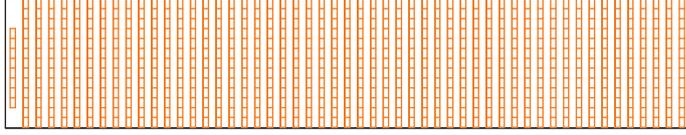
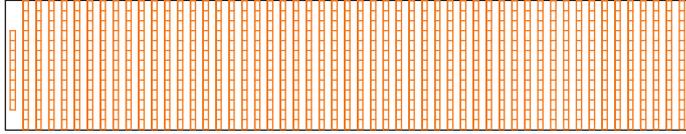
- Plano nº1. Emplazamiento.
- Plano nº2. Distribución módulos fotovoltaicos policristalinos.
- Plano nº3. Distribución módulos fotovoltaicos CdTe.
- Plano nº4. Distribución módulos fotovoltaicos HIT.
- Plano nº5. Distribución pórticos marquesina de 11m de ancho.
- Plano nº6. Distribución pórticos marquesinas de 2m de ancho.
- Plano nº7. Detalle de la unión soldada de la marquesina de 11m de ancho.
- Plano nº8. Detalle de la unión soldada de las marquesinas de 22m de ancho.
- Plano nº9. Detalle de la placa de anclaje de la marquesina de 11m de ancho.
- Plano nº10. Detalle de las placas de anclaje de las marquesinas de 22m de ancho.
- Plano nº11. Cimentación.
- Plano nº12. Esquema eléctrico de la instalación policristalino marquesina 11m.
- Plano nº13. Esquema eléctrico de la instalación policristalino marquesina 22m.
- Plano nº14. Armario de inversor y protecciones a cuadro general policristalino.
- Plano nº15. Esquema eléctrico de la instalación CdTe marquesina 11m.
- Plano nº16. Esquema eléctrico de la instalación CdTe marquesina 22m.
- Plano nº17. Armario de inversor y protecciones a cuadro general CdTe
- Plano nº18. Esquema eléctrico de la instalación HIT marquesina 11m.
- Plano nº19. Esquema eléctrico de la instalación HIT marquesina 22m.
- Plano nº20. Armario de inversor y protecciones a cuadro general HIT.



Proyecto: <b>ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPOSIT SUD DE LA EMT DE VALENCIA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO</b>	Plano: <b>Emplazamiento</b>	Nº Plano: <b>1</b>
Autor: <b>Leyre Benítez Serrano</b>	Fecha: <b>Junio 2019</b>	Escala:

TRABAJO FINAL DEL MASTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL  
**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA**  
 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA

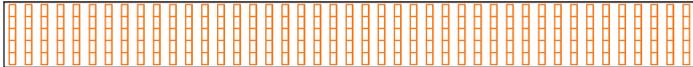
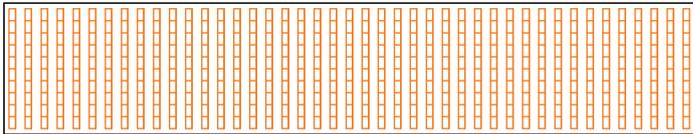
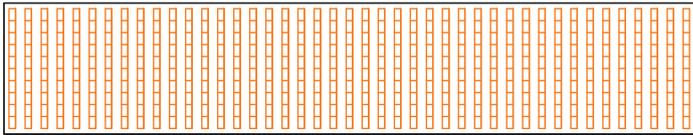
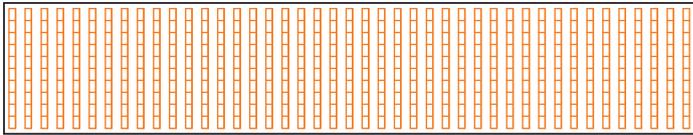
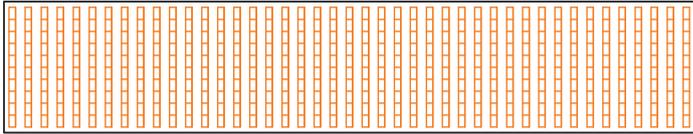
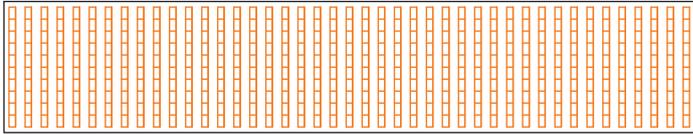
Edificio servicios



Edificio  
talleres



Edificio servicios

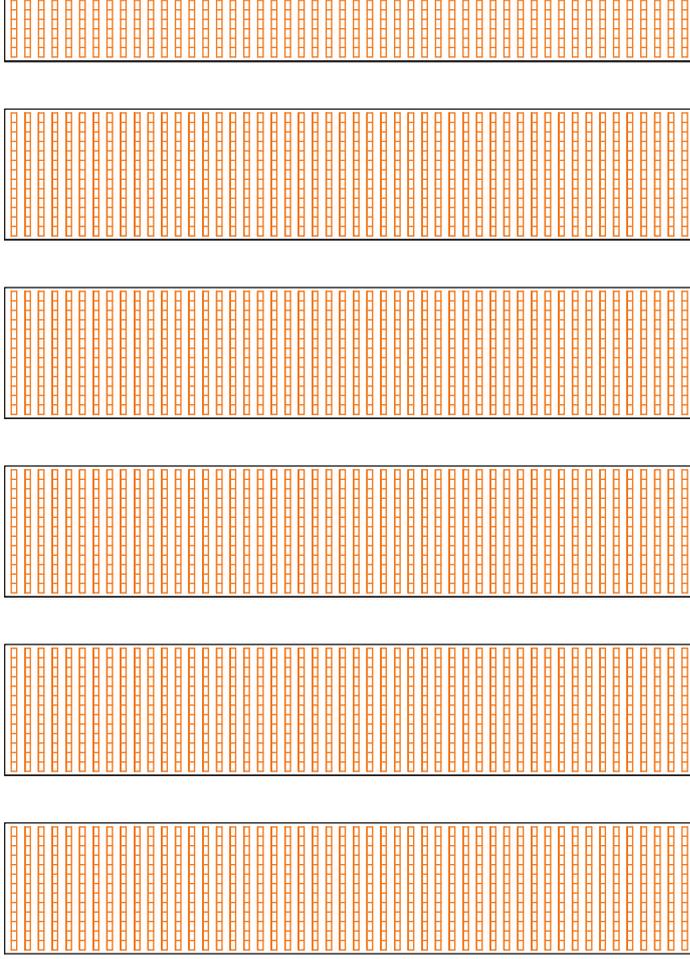


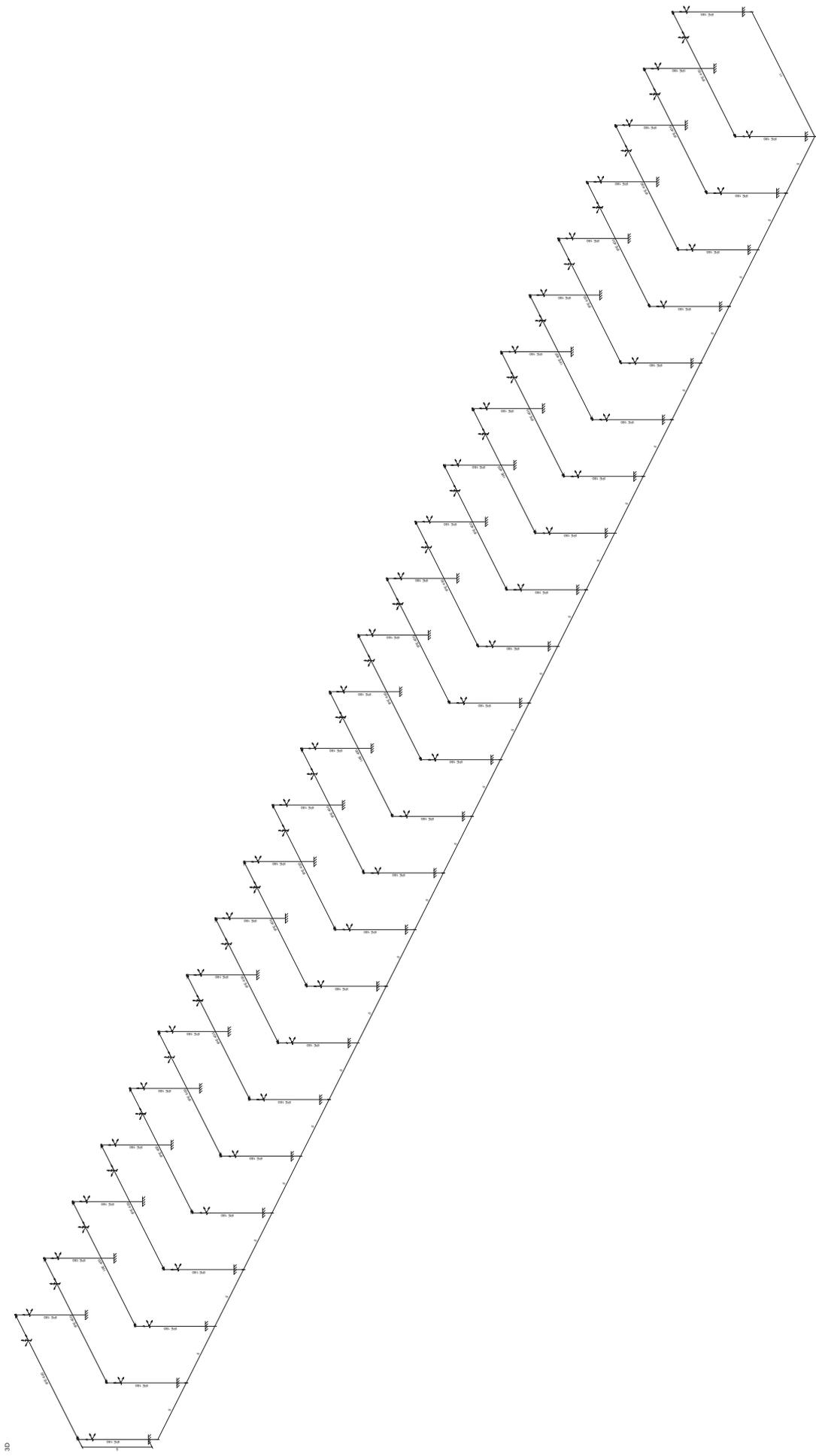
Edificio  
talleres



Edificio servicios

Edificio  
talleres





Plano: **Distribución pórticos marquesina de 11 m de ancho**

Fecha: **Junio 2019**

Nº Plano:

Autor: **Leyre Benítez Serrano**

Escala: **1:250**

**5**

Proyecto: **ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPOSITO SUR DE LA EMT DE VALENCIA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO**

TRABAJO FINAL DEL MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE VALÈNCIA

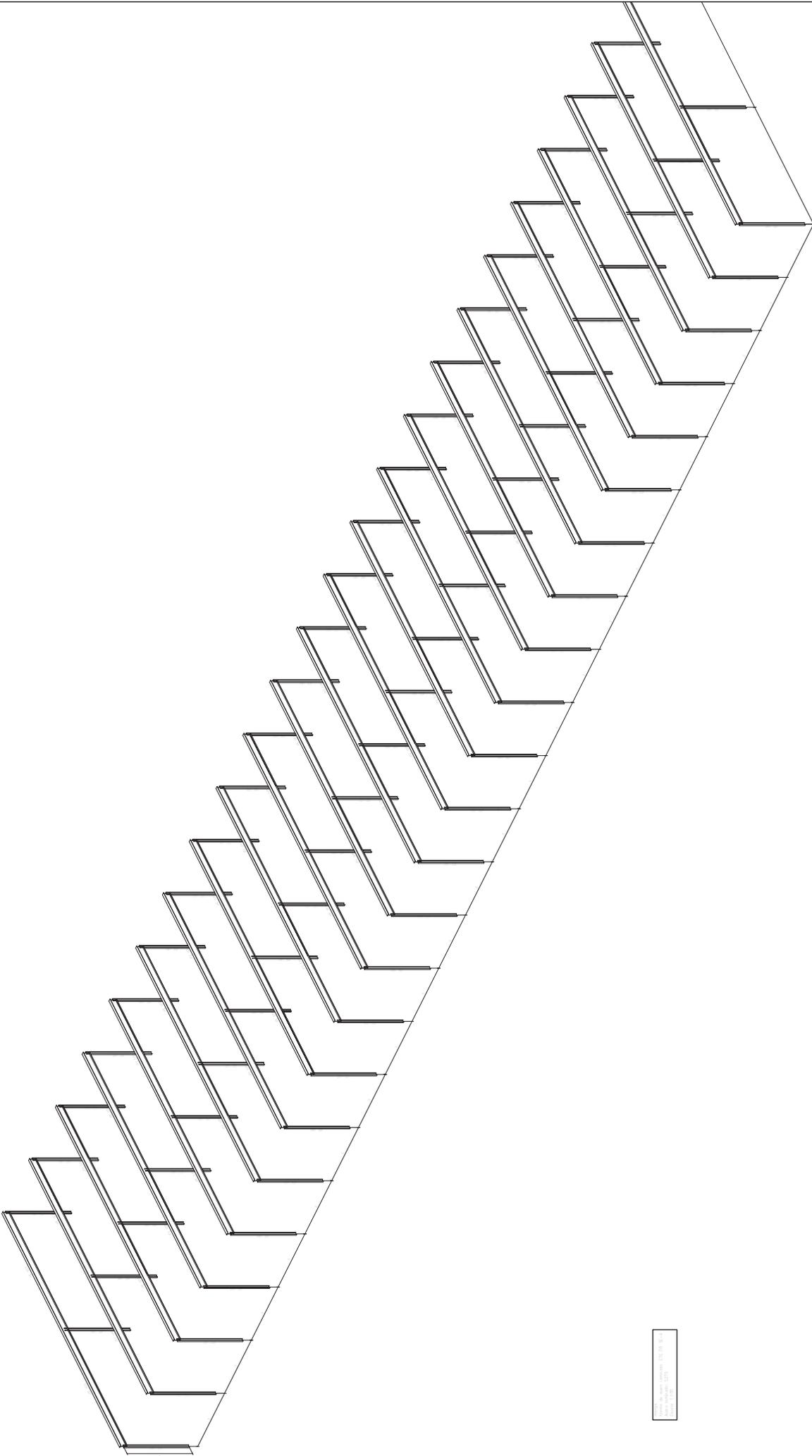
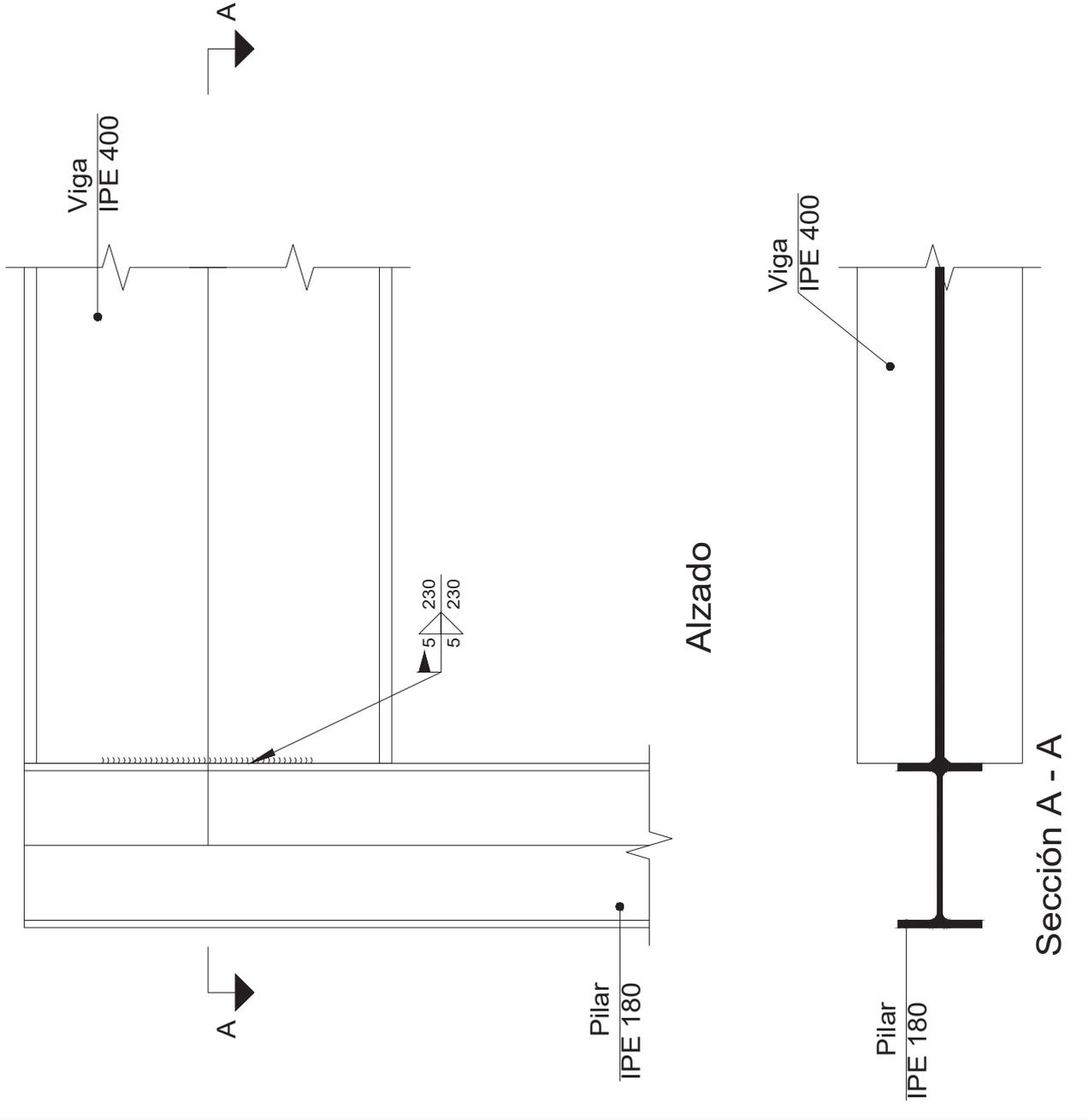


Figura 1. Distribución pórticos marquesina 22m

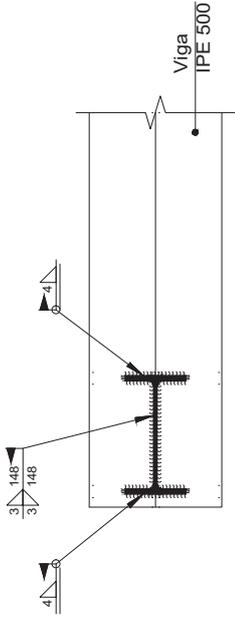
Proyecto: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPOSIT SUD DE LA EMT DE VALENCIA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	Fecha: Junio 2019	N° Plano: 6
	Autor: Leyre Benítez Serrano	Escala: 1:250

# Tipo 1

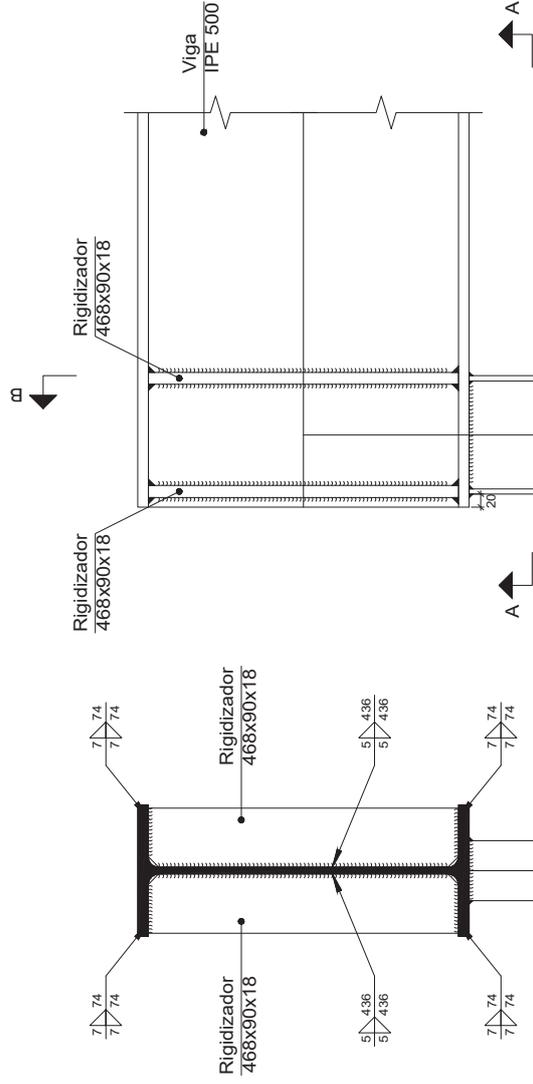


Autor: Leyre Benítez Serrano	Fecha: Junio 2019	Nº Plano: 7
	Plano: Detalle de la unión soldada de la marquesina de 11m de ancho	
Proyecto: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPOSITO SUD DE LA EMT DE VALENCIA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO		Escala: 1:1
TRABAJO FINAL DEL MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA		

# Tipo 2



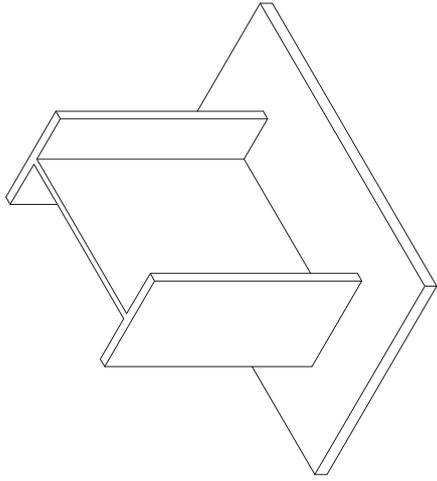
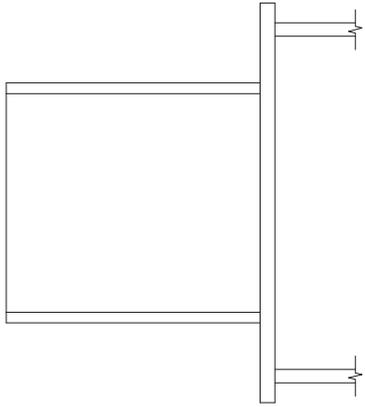
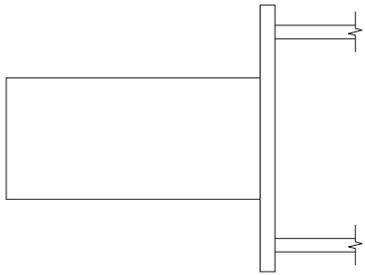
Sección A - A



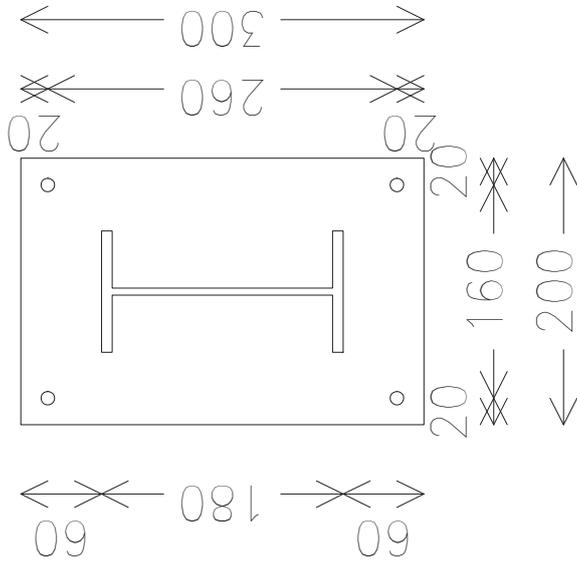
Sección B - B

Alzado

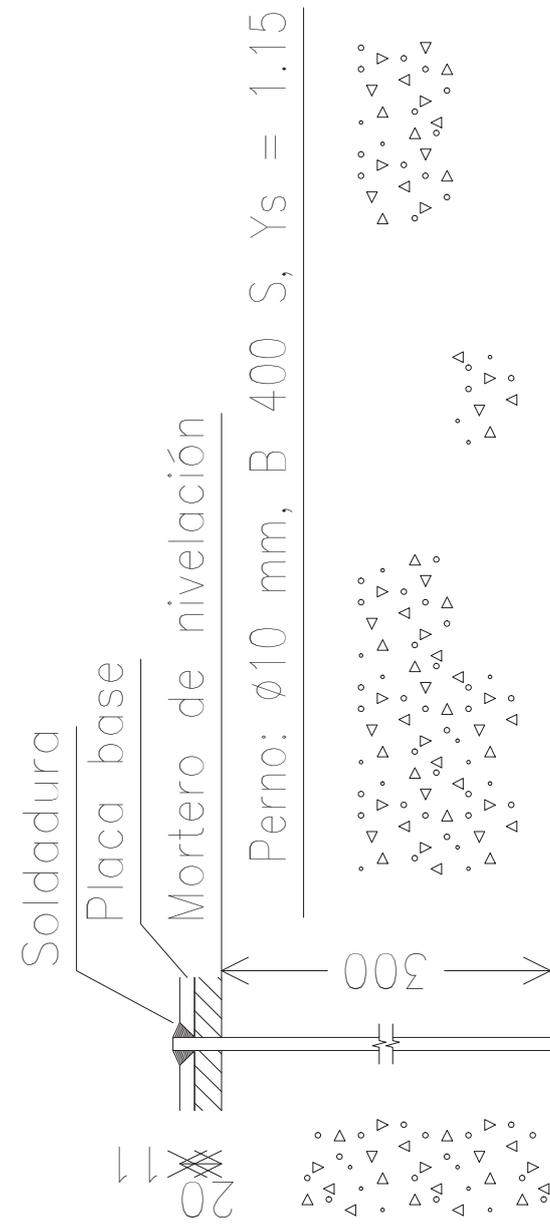




54.5 91 54.5



# Detalle Anclaje Perno



Hormigón: HA-25, Control Estadístico

Esesor placa base: 11 mm

Plano: Detalle placas de anclaje marquesina 11 m de ancho

Fecha: Junio 2019

Nº Plano:

Proyecto: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPOSIT SUD DE LA EMT DE VALENCIA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

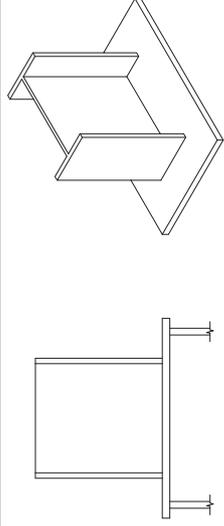
TRABAJO FINAL DEL MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA



Autor: Leyre Benítez Serrano

Escala: 1:20

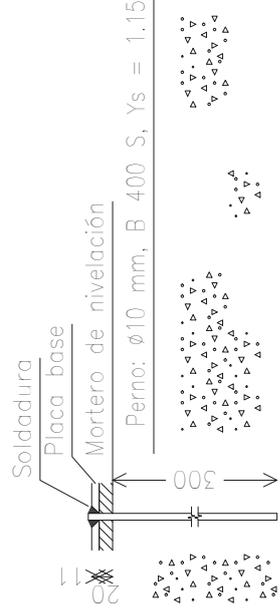
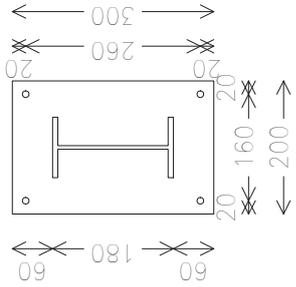
9



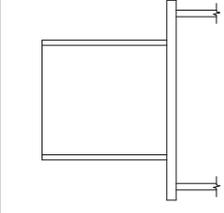
Esesor placa base: 11 mm

### Detalle Anclaje Perno

54.5 91 54.5



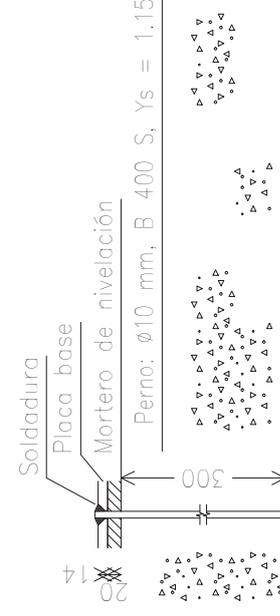
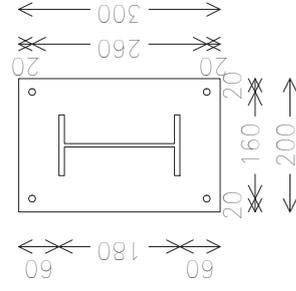
Hormigón: HA-25, Control Estadístico



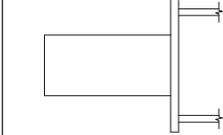
Esesor placa base: 14 mm

### Detalle Anclaje Perno

54.5 91 54.5

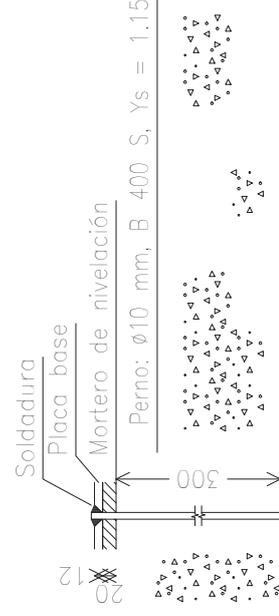
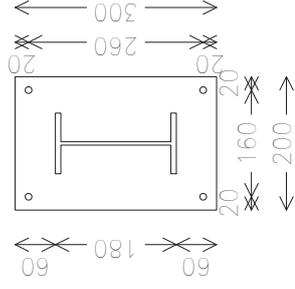


Hormigón: HA-25, Control Estadístico



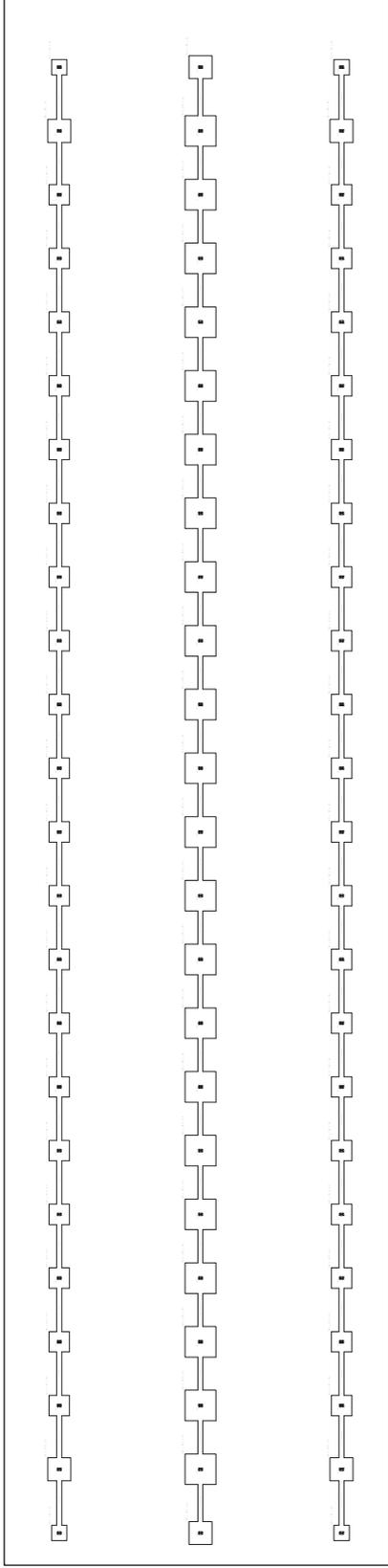
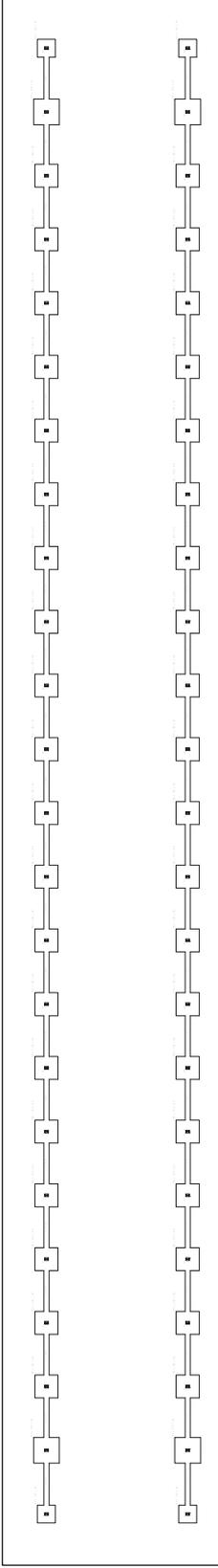
Esesor placa base: 12 mm

54.5 91 54.5



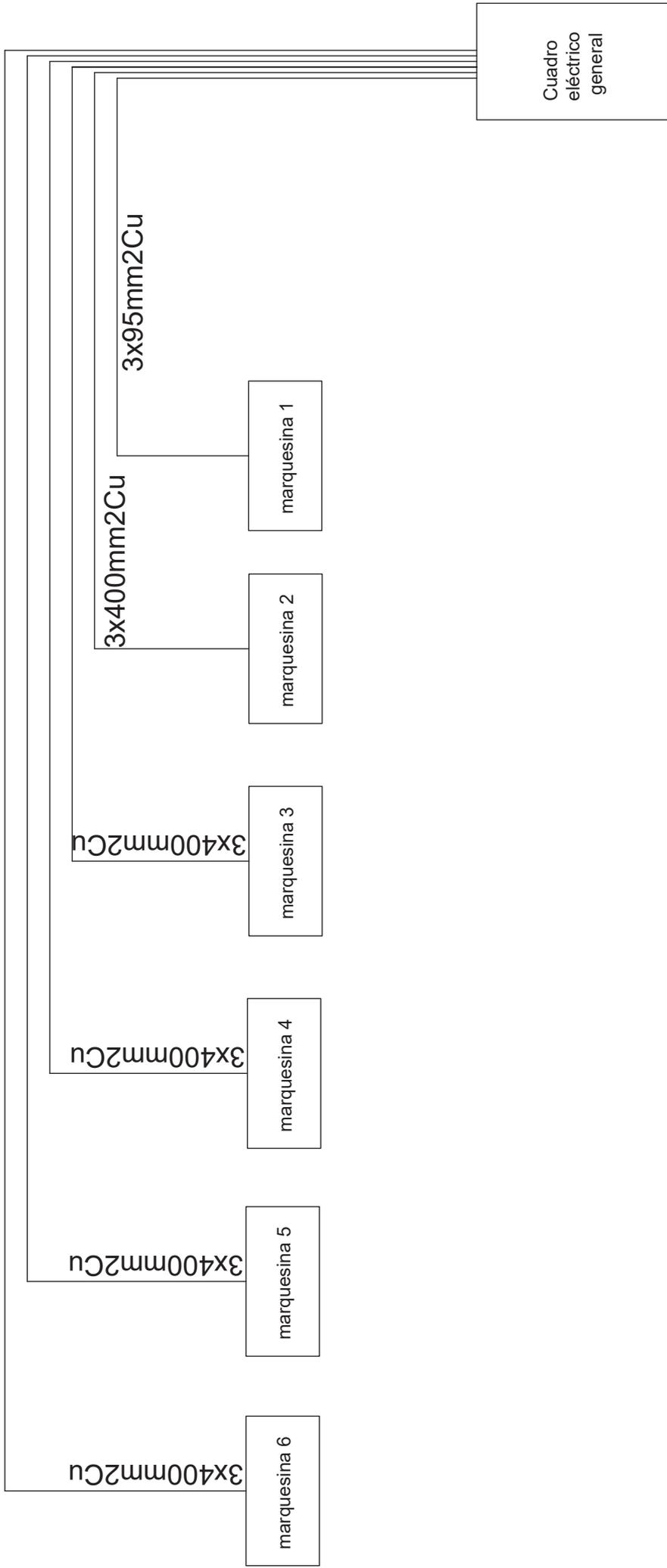
Hormigón: HA-25, Control Estadístico







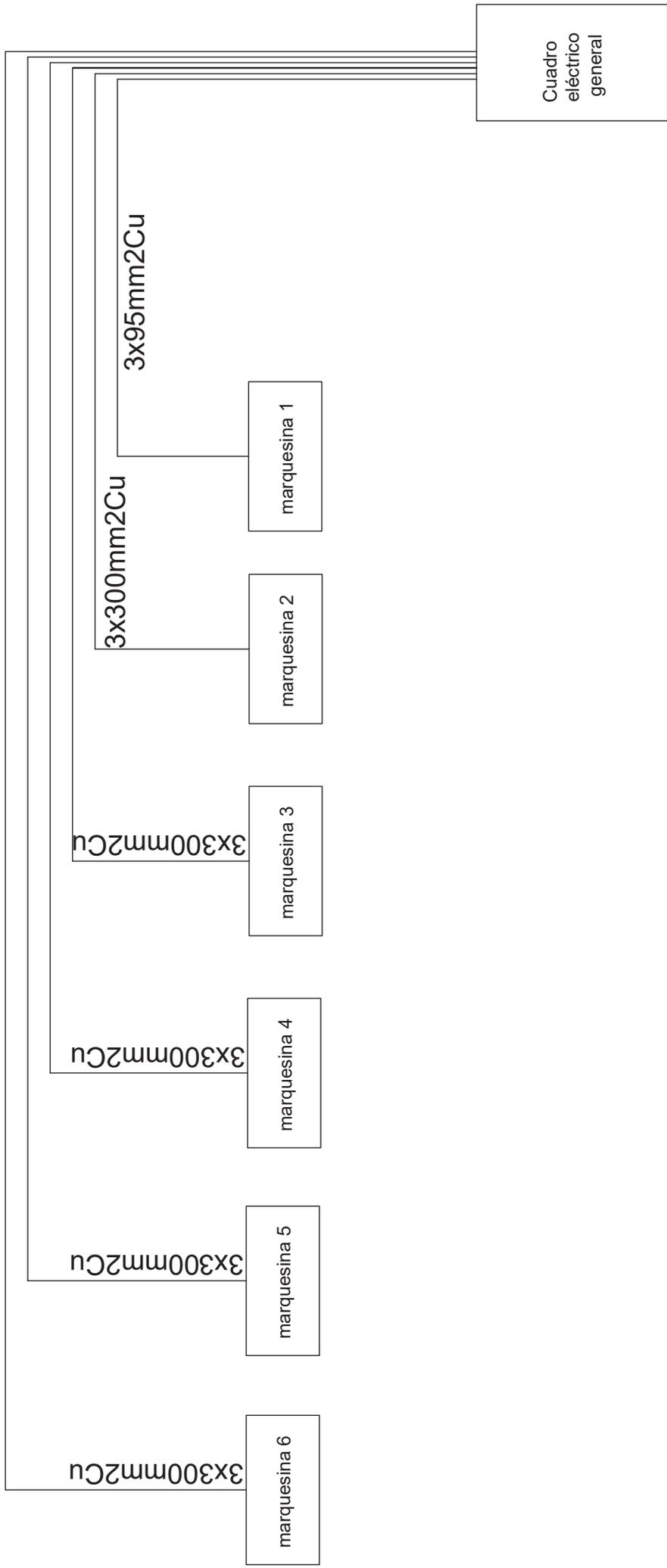




Proyecto: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPOSIT SUDE LA EMT DE VALENCIA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	Plano: Armario de inversor y protecciones a cuadro general policristalino	Fecha: Junio 2019	Nº Plano: 14
	Autor: Leyre Benítez Serrano	Escala:	

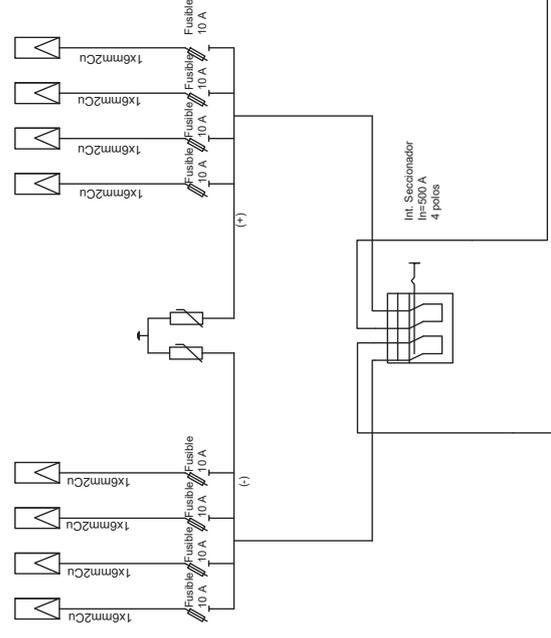
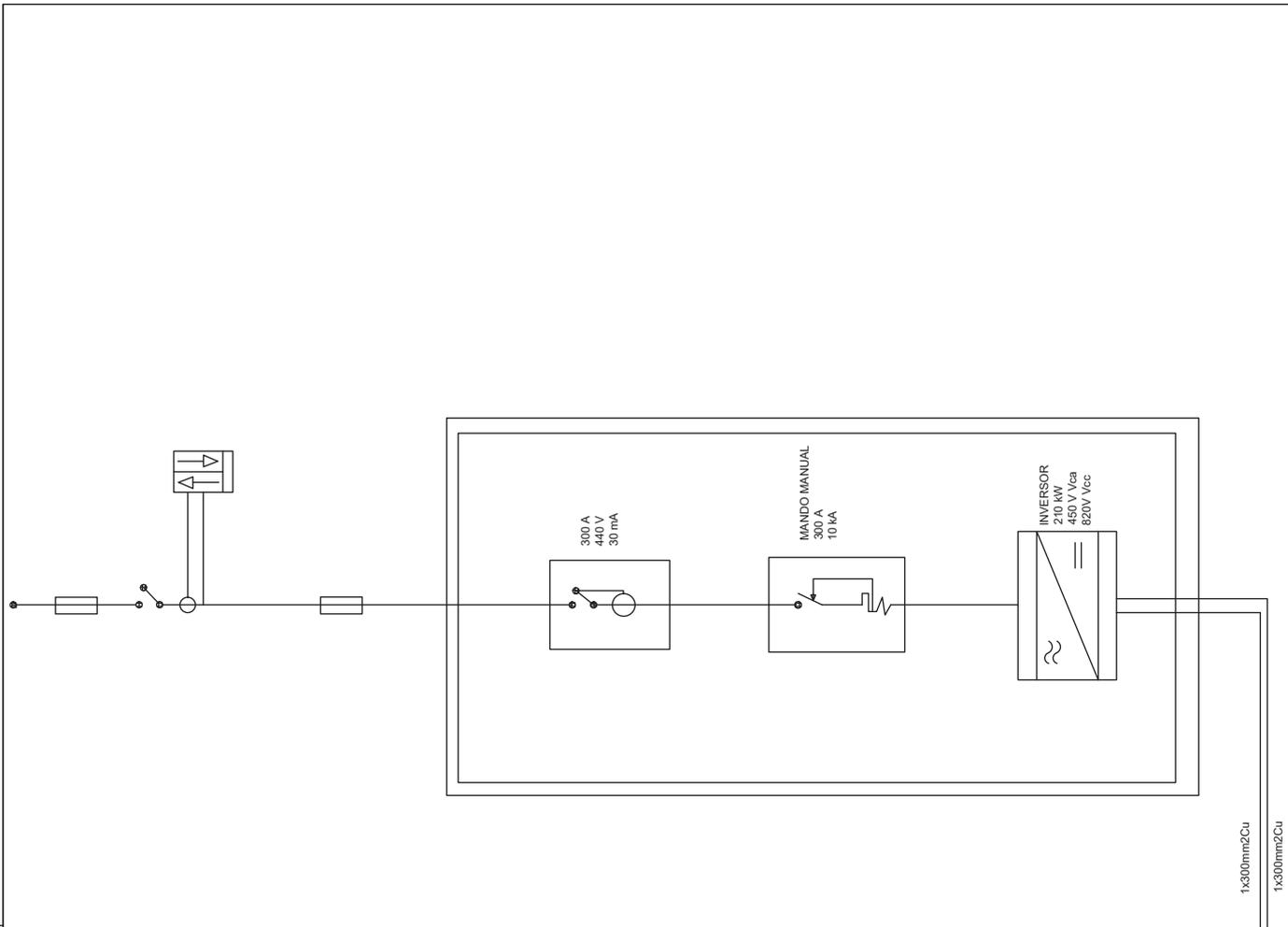


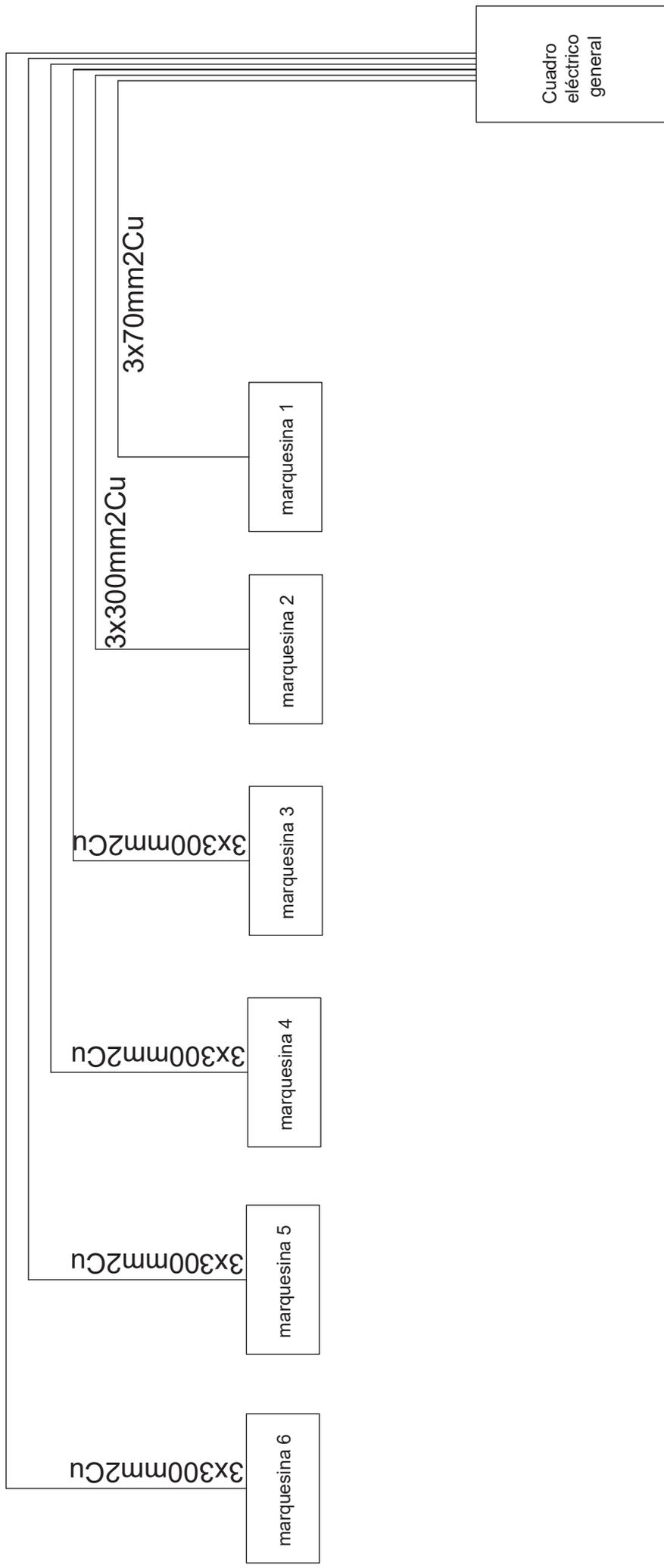




Proyecto: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPOSIT SUD DE LA EMT DE VALENCIA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	Plano: Armario de inversor y protecciones a cuadro general CdTe	Fecha: Junio 2019	Nº Plano: 17
	Autor: Leyre Benítez Serrano	Escala:	







Proyecto: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPOSITO SUR DE LA EMT DE VALENCIA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	Plano: Armarío de inversor y protecciones a cuadro general HIT	Fecha: Junio 2019	Nº Plano: 20
	Autor: Leyre Benítez Serrano	Escala:	

**PLIEGO  
DE  
CONDICIONES**



## **1. DEFINICIÓN Y ALCANCE DEL PLIEGO DE CONDICIONES**

El presente Pliego de Condiciones tiene como objeto fijar las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la instalación del presente proyecto, así como las condiciones que deben cumplir los componentes y materiales empleados en la misma.

## **2. CONDICIONES PARTICULARES**

### **2.1. Condiciones técnicas**

#### **2.1.1. Componentes y materiales**

1. Se debe asegurar un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase II tanto a equipos como materiales. El cableado de continua será de doble aislamiento.
2. Todos los elementos de la instalación deben garantizar la calidad del suministro eléctrico.
3. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá causar averías en la red, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa.
4. El funcionamiento de la instalación no podrá originar condiciones peligrosas para el personal de mantenimiento y explotación de la misma.
5. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

#### **2.1.2. Sistemas generadores fotovoltaicos**

1. Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
2. Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
3. Los módulos deberán llevar de forma visible e indeleble el modelo y nombre del fabricante.
4. Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
5. Los marcos serán de aluminio o acero inoxidable
6. Será deseable una alta eficiencia de las células.
7. La estructura del generador se conectará a tierra.

8. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

9. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

#### 2.1.3. Estructura soporte

1. La estructura cumplirá las condiciones expuestas en el Código Técnico de la Edificación. Además, debe resistir a las sobre cargas de viento y nieve expuestas en el mismo.

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

3. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

4. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

5. La tornillería será realizada en acero inoxidable.

6. Los perfiles de la estructura cumplirán la normativa que garantice todas las características mecánicas y de composición química.

#### 2.1.4. Inversores

1. Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

2. La caracterización de los inversores se ha de hacer según las siguientes normativas:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

3. Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

4. Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.

- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

5. Los inversores deberán cumplir la legislación sobre la protección mínima, teniendo un grado mínimo de IP20 para inversores en edificios y lugares accesibles.

6. Todos los inversores de la instalación deberán cumplir las siguientes características eléctricas:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### 2.1.5. Cableado

1. Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

2. La longitud de los cables no generará esfuerzos en los elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito de personal.

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

#### 2.1.6. Conexión a red

1. La instalación cumplirá lo expuesto en el Real Decreto 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### 2.1.7. Protecciones

1. Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

#### 2.1.8. Puesto a tierra

1. Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

#### 2.1.9. Equipos de medida

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

### **2.2. Facultativas**

#### 2.2.1. Contratistas

1. Deberán ser conocedores de la normativa aplicable en todos campos que afecte la instalación.

2. Responderá ante el Director del proyecto sobre el estado y la evolución de los trabajos del proyecto.

3. Será el encargado de reponer los materiales que no cumplan las condiciones de calidad detalladas en el proyecto.

4. El contratista deberá de cumplir los plazos estipulados, para ello, dispondrá de los medios necesarios.

5. El contratista aceptará al Directo Del Proyecto como máxima autoridad técnica.

#### 2.2.2. Director de Proyecto

1. Tendrá la responsabilidad de ser la máxima autoridad técnica del proyecto.

2. Supervisará la ejecución de la instalación para acreditar que se cumplen todos los aspectos de fiabilidad, calidad y seguridad.

3. Se encargará de controlar el ritmo de trabajo para cumplir los plazos estipulados.

### **2.3. Económicas**

1. Se tiene un plazo de garantía de 1 año
2. La instalación será reparada de cualquier daño o defecto que encuentre el cliente durante la ejecución del proyecto
3. La garantía será anulada en el caso de que la instalación haya sido modificada o desmontada por personas ajenas a los servicios técnicos autorizados

### **2.4. Legales**

1. Las subcontrataciones deben ser consultadas previamente al Director del Proyecto
2. Es responsabilidad de las empresas contratadas los accidentes sufridos durante la ejecución de la obra. Asimismo, será responsabilidad suya los daños causados directa o indirectamente a terceros.
3. Las contratadas tendrán a su disposición todos los medios técnicos y humanos necesarios para realizar su trabajo



**ANEXOS**



## **ÍNDICE**

1. Datasheet Inversor 100 kW .....	4
2. Datasheet Inversor 200 Kw .....	5
3. Datasheet módulo fotovoltaico policristalino.....	6
4. Datasheet módulo fotovoltaico Teluro de Cadmio.....	7
5. Datasheet módulo fotovoltaico HIT .....	8



## 1. Datasheet Inversor 100 kW

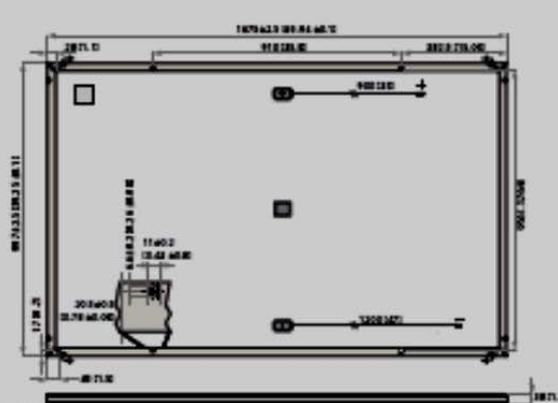
Datos técnicos	Sunny Central 100 Indoor / Outdoor HE
<b>Valores de entrada</b>	
Potencia nominal de CC	103 kW
Potencia máxima de CC	115 kWp <sup>1)</sup>
Rango de tensión MPP	450 V - 820 V <sup>1)</sup>
Tensión máx. de CC	1000 V
Corriente continua máx.	23,5 A
No. de entradas de CC	3
<b>Parámetros de salida</b>	
Potencia nominal de CA	100 kW
Potencia máx. de CA	100 kW
Tensión nominal de CA	300 V
Corriente nominal de CA	193 A
Frecuencia de red de CA 50 Hz	●
Frecuencia de red de CA 60 Hz	●
Máx. cos $\phi$	> 0,99
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 %
<b>Consumo de potencia</b>	
Autocorsumo en funcionamiento	< 1000 W
Consumo en stand by	< 50 W
Tensión auxiliar externa	230 V, 50/60 Hz
Fusible de entrada exterior para alimentación auxiliar	B 16 A, 1 polo
<b>Dimensiones y peso</b>	
Altura	1835 mm
Ancho	1280 mm
Profundidad	830 mm
Peso	505 kg
<b>Coefficiente de rendimiento<sup>2)</sup></b>	
Rendimiento máx.	98,5 %
Rendimiento europeo	98,3 %
<b>Clase de protección y condiciones ambientales</b>	
Clase de protección (según CEI 60529)	IP44, IP54
Rango de temperatura de servicio	-20 °C ... +50 °C <sup>3)</sup>
Humedad rel. del aire	15 % ... 95 %
Consumo de aire fresco	2300 m <sup>3</sup> /h
Altitud máx. sobre el nivel del mar (NN)	1000 m

## 2. Datasheet Inversor 200 Kw

Datos técnicos	Sunny Central 200
<b>Valores de entrada</b>	
Potencia nominal de CC	210 kW
Potencia máxima de CC	230 kW <sub>p</sub> <sup>1)</sup>
Rango de tensión MPP	450 V - 820 V <sup>2)</sup>
Tensión máx. de CC	880 V
Corriente continua máx.	472 A
No. de entradas de CC	5
<b>Parámetros de salida</b>	
Potencia nominal de CA	200 kW
Potencia máx. de CA	200 kW
Tensión nominal de CA	400 V
Corriente nominal de CA	289 A
Frecuencia de red de CA 50 Hz	●
Frecuencia de red de CA 60 Hz	●
Máx. cos φ	> 0,98
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 %
<b>Consumo de potencia</b>	
Autoconsumo en funcionamiento	< 1000 W
Consumo en stand-by	< 70 W
Tensión auxiliar externa	230 V, 50/60Hz
Fusible de entrada exterior para alimentación auxiliar	B 16 A, 1 polos
<b>Dimensiones y peso</b>	
Altura	2120 mm <sup>4)</sup>
Ancho	2000 mm
Profundidad	850 mm
Peso	1600 kg
<b>Coefficiente de rendimiento<sup>3)</sup></b>	
Rendimiento máx.	95,7 %
Rendimiento europeo	94,5 %
<b>Clase de protección y condiciones ambientales</b>	
Clase de protección (según CEI 60529)	IP20
Rango de temperatura de servicio	-20 °C ... +40 °C
Humedad rel. del aire	15 % ... 95 %
Consumo de aire fresco	3300 m <sup>3</sup> /h
Altitud máx. sobre el nivel del mar (NN)	1000 m

### 3. Datasheet módulo fotovoltaico policristalino

# REC TWINPEAK 2 SERIES



Measurements in mm (in)

#### ELECTRICAL DATA @ STC

	Product Code*: RECxxxx TP2					
Nominal Power - $P_{max}$ (Wp)	275	280	285	290	295	300
Watt Class Sorting - (W)	-0/-5	-0/-5	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5
Nominal Power Voltage - $V_{mp}$ (V)	31.5	31.7	31.9	32.1	32.3	32.5
Nominal Power Current - $I_{mp}$ (A)	8.74	8.84	8.95	9.05	9.14	9.24
Open Circuit Voltage - $V_{oc}$ (V)	38.2	38.4	38.6	38.8	39.0	39.2
Short Circuit Current - $I_{sc}$ (A)	9.52	9.61	9.66	9.71	9.76	9.82
Panel Efficiency (%)	16.5	16.6	17.1	17.4	17.7	18.0

Values at standard test condition STC (air mass AM1.5, irradiance 1000 W/m<sup>2</sup> and temperature 25°C). A c/w in irradiance of 200 W/m<sup>2</sup> (AM1.5) and at all temperature 25°C will give 95% of the STC module efficiency will be achieved. \*Watt class indicate the nominal power class ( $P_{max}$ ) at STC above, and can be followed by the suffix BLK for black framed modules.

**18.0% EFFICIENCY**

**20 YEAR PRODUCT WARRANTY**

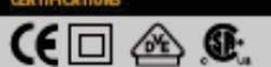
**25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY**

#### ELECTRICAL DATA @ NOCT

	Product Code*: RECxxxx TP2					
Nominal Power - $P_{max}$ (Wp)	206	210	214	218	223	226
Nominal Power Voltage - $V_{mp}$ (V)	29.2	29.4	29.6	29.8	30.0	30.1
Nominal Power Current - $I_{mp}$ (A)	7.07	7.15	7.24	7.32	7.43	7.51
Open Circuit Voltage - $V_{oc}$ (V)	35.4	35.6	35.8	36.0	36.2	36.3
Short Circuit Current - $I_{sc}$ (A)	7.52	7.59	7.68	7.75	7.85	7.91

Nominal operating cell temperature NOCT (600 W/m<sup>2</sup> AM1.5, wind speed 1 m/s, ambient temperature 20°C). \*Watt class indicate the nominal power class ( $P_{max}$ ) at STC above, and can be followed by the suffix BLK for black framed modules.

#### CERTIFICATIONS



UL 1702 Fire classification Type 2, IEC 62101, IEC 61730, IEC 62004 (PE), IEC 62716 (America), IEC 61703 (Safe Marine Use), IEC 63284-2-09 (Shower Sand), ISO 14001 (Class 5), ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007

#### WARRANTY

20 year product warranty  
25 year linear power output warranty  
(Max. performance degradation of 0.7% p.a. from 0.5% / year)  
See warranty conditions for further details.

#### GENERAL DATA

Cell type: 6 strings of 20 RECHC multicrystalline PERC  
Glass: 013" (3.2mm) solar glass with anti-reflective surface treatment  
Back sheet: Highly resistant polyester poly flake construction  
Frame: Anodized aluminum (Available silver or black)  
Junction box: IP67 rated, 3-part with 3 bypass diodes  
12 AWG (4mm<sup>2</sup>) PV wire (35° - 47°) (0.9m - 1.2m)  
Connectors: Storable MC4 PV-KBT4/PV-KST4, 12 AWG (4mm<sup>2</sup>)  
Origin: Silicon: Made in USA & Norway  
Wafer/Cell/Module: Made in Singapore

#### MECHANICAL DATA

Dimensions: 65.9 x 39.25 x 1.5 (1675 x 997 x 38 mm)  
Area: 17.96 ft<sup>2</sup> (0.67 m<sup>2</sup>)  
Weight: 40.6 lbs (18.5 kg)

**MAXIMUM RATINGS**

Operational temperature: -40 ... +185°F (-40 ... +65°C)  
Maximum system voltage: 1000V  
Design Loads: (-) 75.2 lb<sub>s</sub>/ft<sup>2</sup> (3600 Pa)  
(+) 33.4 lb<sub>s</sub>/ft<sup>2</sup> (1600 Pa)  
Refer to installation manual

Max. series fuse rating: 20A  
Max. reverse current: 20A

Notes: Specifications subject to change without notice.






www.recgroup.com

#### 4. Datasheet módulo fotovoltaico Teluro de Cadmio

**FIRST SOLAR SERIES 6™**

MODEL TYPES AND RATINGS AT STANDARD TEST CONDITIONS (1000W/m <sup>2</sup> @ 25, 25°C) <sup>1</sup>							
NOMINAL VALUES		FS-6420 FS-6420B	FS-6420 FS-6420B	FS-6420 FS-6420B	FS-6420 FS-6420B	FS-6440 FS-6440B	FS-6440 FS-6440B
Nominal Power <sup>2</sup> (P <sub>max</sub> )	P <sub>max</sub> (W)	420.0	425.0	430.0	435.0	440.0	445.0
Efficiency (%)	η	17.0	17.2	17.4	17.6	17.8	18.0
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>max</sub> (V)	180.4	181.5	182.6	183.6	184.7	185.7
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>max</sub> (A)	2.32	2.34	2.36	2.37	2.38	2.40
Open Circuit Voltage	V <sub>oc</sub> (V)	218.5	218.9	219.3	219.6	220.0	220.4
Short Circuit Current	I <sub>sc</sub> (A)	2.54	2.54	2.54	2.55	2.55	2.56
Maximum System Voltage	V <sub>max</sub> (V)	1500 <sup>3</sup>					
Limiting Reverse Current	I <sub>r</sub> (A)	6.0					
Maximum Series Fuse	I <sub>or</sub> (A)	6.0					

RATINGS AT NOMINAL OPERATING CELL TEMPERATURE OF 45°C (1000W/m <sup>2</sup> , 20% air dispersion, 18 L/s, 16h wind speed) <sup>2</sup>							
Nominal Power	P <sub>max</sub> (W)	217.2	220.9	224.7	228.5	232.4	236.0
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>max</sub> (V)	168.7	169.6	170.6	171.0	172.1	174.1
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>max</sub> (A)	1.88	1.89	1.90	1.91	1.92	1.93
Open Circuit Voltage	V <sub>oc</sub> (V)	206.2	206.6	207.0	207.3	207.7	208.0
Short Circuit Current	I <sub>sc</sub> (A)	2.04	2.05	2.05	2.06	2.06	2.06

TEMPERATURE CHARACTERISTICS		
Module Operating Temperature Range	(°C)	-40 to +85
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	T <sub>p</sub> (P <sub>max</sub> )	-0.22%/°C [Temperature Range: 25°C to 75°C]
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	T <sub>c</sub> (V <sub>oc</sub> )	-0.28%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	T <sub>c</sub> (I <sub>sc</sub> )	+0.04%/°C

MECHANICAL DESCRIPTION	
Length	2069mm
Width	1223mm
Thickness	49mm
Area	2.47m <sup>2</sup>
Module Weight	28kg
Leadwire <sup>4</sup>	2.5mm <sup>2</sup> , T20mm (+) & Galthead (-)
Connectors	MC4-GVO 2
Bypass Diode	N/A
Cell Type	Thin film CdTe semiconductor, up to 354 cells
Frame Material	Anodized Aluminium
Front Glass	2.8mm heat strengthened Series 6A™ includes anti-reflective coating
Back Glass	2.3mm heat strengthened
Encapsulation	Laminate material with edge seal
Frame to Glass Adhesive	Silicone
Load Rating <sup>7</sup>	3400Pa

PACKAGING INFORMATION			
Modules Per Pallet	26	Pallet Dimensions (L x W x H)	2200 x 1300 x 1150mm (86 x 51 x 45in)
Pallet Weight	1051kg	Pallets per 40' Container	18

**CERTIFICATIONS AND TESTS**

**IEC**  
 GL215 & GL730 1500V<sup>5</sup>, GC  
 GL731 Salt Mist Corrosion  
 G0068-2-68 Dust and Sand  
 Resistance

**UL**  
 UL 1703 1500V Listed<sup>6</sup>

**REGIONAL CERTIFICATIONS**

CSI Eligible JET<sup>4</sup>  
 MCS 58  
 InMetro<sup>4</sup>

**EXTENDED DURABILITY TESTS**

ANSI/CAN/USA-C45-D-18  
 Long-Term Sequential  
 Thresher Test  
 PID Resistant

**QUALITY EMS**

ISO 9001:2015 & 14001:2015  
 IATF16949:2017  
 ISO 45001:2018

**MECHANICAL DRAWING**

Detail to panels only

1. Limited power output and product performance subject to warranty terms and conditions
2. All ratings at STC, unless specified otherwise. Specifications are subject to change
3. Measurement uncertainty applies
4. Testing Certifications (Voltage peaking)
5. 20 to 1000 Hz, 20dB Class II (UL 1703 1500V listed)
6. Leadwire length from junction box will be commensurate with surface
7. Higher load ratings can be met with additional support, subject to testing

**Disclaimer:** The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.  
 The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with a \* are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

[firstsolar.com](http://firstsolar.com) | [info@firstsolar.com](mailto:info@firstsolar.com)

5. Datasheet módulo fotovoltaico HIT



## Electrical and Mechanical Characteristics

### N330/N325

---

**Electrical data (at STC)**

	N330	N325
Max. power (P <sub>max</sub> ) [W]	330	325
Max. power voltage (V <sub>mp</sub> ) [V]	58.0	57.6
Max. power current (I <sub>mp</sub> ) [A]	5.70	5.65
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) [V]	69.7	69.6
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) [A]	6.07	6.03
Max. overcurrent rating [A]	15	15
Power tolerance [%] *	+10/-0	+10/-0
Max. system voltage [V]	1000	1000
Solar panel efficiency [%]	19.7	19.4

Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5, irradiance = 1000W/m<sup>2</sup>, cell temp. 25°C  
\* Maximum power at 0 temp.

**Temperature characteristics**

Temperature (NOCT) [°C]	44.0	44.0
Temp. coefficient of P <sub>max</sub> [%/°C]	-0.258	-0.258
Temp. coefficient of V <sub>oc</sub> [mV/°C]	-0.164	-0.164
Temp. coefficient of I <sub>sc</sub> [mA/°C]	2.34	2.32

**At NOCT (Normal Operating Conditions)**

Max. power (P <sub>max</sub> ) [W]	251.9	249.2
Max. power voltage (V <sub>mp</sub> ) [V]	56.2	56.1
Max. power current (I <sub>mp</sub> ) [A]	4.54	4.52
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) [V]	65.8	65.9
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) [A]	4.89	4.86

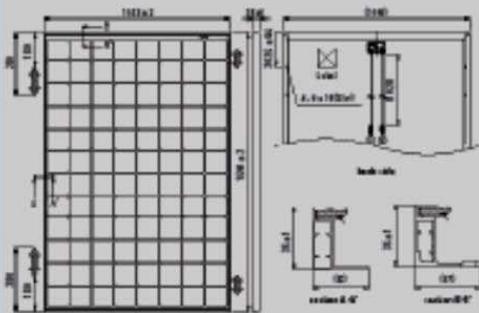
Note: Normal Operating Cell Temp.: Air mass 1.5, irradiance = 800W/m<sup>2</sup>  
At temperature 35°C, wind speed 1 m/s

**At low irradiance (20%)**

Max. power (P <sub>max</sub> ) [W]	62.5	62.2
Max. power voltage (V <sub>mp</sub> ) [V]	57.0	56.4
Max. power current (I <sub>mp</sub> ) [A]	1.12	1.11
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) [V]	65.6	65.2
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) [A]	1.22	1.21

Note: Low irradiance: Air mass 1.5, irradiance = 200W/m<sup>2</sup>, cell temp = 25°C

**Dimensions and weight**



**weight:**  
 weight/m<sup>2</sup>: 18.8kg  
 weight: 15.3 kg/m<sup>2</sup>  
 weight: 15.3 kg/m<sup>2</sup>  
 weight: 15.3 kg/m<sup>2</sup>

**Guarantee**

Power output: 10 years (90% of P<sub>in</sub>)  
 25 years (80% of P<sub>in</sub>)

Product workmanship: 25 years (registration necessary on [www.eu-solarpanels.com](http://www.eu-solarpanels.com), otherwise 15 years apply based on guarantee document)

**Materials**

Cell material: 5 inch photovoltaic cells  
 Glass material: AR coated tempered glass  
 Frame material: Black anodized aluminium  
 Connectors type: SMK

**Certificates**



CLASS 0100  
 By TÜV Rheinland  
 UR# 0487  
 UR# 0156  
 UR# 0177

IEC61215  
 IEC61730-1  
 IEC61730-2

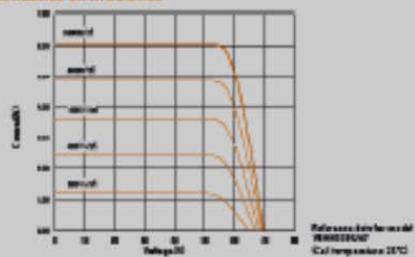
RoHS  
 CE

Please consult your local dealer for more information



SunFields Europe  
[info@sfo-solar.com](mailto:info@sfo-solar.com)  
[www.sfo-solar.com](http://www.sfo-solar.com)

**Dependence on irradiance**



Reference data for model N330/N325  
Cell temperature 25°C

**CAUTION!** Please read the installation manual carefully before using the products.  
 Used electrical and electronic products must not be mixed with general household waste. For proper treatment, recovery and recycling of old products, please take them to applicable collection points in accordance with your national legislation.

**Panasonic Eco Solutions Europe**  
**Panasonic Electric Works Europe AG**

Robert Koch Straße 102  
 81129 Dinkelsb., Germany  
 Tel: +49 93 4530-1000  
 Fax: +49 93 4530-2111  
[info-eh@panasonic.com](mailto:info-eh@panasonic.com)



© Rights Reserved © 2015 COPPEHT Panasonic Electric Works Europe AG  
 Specifications are subject to change without notice.  
 06787