



**industriales**  
etsii

**Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería  
Industrial**

# **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA**

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial**

## **DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN ASTILLERO NAVANTIA CARTAGENA**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Autor:** Juan Antonio Sánchez Ortega  
**Director:** Francisco Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, Julio de 2020



**Universidad  
Politécnica  
de Cartagena**



## ÍNDICE GENERAL:

0.	GLOSARIO .....	4
1.	OBJETO DEL PROYECTO .....	5
1.1.	RESUMEN DEL PROYECTO .....	5
2.	EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN .....	6
3.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	7
3.1.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN PV .....	7
3.2.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE PUESTOS DE RECARGA VE .....	9
4.	POTENCIA TOTAL ESTIMADA PARA LA INSTALACIÓN .....	10
5.	ANÁLISIS INSTALACIÓN DE PUESTOS DE RECARGA V.E .....	14
5.1.	INTRODUCCIÓN A CARGADORES DE V.E .....	14
5.2.	ALTERNATIVAS A ESTUDIO .....	25
5.3.	ELECCIÓN DE CARGADOR: .....	32
6.	ILUMINACIÓN .....	33
6.1.	ILUMINACIÓN EXTERIOR: .....	33
6.2.	COMPARATIVA TÉCNICA Y ECONÓMICA: .....	33
6.3.	DISEÑO Y SIMULACIÓN CON DIALUX: .....	35
6.4.	ELECCIÓN DE LUMINARIA .....	41
7.	ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN PV: .....	43
7.1.	ESQUEMA SIMPLIFICADO .....	44
7.2.	IRRADIACIÓN .....	44
7.3.	ÁNGULOS / ACIMUT .....	45
7.4.	CONFIGURACIONES .....	48
7.5.	CÁLCULO DE RESISTENCIA ESTRUCTURAL .....	84
7.6.	COMPARATIVA .....	91
8.	ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN DE ACUMULADORES .....	93
9.	INSTALACIÓN CONJUNTA .....	95
9.1.	CARGADORES: .....	95
8.1.	INSTALACIÓN PV ALWITRA .....	96
8.2.	ENLACES: CT-CARGADORES-BATERÍAS-INVERSORES-PV: .....	100
9.	CÁLCULOS .....	102
9.1.	SOFTWARE Y CRITERIOS UTILIZADOS .....	102
9.2.	CABLEADO A LA SALIDA DE LA INSTALACIÓN PV .....	103
9.3.	CABLEADO A LOS PUESTOS DE RECARGA V.E .....	108
9.4.	CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES .....	110
10.	PUESTA A TIERRA .....	114
11.	PLANOS .....	117
11.1.	PLANO DE DISTRIBUCIÓN EN PLANTA .....	117
11.2.	ESQUEMA ELÉCTRICO GENERAL DE LA INSTALACIÓN .....	117
12.	CONCLUSIONES .....	118
13.	BIBLIOGRAFÍA .....	119
14.	ANEXOS .....	120
14.1.	CÁLCULOS .....	120



# SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»

14.1.1.	SIMULACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO (PVSYST).....	120
14.1.2.	SECCIONES DE CONDUCTORES, C.D.T Y PROTECCIONES (DMELECT) .....	120
14.1.3.	MEDICIÓN DEL PROYECTO (DMELECT) .....	120
14.1.4.	RESISTENCIA ESTRUCTURAL (ANSYS) .....	120
<b>14.2.</b>	<b>CARGADORES</b> .....	<b>120</b>
14.2.1.	CARGADOR EVBOX TRONIQ (MANUAL DE INSTALACIÓN) .....	120
<b>14.3.</b>	<b>PLACAS SOLARES</b> .....	<b>120</b>
14.3.1.	ALWITRA_EVALON_SOLAR_CSI_2019_01 .....	120
14.3.2.	ALWITRA_LAMINA_BROCHURE_EVALON-SOLAR_EN .....	120
<b>14.4.</b>	<b>INVERSORES</b> .....	<b>120</b>
<b>14.5.</b>	<b>BATERÍAS</b> .....	<b>120</b>
<b>14.6.</b>	<b>CABLES</b> .....	<b>120</b>
<b>14.7.</b>	<b>PROTECCIONES</b> .....	<b>120</b>



## 0. GLOSARIO

### A

Ah	
Amperio Hora	86

### C

CE	
Conformidad Europea	92

### D

DC	
Direct Current o CC	11

### I

ITC	
Instrucción Técnica Complementaria	20

### N

N.A.S	
Nave Armamento Submarinos	6

### P

p.a.t	
puesta a tierra	104
P.V	
Placas Fotovoltáicas	5

### V

V.E	
Vehículo Eléctrico	5

### W

Wp	
Watt peak	89



## **1. OBJETO DEL PROYECTO**

El objetivo de este proyecto es el diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica necesaria para dar suministro eléctrico a los puestos de recarga de la flota inicial de vehículos eléctricos previstos a incorporar en las instalaciones de Navantia Cartagena. Además, se definirá la instalación de los puestos de recarga, un conjunto de baterías que asegure la autonomía del sistema y la iluminación que garantice la seguridad de las maniobras y operaciones precisas al inicio y terminación de las recargas.

### **1.1. Resumen del proyecto**

Los puestos de recarga para los seis V.E inicialmente previstos a incorporar en la flota de producción irán conectados a un punto común entre la red de distribución y la instalación P.V de modo que la energía generada en las horas pico de producción solar, se destina a los puestos de recarga o en su defecto a los acumuladores. Por el contrario, en horas valle de producción solar, y de ser necesario cargar algún vehículo, se apoyaría en el sistema de baterías.

Se contempla la posibilidad de poder realizar cargas ultra rápidas acudiendo directamente a la red de distribución en caso necesario por falta de producción solar o alta demanda de productiva de empresa y no disponer de tiempo para realizar una carga estándar.

En cuanto al tipo de instalación P.V, se hará una descripción general de los requisitos, para posteriormente estudiar la superficie útil y el método de instalación dependiendo del tipo de panel solar y el número de paneles necesarios. Se describirán los distintos tipos de estructuras de soportado y se comprobará la resistencia de la nave a esta instalación.



## 2. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación se ubicará sobre cubierta curva de las instalaciones destinadas a la construcción de los submarinos S80P para la armada española, denominadas (N.A.S).

### Situación Geográfica:

- Latitud: 37.59°
- Longitud: -0.9962°
- Altitud: 18m

Se utiliza el software de análisis y simulación de instalaciones fotovoltaicas PVSYS desarrollado por la Universidad de Ginebra y de libre disposición en su página web.

Primer paso, localizar el emplazamiento en los parámetros geográficos del programa.

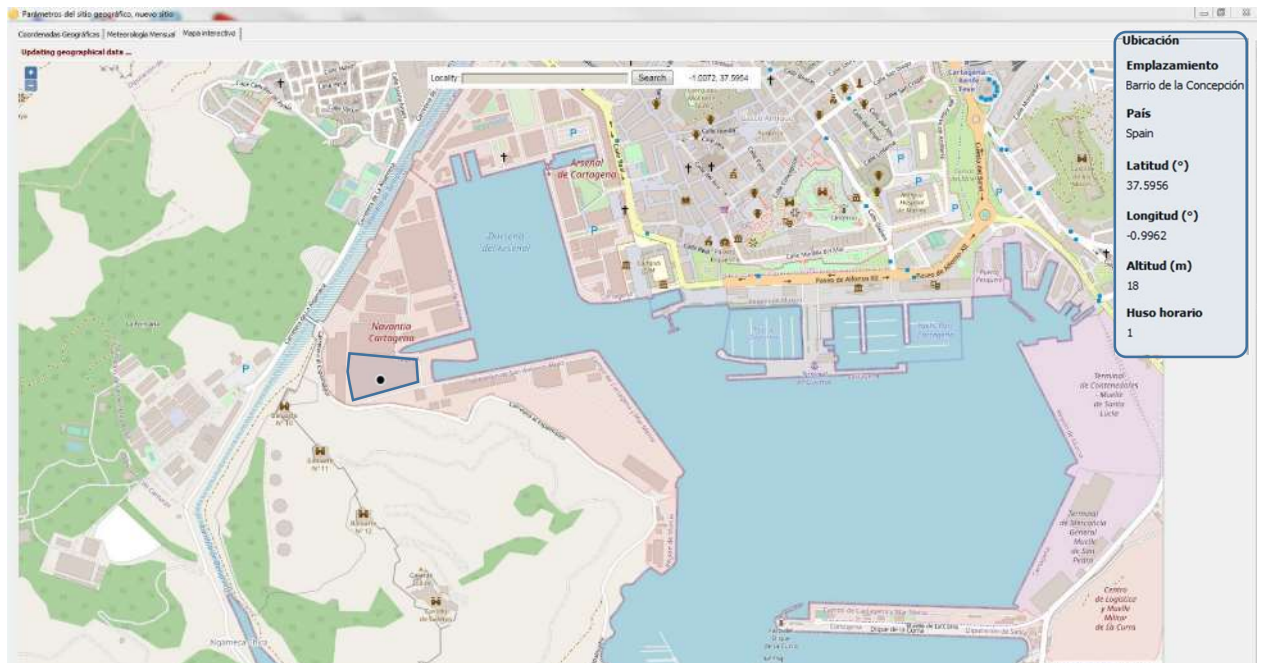


Ilustración 1-Situación Geográfica Instalación PVSYS

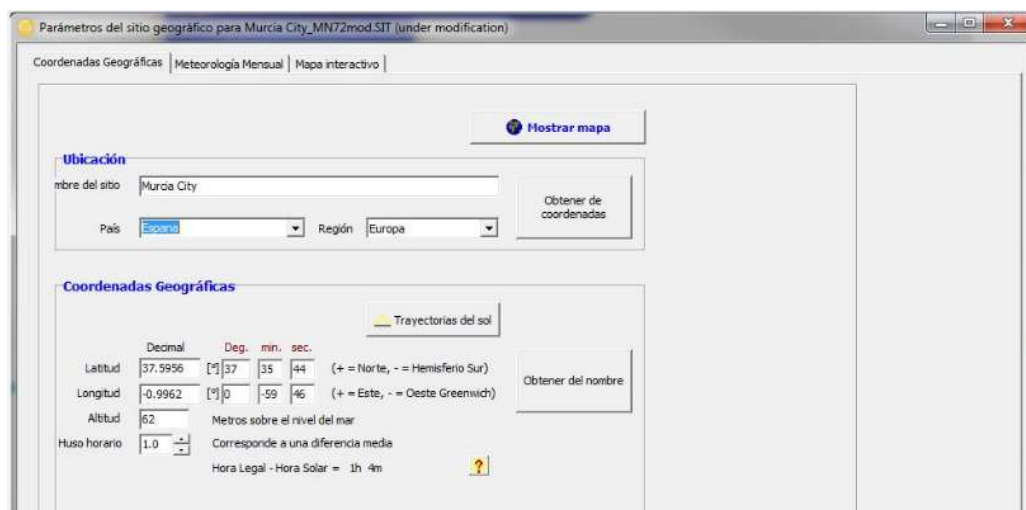


Ilustración 2-Parámetros del sitio geográfico PVSYS



Se fija la meteorología de la zona.

	Irradiación global horizontal kWh/m <sup>2</sup> .mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m <sup>2</sup> .mes	Temperatura °C	Velocidad del Viento m/s	Linke Turbidity [-]	Relative Humidity %
Enero	78.2	27.8	10.9	2.00	2.600	68.5
Febrero	95.2	37.7	11.9	1.90	2.800	66.1
Marzo	143.5	50.7	14.8	2.40	2.900	60.8
Abril	177.4	63.2	16.7	2.40	3.300	59.8
Mayo	206.6	74.7	20.6	2.40	3.500	57.8
Junio	222.4	73.9	24.9	2.60	3.700	54.8
Julio	230.6	71.6	27.5	2.60	3.900	57.2
Agosto	199.2	73.8	27.4	2.50	3.800	58.3
Septiembre	151.3	55.9	23.3	2.00	3.500	67.5
Octubre	112.2	49.5	19.8	1.80	3.100	68.7
Noviembre	80.2	30.6	13.9	1.70	2.700	67.7
Diciembre	62.7	25.6	10.9	1.80	2.600	65.7
<b>Año</b>	<b>1759.5</b>	<b>635.0</b>	<b>18.6</b>	<b>2.2</b>	<b>3.200</b>	<b>62.7</b>

Ilustración 3-Meteorología del sitio geográfico

## 3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

### 3.1. Descripción de la instalación PV

Se debe tener en cuenta la actual normativa legislada en el REAL DECRETO 244/2019, la cual regula las condiciones técnicas, administrativas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica en España.

En el nuevo decreto se definen los dos tipos de conexión a la red en instalaciones de energía de potencia superior a 100 kW:

- Compensación excedentes
- Compensación no simplificada.

Debido al volumen de excedentes que se van a generar en esta instalación, será conveniente realizar los trámites de acceso a conexión del tipo *Vertido sin compensación de consumo simplificada*. O también denominada *Autoconsumo con venta de energía a red*. La empresa podrá negociar con la eléctrica el precio de venta del excedente de energía si se decidiese inyectar a la red de distribución que estará en un rango entre 4 y 6 céntimos el kW



# SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»



Ilustración 4- Plano de disposición del Astillero.

La nave de instalaciones está diferenciada en tres zonas, NAS 1, NAS 2 y NAS 3, siendo ésta última destinada para trabajos de Grandes Carenas.  
La NAS 2 se encuentra exactamente orientada al Sur, siendo la más idónea para la ubicación de los paneles fotovoltaicos.



Ilustración 5-Representación 3D de la N.A.S



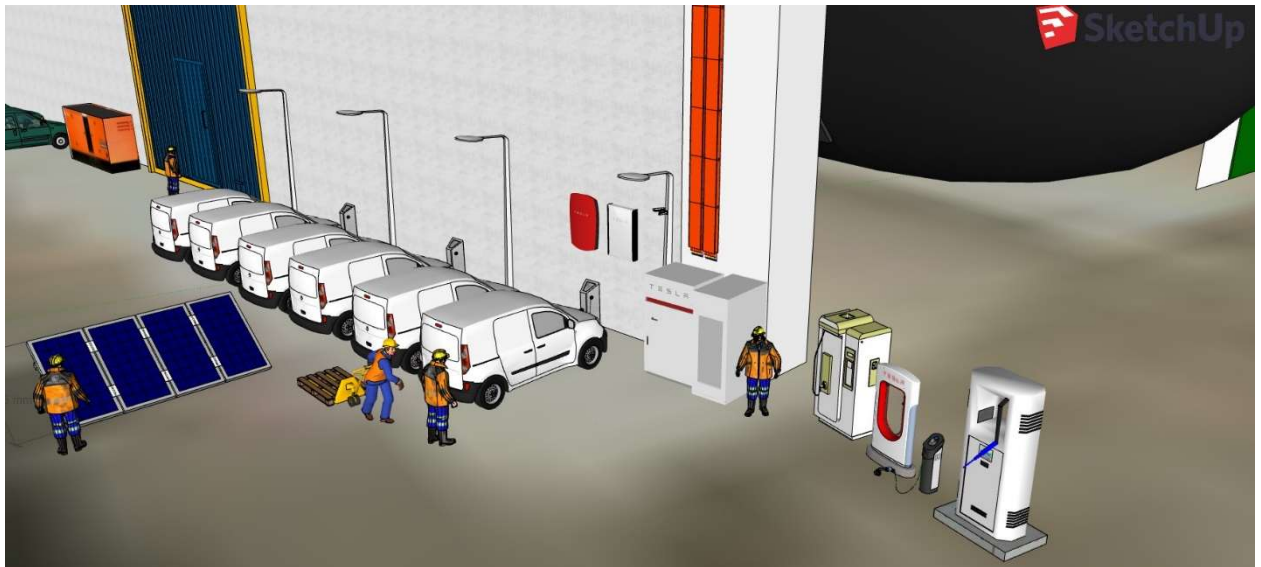


### 3.2. Descripción de la instalación de puestos de recarga VE

La zona destinada para los puestos de recarga se encuentra en la cara Sur de la N.A.S, frente al edificio de mantenimiento, lo que facilitará la tarea de gestión de consumos, que se prevé realizar mediante identificación de usuarios por tarjetas y de manera remota.

Los vehículos están previstos para el uso de personal de producción. Dicho personal está distribuido en los distintos horarios laborales: Mañana, Tarde y Noche. Aunque se prevé una mayor demanda de uso a lo largo de la mañana.

Para el estudio se va a considerar como modelo de V.E la furgoneta “Tepee Electric” de Peugeot, que amablemente ha facilitado toda la información oficial que le ha solicitado.



*Ilustración 6-Representación 3D de la zona destinada a puestos de recarga V.E*



## 4. POTENCIA TOTAL ESTIMADA PARA LA INSTALACIÓN

Se parte de unos motores síncronos reversibles o de reluctancia conmutada de 5ª generación con 49 kW y una batería de tracción Ion-litio 240V con capacidad de 22,5 kWh y autonomía real media de 170 km.

La clasificación de los puntos de recarga de los V.E se puede hacer atendiendo a los siguientes factores:

- Modo en que se conecta el vehículo para su carga
- Velocidad de recarga
- Tipo de conector

TERMINAL DE CARGA			Nuevo ZOE	Nissan LEAF Hyundai Kona EV BMW i3 VW e-Golf	Smart EV
Tipo	Corriente	Potencia entregada	Potencia aceptada por el cargador integrado		
Carga normal: enchufe doméstico	CA monofásica	2,3 kW	2,3 kW	2,3 kW	2,3 kW
Carga normal: enchufe asegurado (tipo Green'Up Legrand®)		3,7 kW	3,7 kW	3,7 kW	3,7 kW
Carga normal: WallBox		7,4 kW	7,4 kW	7,4 kW <sup>(1)</sup>	7,4 kW
Carga acelerada (carreteras y aparcamientos)	CA trifásica	11 kW	11 kW	3,7 kW	11 kW
		22 kW	22 kW	7,4 kW <sup>(1)</sup>	22 kW
Carga rápida en corriente continua (autovía)	DC	50 kW	50 kW	50 kW	No compatible
		100 kW	50 kW	50 kW <sup>(2)</sup>	

Carga inferior a la capacidad del terminal

Ilustración 7-Tipos de carga. RENAULT

La relación de tiempos de carga en función a los distintos modos de recarga se resume en la siguiente tabla:

Tipo de terminal	Tipo de corriente	Potencia entregada	Nivel de batería	Batería Z.E. 40	Batería Z.E. 50
				Capacidad 41 kWh	Capacidad 50 kWh
Carga normal: enchufe doméstico	CA monofásica	2,3 kW	0-100 %	26h45	34h30
Carga normal: enchufe asegurado (tipo Green'Up Legrand®)		3,7 kW	0-100 %	12h40	20h10
Carga normal: WallBox		7,4 kW	0-100 %	7h20	9h25
Carga acelerada (carreteras y aparcamientos)	CA trifásica	11 kW	0-100 %	5h20	6h35
		22 kW	0-100 %	2h55	3h40
Carga rápida en corriente continua (autovía)	DC	50 kW	0-80 %	50 min	65 min

Ilustración 8-Tiempos de carga. RENAULT



Los modos de carga dependen del nivel de comunicación entre la infraestructura de recarga y el vehículo eléctrico.

Conforme aumenta la numeración, los modos corresponden a infraestructuras con un nivel de protocolos de comunicación más elevados. No todos los cargadores disponen del modo de carga en DC o modo 4.

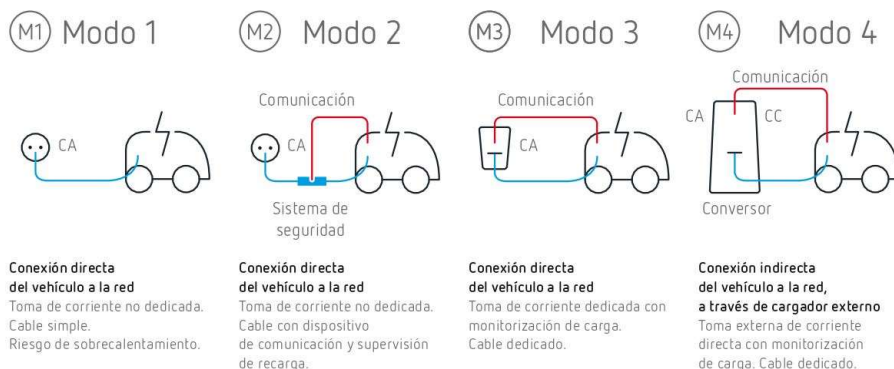


Ilustración 9-Modos de carga. CIRCUTOR

La carga rápida está especialmente orientada a estaciones de servicio o electrolinerías. Requieren de una instalación compleja, puesto que necesita de una corriente continua de hasta 900 V y 400 A, pero permiten recargar el 80% de autonomía en un intervalo de 5 a 30 minutos.

El número de kilómetros recuperados con una carga de 30 a 60 minutos, según la potencia proporcionada por el terminal de carga estaría reflejado de manera aproximada en la siguiente imagen.

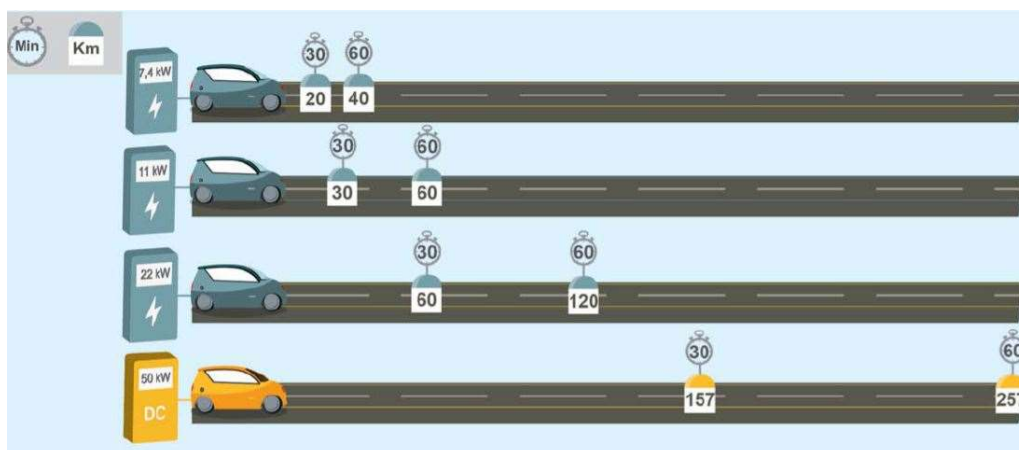


Ilustración 10-Kilómetros recuperados. RENAULT

Para este proyecto, se estima el uso de los vehículos en 60 km en horario de mañana, de 40 km en horario de tarde y de 20 km en el de noche. Un total de **140 km al día**. Casi la totalidad de autonomía de los V.E. (170 km).

Se dimensiona la instalación suponiendo el peor escenario posible, es decir, en horario de mañana con todos los vehículos descargados y que fuese necesario disponer de ellos por el personal de producción.



De ser así, se precisará disponer de todos los cargadores de corriente continua a 50 kW y mantenerlos cargando al menos durante 30 minutos para cumplir con la autonomía necesaria para terminar la jornada laboral.

$$140km < 157km$$

También podría limitarse la carga en AC a 22 kW y en 30 minutos cargar para pasar el resto de turno de mañana y en horario de comida hacer otra recarga de 60 minutos.

Hay que tener en cuenta que las baterías tienen un problema con la carga rápida, a partir del 80% de su capacidad. Del 80% al 100% de la capacidad puede llevar más tiempo la carga que desde que está vacía hasta al 80%.

El tiempo de recarga queda en función de la capacidad disponga la batería en (kWh), la potencia nominal del puesto de recarga en (kW) y de la potencia máxima a la que el propio vehículo puede ser cargado.

Si la potencia del puesto de recarga y la que el vehículo admite son diferentes, predominará el menor de los dos.

Según la siguiente expresión, se puede estimar el tiempo de carga de un V.E estándar del 0% al 100%

$$t = \frac{22,5 kWh}{50 kW} * 0.9 = 0.405 h$$

O lo que es lo mismo, 25 minutos.

La tecnología actual en cuanto a puestos de recarga limita en cierta medida la disposición de cargas rápidas DC a 50 kW o superiores. Puesto que muchas de las marcas comercializadoras no disponen en sus catálogos de esta opción. Más adelante se abordará en profundidad este tema.

Se supone por tanto una potencia máxima prevista de:

$$P_{d R.V.E} = 50 kW * 6 V.E = 300 kW$$

Siendo  $P_{d R.V.E}$ , la potencia demandada por los seis puestos de recarga de los V.E.

A este dato se le añadirá la potencia consumida por la instalación lumínica de obligado cumplimiento en los puestos de recarga V.E. Este tema se desarrolla en el capítulo 7 de este documento.

En una primera estimación y considerando exclusivamente la potencia de los cargadores. Calculamos el número de paneles mínimo que se precisa instalar.

Según la zona de emplazamiento se dispone de una irradiación u hora solar pico HSP y un rendimiento global de la instalación o PR.

$$\left\{ \begin{array}{l} HSP = 4 \frac{kW}{m^2} / día \\ PR = \eta_{inv} \times \eta_{bat} \times \eta_{cabl} \times \eta_{reg} \times \eta_{otros} = 0,815 \\ 0.96 \times 0.95 \times 0.98 \times 0.96 \times .095 \end{array} \right\}$$

$\eta_{otros}$  = Rendimiento por sombras, suciedad, temperatura.



Dispondremos de una potencia mínima de la instalación PV para la demanda diaria de:

$$P_{min} = \frac{P_{d\ R.V.E}}{HSP \times PR} = \frac{300E^3}{4 \times 0,815} \cong 92\ kWp$$

Suponiendo una potencia del panel solar de 300 Wp.

$$N_{paneles} = \frac{P_{min}}{P_{panel}} = \frac{92E^3}{300} \cong 307\ panles$$

En el capítulo siguiente se estudian las distintas configuraciones de puestos de recarga posibles para canalizar esa potencia hacia las baterías de los V.E.



## 5. ANÁLISIS INSTALACIÓN DE PUESTOS DE RECARGA V.E

### 5.1. Introducción a cargadores de V.E

En este apartado se van a describir los distintos modos de conexión entre los puestos de recarga y el V.E además de los tipos de conectores y cargadores.

Después, presentaremos algunas de las marcas y modelos presentes en el mercado actual y configuraremos varias combinaciones para terminar haciendo una valoración técnica y económica.

#### 5.1.1. Modo en que se conecta el vehículo para su carga

Los distintos modos de carga de los V.E, dependen del nivel de comunicación que mantiene el punto de recarga con el V.E. Dicho de otra manera, los modos con mayor numeración 1,2,3 y 4, se asignan a infraestructuras de protocolos más técnicamente desarrollados.

Los distintos modos de carga son:

##### 5.1.1.1. Modo 1:

El primer modo de recarga engloba todo aquél que se efectúa en un enchufe de tipo doméstico o también denominado SCHUKO. Es el más sencillo de todos. Suelen cargarse con este método los vehículos que requieren de menor energía para su funcionamiento. Por ejemplo: pequeñas motos equiparables a 125 cm<sup>3</sup>, bicicletas eléctricas o patinetes, etc... La toma de corriente en este modo no incluye ningún tipo de seguridad.

- Corriente máxima: 16 A por fase

$$P_{monofásica} = 230 \times 16 \sim 3.7 \text{ kW}$$
$$P_{trifásica} = \sqrt{3} \times 16 \times 400 \sim 11 \text{ kW}$$

#### MODO 1



· CARGA LENTA (6 - 8 HORAS) ·  
Ilustración 11-Modo carga 1



### 5.1.1.2. *Modo 2:*

Este modo se suele denominar como “carga lenta”. Suele instalarse en los garajes particulares. La recarga es monofásica a 230V. El V.E se conecta a punto de recarga por medio de un conector con su seguridad integrada y el otro extremo por medio de un enchufe Schuko. La caja de conexión está dotada de los sistemas de protección necesarios.

- Corriente máxima: 32 A por fase

$$P_{monofásica} = 230 \times 32 \sim 7.4 \text{ kW}$$
$$P_{trifásica} = \sqrt{3} \times 32 \times 400 \sim 22 \text{ kW}$$

- Conectores tipo 2 (Mennekes) o SAE J1772





### 5.1.1.3. *Modo 3:*

Para este modo de carga se necesita un dispositivo específico para la recarga de V.E (WALLBOX). Este modo de carga es obligatorio en puntos de recarga públicos y normalmente complementa al Modo 4. Es interesante para su uso doméstico si se dispone de un híbrido enchufable de alta autonomía o un coche 100% eléctrico. La recarga puede ser monofásica y trifásica. En este modo de recarga se precisa un conector Tipo 1 (SAE J1772) o también Tipo 2 (IEC 62196-2) según de las especificaciones técnicas del V.E.

- Corriente máxima: 64 A por fase

$$P_{monofásica} = 230 \times 64 \sim 14.8 \text{ kW}$$

$$P_{trifásica} = \sqrt{3} \times 64 \times 400 \sim 44 \text{ kW}$$

- Conectores tipo 1 o tipo 2.



Ilustración 13-Modo carga 3





#### 5.1.1.4. *Modo 4:*

El modelo de conector más extendido en este modo de recarga es el denominado CHAdeMO, Se dispondrá por tanto en el extremo del V.E un conector de Tipo 1 (SAE J1772 o Yazaki) o de Tipo 2 (IEC, Mennekes) y, por otro lado también un conector CHAdeMo o CCS, según sea el V.E. Se pueden hacer dos distinciones dentro de este modo de recarga:

- Recarga super rápida.
- Recarga ultra rápida.
- 

La recarga ultra rápida se desaconseja realizarla de manera habitual ya que puede dañar la batería a lo largo de su vida útil. La recarga se realiza en CC, a diferencia del resto de modos.

- La corriente máxima puede llegar a 400 A/fase y la potencia máxima hasta 240 kW.
- Conectores CHAdeMO y Combo 2



*Ilustración 14-Modo carga 4*



### 5.1.2. Descripción de tipos de enlaces entre los puestos de recarga y el V.E

A la hora de analizar los distintos tipos de enlaces entre los puestos de recarga y el V.E, existen varias normativas, entre las que destacan la norma UNE-EN 61815-1 y la ITC-BT-52 del REBT.

La conexión entre la estación de recarga y el V.E se podrá realizar según los casos A, B, C y D (el cable incorpora el cargador) que se describen en las siguientes ilustraciones 23 a 26.

#### 5.1.2.1. Caso A:

Enlace del V.E al punto de recarga por medio de un cable con su extremo acabado en un conector de tipo doméstico. En este caso, el cable se encuentra integrado físicamente al V.E.

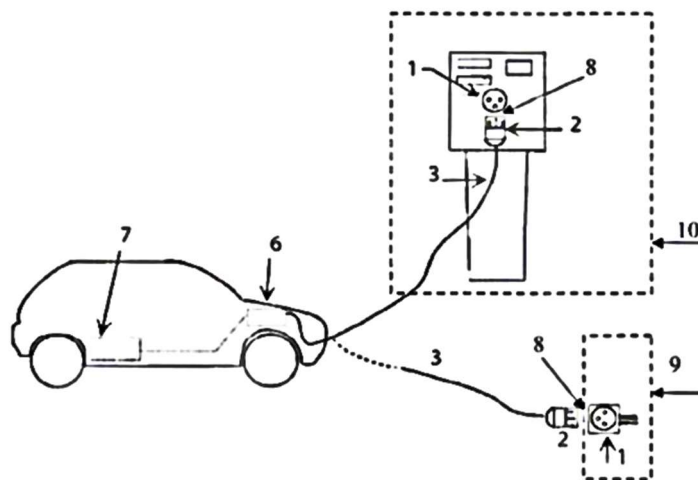
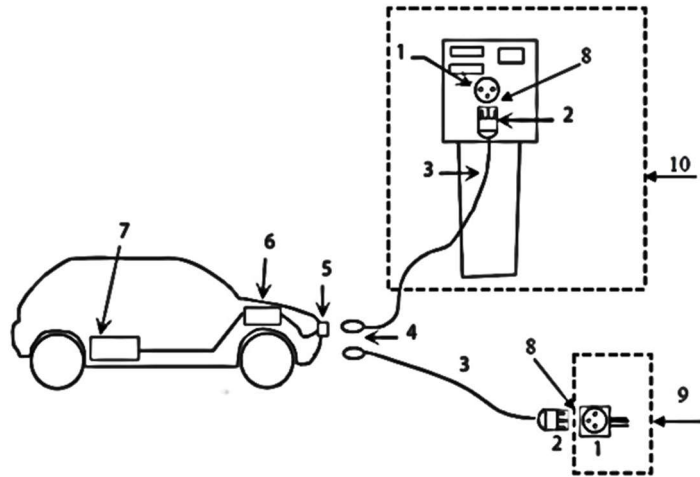


Ilustración 15-Conexión Caso A. RBT-ITC52



**5.1.2.2. Caso B:**

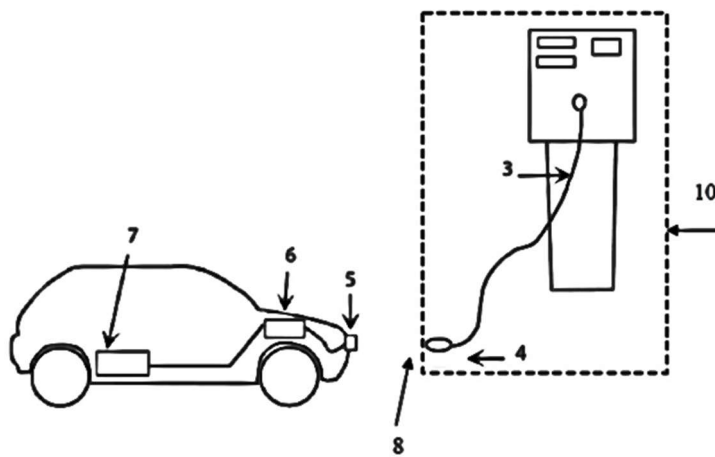
Enlace del V.E al punto de recarga por medio de un cable acabado en uno de sus extremos en un conector Schuko y en el opuesto en conector específico. En este caso, el cable viene integrado lógicamente en el V.E.



*Ilustración 16-Conexión Caso B. RBT-ITC52*

**5.1.2.3. Caso C:**

Enlace del V.E al punto de recarga por medio de un cable acabado en conector. Dicho cable está integrado físicamente en la instalación fija.

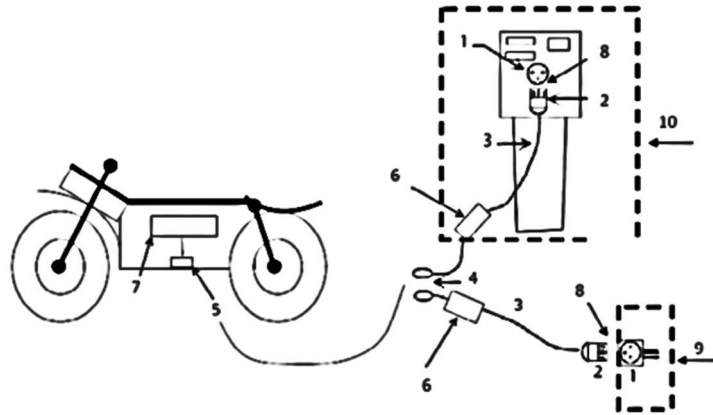


*Ilustración 17-Conexión Caso C. RBT-ITC52*



5.1.2.4. **Caso D:**

Enlace de un V.E ligero a la instalación de recarga mediante un cable acabado en un conector. El cable incorpora el cargador.



*Ilustración 18. Conexión Caso D. RBT-ITC52*





#### 5.1.4. Tipos de conectores para recarga V.E

En el mercado actual se dispone de siete tipos de conectores distintos. Cada uno se difiere del resto tanto en la forma (plug and socket), como en la potencia que puede soportar. Todo esto los cataloga en los distintos niveles y modos de carga.

##### 5.1.4.1. Conector Schuko (tipo F)

«Es el conector utilizado en todos los hogares europeos.  
Hasta 16 A y 230 V.  
Tipo de carga: Super lenta y lenta.  
Modo de carga: Tipo 1  
Modelos: Patinetes, bicicletas eléctricas y vehículos tipo Renault Twizy.» (Zaragoza, 2019)



##### 5.1.4.2. Conector SAE J1772 (Tipo 1)

«Basado en un estándar norteamericano, adaptado y aceptado por Europa y Japón.  
Hasta 32 A y 230 V (monofásica).  
Tipo de carga: Lenta y semi-rápida.  
Modos de carga: 1, 2 y 3.  
Modelos: Nissan LEAF (primera generación), Tesla Roadster, Chevrolet Volt, Toyota Prius Plug-in, Renault Kangoo Z.E, entre otros.» (Zaragoza, 2019)



##### 5.1.4.3. Conector Mennekes o IEC 62193 (Tipo 2)

«También llamado Camaleón, debido a que admite varios tipos de recarga, ha sido desarrollado por los fabricantes alemanes en colaboración con la empresa Mennekes.  
<70 A (230 V) y <63 A (400V)  
Tipo de carga: Super lenta, lenta y semi-rápida.  
Modos de carga: 2, 3 y 4.  
Modelos: Renault ZOE, marcas alemanas como BMW, VW, Porsche, etc.» (Zaragoza, 2019)





#### 5.1.4.4. **Conector único combinado o CCS: Combo 1 y Combo 2**

«Ha sido desarrollado por fabricantes alemanes y norteamericanos, buscando una solución común para los conectores tipo 1 y 2. La solución Combo 2 consta de 5 pines (2 de CA, 2 de CC y 1 pin de comunicación), mientras que la opción Combo 1 consta de 7 pines (2 pines extra, uno para comunicación y otro sin uso). Permiten hacer recarga del vehículo en modo corriente continua (CC).

Intensidad máxima 200 A<sub>DC</sub> y 850 V<sub>DC</sub>

Tipo de carga: Semi-rápida y rápida.

Modos de carga: 2, 3 y 4.

Modelos: Marca alemanas como BMW, VW, Porsche, etc. » (Zaragoza, 2019)



#### 5.1.4.5. **Conector Scame (Tipo 3)**

«También llamado EV Plug-in. Ha sido desarrollado por el fabricante italiano Scame entre otros.

Hasta 32 A y 400 V en AC

Tensión máxima de 500 V (trifásica) y 250 V<sub>AC</sub> (monofásica).

Tipo de carga: Semi-rápida.

Modos de carga: 3

Modelos: Compañías de pequeños vehículos. » (Zaragoza, 2019)



#### 5.1.4.6. **Conector CHAdeMO**

Definido como el conector destinado a cargas rápidas en CC fabricado por la industria japonesa.

«CHAdeMO es un acrónimo que se desprende de CHArge de MOve, traducido como “carga para moverse”. Este nombre es un juego de palabras de “O cha demo ikaga desuka” en japonés, que se puede traducir como “¿Tomamos un té?”, refiriéndose al tiempo que se tardaría en recargar las baterías de un vehículo eléctrico. CHAdeMO puede recargar un auto en menos de media hora y, la carga ultrarrápida, en menos de 15 minutos, generalmente en 10. Consta de un total de 10 pines, entre potencia y comunicación.» (Platas, 2019)

«Hasta 200 A y 500 V en DC

Tipo de carga: Rápida.

Modos de carga: 4

Modelos: Principalmente compañías japonesas, Nissan (Leaf y eNV200), Mitsubishi, etc. » (Zaragoza, 2019)





A continuación, se incluye una tabla resumen con las características y algunos modelos de vehículos a los que aplican.

Para los vehículos de la instalación que se analiza, habrá que tener en cuenta que los conectores a utilizar son **Tipo 1** en AC y **CHAdEMO** en DC.

Este puede ser un dato importante para la elección o descarte del tipo de cargador. Si bien, muchas marcas permiten adaptar los conectores de sus cargadores a la necesidad del usuario.

Conector	Schuko	Tipo 1 Yazaji SAE J1772	Tipo 2 Mennekes	Tipo 3 Scame EV	Combinado (CCS) IEC		CHAdEMO
					Combo 1	Combo 2	
Imagen							
Corriente	Monofásica	Monofásica CA	Monofásica y trifásica CA	Monofásica y trifásica	CC y CA	CC y CA	CC
Modos de recarga	1 y 2	2 y 3	2 y 3	1, 2 y 3	2, 3 y 4	2, 3 y 4	4
Tipo de recarga	Super lenta Lenta	Lenta (16 A) y Semi- rápida (80A)	Lenta (16 A) y Semi- rápida (63A)	Semi-rápida	Lenta, Semi- rápida y rápida	Lenta, Semi- rápida y rápida	Rápida (125 A)
Modelos	Twizy Patinetes motocicletas...	Nissan Leaf (2010) eNV200 Chervrolet Bolt Eléctrico	Nissan Leaf (2018) Renault ZOE BMW i3 Tesla S (compatible)	Pequeños fabricantes de microcoches	Tesla 3 Volkswagen e-golf		Nissan eNV200 & Leaf 2018 Mitsubishi Outlander

*Ilustración 20-Resumen Conectores*





## 5.2. Alternativas a estudio

Después de hacer un estudio básico de mercado, se seleccionan las siguientes marcas de equipos:

- Ae-electronics
- Circutor
- Ingerev
- EVBox

Se pretende realizar una configuración óptima de cargadores por marca y posteriormente hacer un análisis técnico y económico que permita la toma de decisión.

Se decide no mezclar opciones entre distintas marcas, primero para simplificar la tarea de combinaciones posibles y segundo para que, en caso de realizarse el proyecto, la gestión con los suministradores e instaladores sea lo más ágil y sencilla posible.

Las características técnicas de los vehículos van a condicionar en gran medida la toma de decisión. Se debe tener en cuenta que la máxima potencia de carga que admite la “Tepee” son 40 kW/h.

Se reajusta la potencia necesaria calculada en el capítulo 4.

$$P_{d R.V.E} = 40 \text{ kW} * 6 \text{ V.E} = 240 \text{ kW}$$

A este dato se le añadirá la potencia consumida por la instalación lumínica de obligado cumplimiento en los puestos de recarga V.E. Este tema se desarrolla en el capítulo 6.

$$\left\{ \begin{array}{l} HSP = 4 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \\ P_R = 0.815 \end{array} \right\}$$

$$Pot_{paneles} = \frac{240E^3}{4 \times 0.815} \cong 73.6 \text{ KWp}$$



5.2.1. Ae-electronics

Anaheim (AE) es uno de los mayores fabricantes y vendedores de cargadores EV en China. Dispone de un amplio rango de modelos desde 22 a 120 kW



MARCA	POTENCIA (KW)	IMAGEN	MODELO	PRECIO (UN) < 5
ae-electronics	22		AE-D-30KW-EU	860
ae-electronics	30		AE-D-30KW-EU	6616
ae-electronics	60		AE-D-60KW-EU	14613

Ilustración 21-Cargadores Ae-electronics

Ae-electronics			309	KW									
CCS2	Type 2	CHAdEMO			CCS2	Type 2	CHAdEMO			CCS2	Type 2	CHAdEMO	
60	43	60			60	43	60			60	43	60	
750V 86 A					750V 86 A					750V 86 A			
													
P6		P5			P4		P3			P2		P1	

Ilustración 22-Configuración Ae-electronics. A



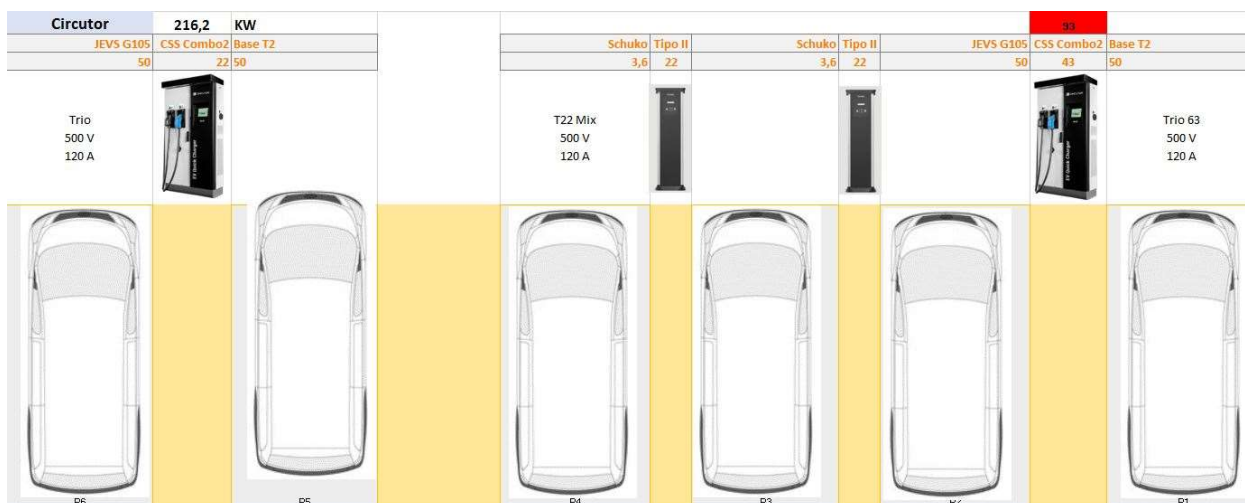


Ilustración 25-Configuración Circutor B

### 5.2.3. Ingerev

MARCA	POTENCIA (KW)	IMAGEN	MODELO	PRECIO (UN) < 5
Ingerev	50		Rapid 50 Dúo Rapid 50 trío	26945,49 28860,92
Ingerev	22		Garage Basic	2008,6
Ingerev	22		Fusión Wall	4015,35

Ilustración 26-Cargadores Ingerev



# SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»





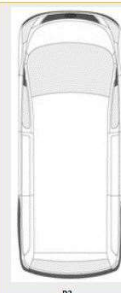


Ingerev			280,5	KW									
CCS Tipo 2	AC Tipo 2	CHAdEMO	50	43,5	50								
Rapid 50 trio 500 V 125 A													
													
P6		P5			P4	P3		P2		P1			

Ilustración 27-Configuración Ingerev A



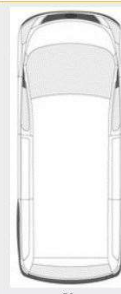
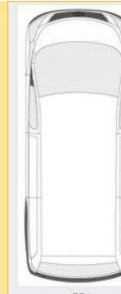
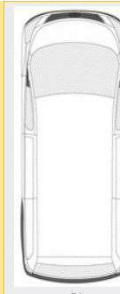

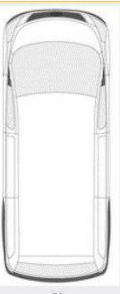
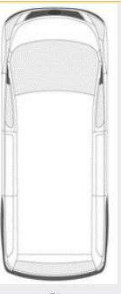
Ingerev			225,5	KW									
Configurable			22	22	Configurable			Configurable			CCS Tipo 2	AC Tipo 2	CHAdEMO
			22	22	22	22	22	22	22	50	43,5	50	
Fusion Street FS3 400 V 64 A					Fusion Street FS3 400 V 64 A	Fusion Street FS3 400 V 64 A		Rapid 50 trio 500 V 125 A					
													
P6		P5			P4	P3		P2		P1			

Ilustración 28-Configuración Ingerev B



5.2.4. EVBOX

MARCA	POTENCIA (KW)	IMAGEN	MODELO	PRECIO (UN) < 5
EVBOX	22		EVBOX BusinessLine	
EVBOX	50		Troniq 50	
EVBOX	100		Troniq 100	
EVBOX	150		Tronic 150	

Ilustración 29-Cargadores EVBOX

EVBOX	308	KW	CCS2	Type 2	JEVS G105 (CHAdEMO)	CCS2	Type 2	CHAdEMO
50	43	50	50	43	50	100	22	100
Tronic 50 500 VDC 125A			Tronic 50 500 VDC 125A			Tronic 100 500 VDC 200 A		
								
P6		P5	P4	P3	P2	P1		

Ilustración 30-Configuración EVBOX A



# SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»





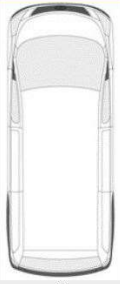


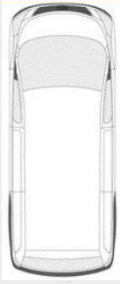
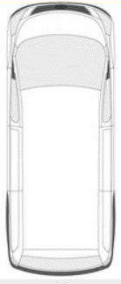
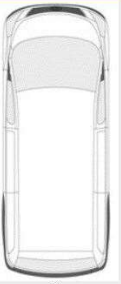
EVOX			310			KW			Tipo 2		Tipo 2		CCS2		Tipo 2		JEVS G105 (CHAdeMO)		
CCS2	Type 2	CHAdeMO					Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	CCS2	Type 2	JEVS G105 (CHAdeMO)						
100	22	100					22	22	22	22	50	43	50						
Tronic 100 500 VDC 200 A						EVBox BusinessLine 400 V 32 A				EVBox BusinessLine 400 V 32 A				Tronic 50 500 VDC 125A					
																			
P6			P5			P4		P3		P2		P1							

Ilustración 31-Configuración EVBOX B

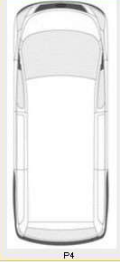
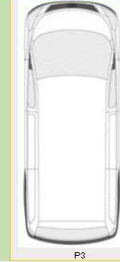

EVOX			279			KW			CCS2		Tipo 2		JEVS G105 (CHAdeMO)		CCS2		Tipo 2		JEVS G105 (CHAdeMO)		
CCS2	Type 2	JEVS G105 (CHAdeMO)					CCS2	Type 2	JEVS G105 (CHAdeMO)	CCS2	Type 2	JEVS G105 (CHAdeMO)	CCS2	Type 2	JEVS G105 (CHAdeMO)	CCS2	Type 2	JEVS G105 (CHAdeMO)	CCS2	Type 2	JEVS G105 (CHAdeMO)
50	43	50					50	43	50	50	43	50	50	43	50	50	43	50	50	43	50
Tronic 50 500 VDC 125A						Tronic 50 500 VDC 125A				Tronic 50 500 VDC 125A											
																					
P6			P5			P4		P3		P2		P1									

Ilustración 32-Configuración EVBOX C



### 5.3. Elección de Cargador:

A la vista de las configuraciones se analizan para cada una de ellas los siguientes factores:

- Potencia mínima necesaria  $P_{\min} = 240$  kW
- Potencia máxima del conjunto.  $P_{\max} \geq 240$  kW
- Coste del conjunto
- $\eta$  o relación [Potencia nominal/Coste]
- Tensión máxima DC
- Corriente máxima DC

A partir de aquí, por el método de factores ponderados, se va a adjudicar un peso específico al resto de variables para que permita tomar una decisión en función de su sumatorio.

Así pues, el reparto queda de la siguiente manera:

- Potencia máxima del conjunto: 30 %
- $\eta$ : 35 %
- Tensión máxima DC: 20 %
- Corriente máxima DC: 15 %

Id	MARCA	CONFIGURACION	POTENCIA		Pot	% Pot	PRECIO (€)	$\eta$	$\eta$ %	$\eta$ %	V max	V max	% Vmax	I max	I max	% I max	e %	e %	$\Sigma$ %
			P min	max (KW)															
1	Ae-electronics	A	69	309	2	0,5	€ 43.839,00	0,7049%	1	0,3	750	3	0,6	258	1	0,15	4	0,4	1,95
10	EVBOX	C	39	279	6	1,5	€ 48.624,00	0,5738%	3	0,9	500	1	0,2	375	4	0,6	1	0,1	3,3
2	Ae-electronics	B	0	240	7	1,75	€ 41.077,00	0,5843%	2	0,6	750	3	0,6	266	2	0,3	5	0,5	3,75
9	EVBOX	B	63	303	4	1	€ 75.008,72	0,4040%	5	1,5	500	1	0,2	389	5	0,75	3	0,3	3,75
7	Ingerev	B	-14,5	225,5	8	2	€ 40.906,97	0,5513%	4	1,2	500	1	0,2	317	3	0,45	3	0,3	4,15
5	Circutor	C	39	279	6	1,5	€ 81.732,00	0,3414%	6	1,8	500	1	0,2	375	4	0,6	1	0,1	4,2
6	Ingerev	A	40,5	280,5	5	1,25	€ 86.582,76	0,3240%	8	2,4	500	1	0,2	375	4	0,6	2	0,2	4,65
8	EVBOX	A	68	308	3	0,75	€ 98.724,00	0,3120%	9	2,7	500	1	0,2	450	6	0,9	1	0,1	4,65
3	Circutor	A	75	315	1	0,25	€ 125.977,00	0,2500%	10	3	920	5	1	440	6	0,9	3	0,3	5,45
4	Circutor	B	-23,8	216,2	9	2,25	€ 64.471,20	0,3353%	7	2,1	500	1	0,2	480	7	1,05	4	0,4	6

Tabla 1.- Selección de Cargador

A la vista de los resultados obtenidos, la opción que mejor se adapta al criterio y por tanto a la instalación corresponde a la **configuración C** de la marca **EVBOX**.

Suponiendo la utilización de todos los puestos de recarga a su máxima potencia durante una hora y considerando la potencia nominal por cargador en **93 kW/día**, queda definida la potencia máxima necesaria diaria:

$$P_{tot\ RVE} = (50 + 43) \frac{\text{kW}}{\text{día}} \times 3 \text{ Cargadores} = 279 \text{ KW/día}$$





## **6. ILUMINACIÓN**

### **6.1. Iluminación exterior:**

En este apartado se trata el sistema de iluminación en la zona prevista para la realización de la recarga de los vehículos y asegurar que en el transcurso de las maniobras y operaciones precisas para el inicio y finalización del proceso de recarga se disponga de un nivel de iluminancia horizontal mínima a nivel del suelo de 20 lux, siendo este caso para puestos de carga exteriores.

### **6.2. Comparativa técnica y económica:**

Para la iluminación de la zona, se van a considerar distintos modelos y fabricantes, pero siempre dentro del ámbito de la tecnología LED. No olvidando el carácter inicial de este proyecto. Sostenibilidad y concienciación con el medio ambiente. Sabemos que la tecnología LED tiene un ciclo de vida tres veces superior a los fluorescentes halogenados y que la pérdida de flujo luminoso es prácticamente constante a lo largo de su vida útil. (40 años).

Tanto la empresa PHILIPS como SIMONElectric, cuentan con varias soluciones que servirán para este estudio.

Se compararán las características técnicas de cada luminaria para posteriormente deducir la opción idónea para esta instalación





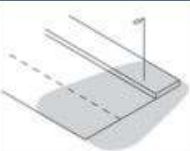

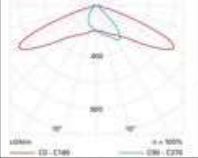


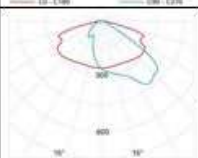
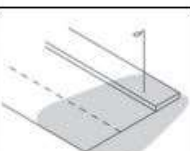
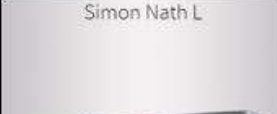

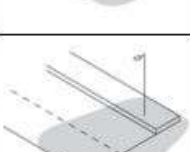

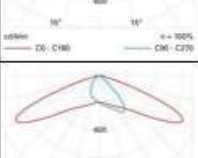
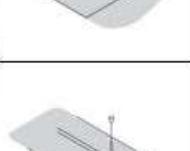

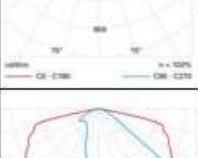
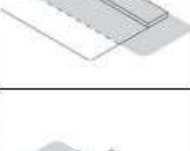

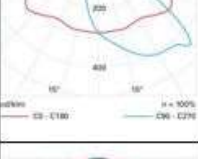
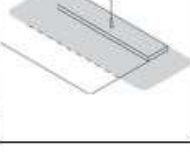

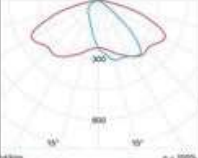


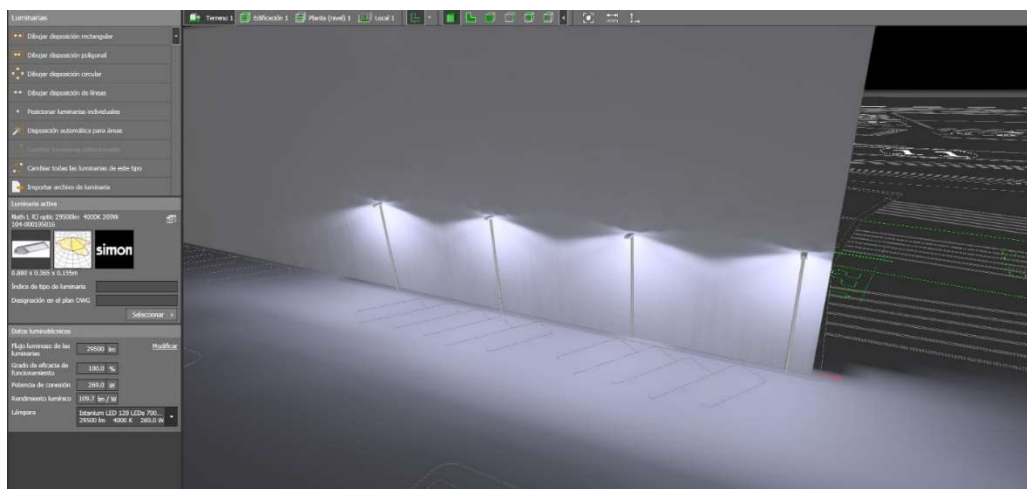
MARCA	POTENCIA (KW)	IMAGEN	MODELO	OPTICA	OPTICA
SIMON	64	Simon Nath S 	Nath S RJ		
SIMON	49	Simon Nath S 	Nath S RE		
SIMON	269	Simon Nath L 	Nath L RJ		
SIMON	63	Simon Nath L 	Nath L RJ		
SIMON	63	Simon Nath L 	Nath L RE		
SIMON	59	Simon Nath M 	Nath M RJ		
SIMON	49	Simon Nath M 	Nath M RE		
PHILIPS	64		Unistreet		
PHILIPS	77		Unistreet		

Ilustración 33- Modelos de Luminarias



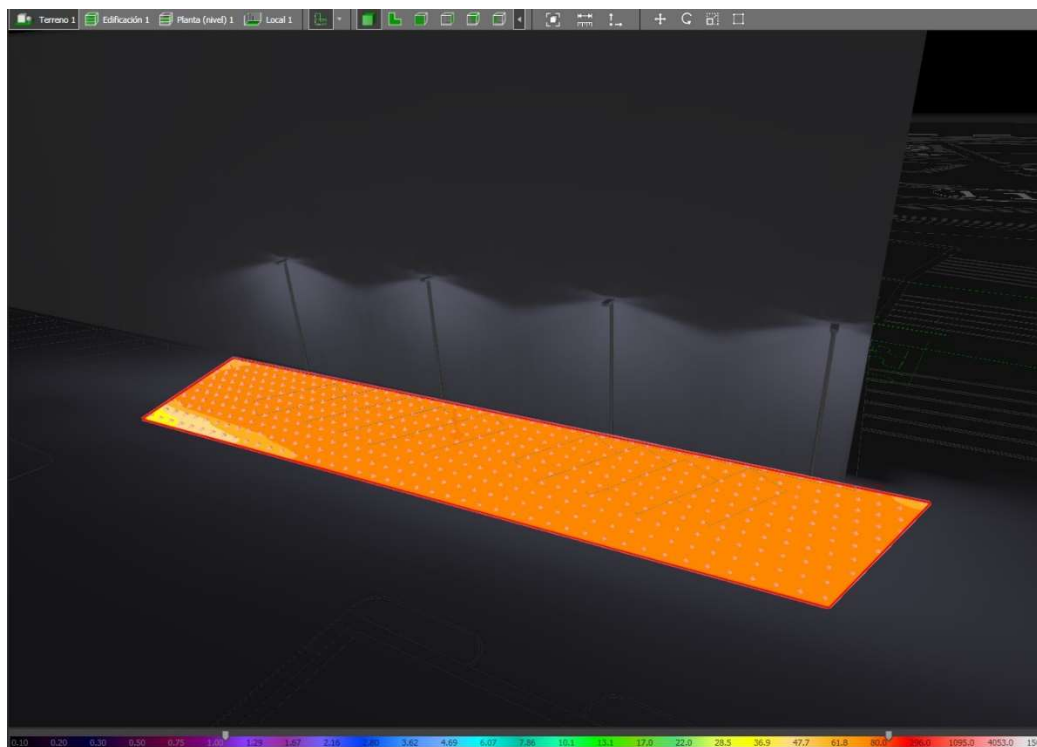
### 6.3. Diseño y simulación con DIALUX:

Para esta tarea, se utiliza el software de análisis lumínico DIALUX, incorporando el modelo de la instalación consistente en cuatro luminarias separadas 12 metros entre sí y a una altura de 5 metros.



*Ilustración 34-Modelo 3D de instalación. Dialux*

A continuación, se determina la superficie de estudio a nivel del suelo.



*Ilustración 35- Zona de estudio lumínico.*

El siguiente paso es incorporar los distintos modelos de luminarias descargados de la base de datos de cada fabricante y simular el programa de cálculo.



### Luminaria activa SIMON Nath L 269W:

- Intensidad lumínica horizontal (media) 129 Lx
- Iluminancia perpendicular (media) 129 Lx

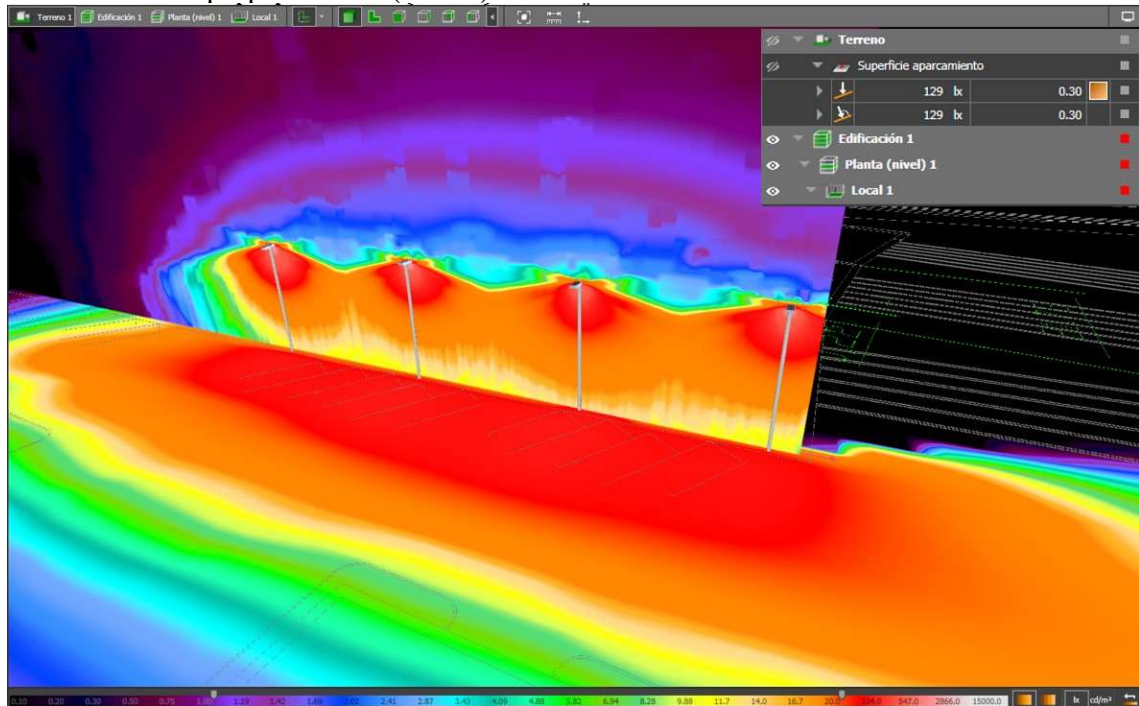


Ilustración 36.-DIALUX- Nath L 269W

### Luminaria activa SIMON Nath L RJ 63W:

- Intensidad lumínica horizontal (media) 57.4 Lx
- Iluminancia perpendicular (media) 57.4 Lx

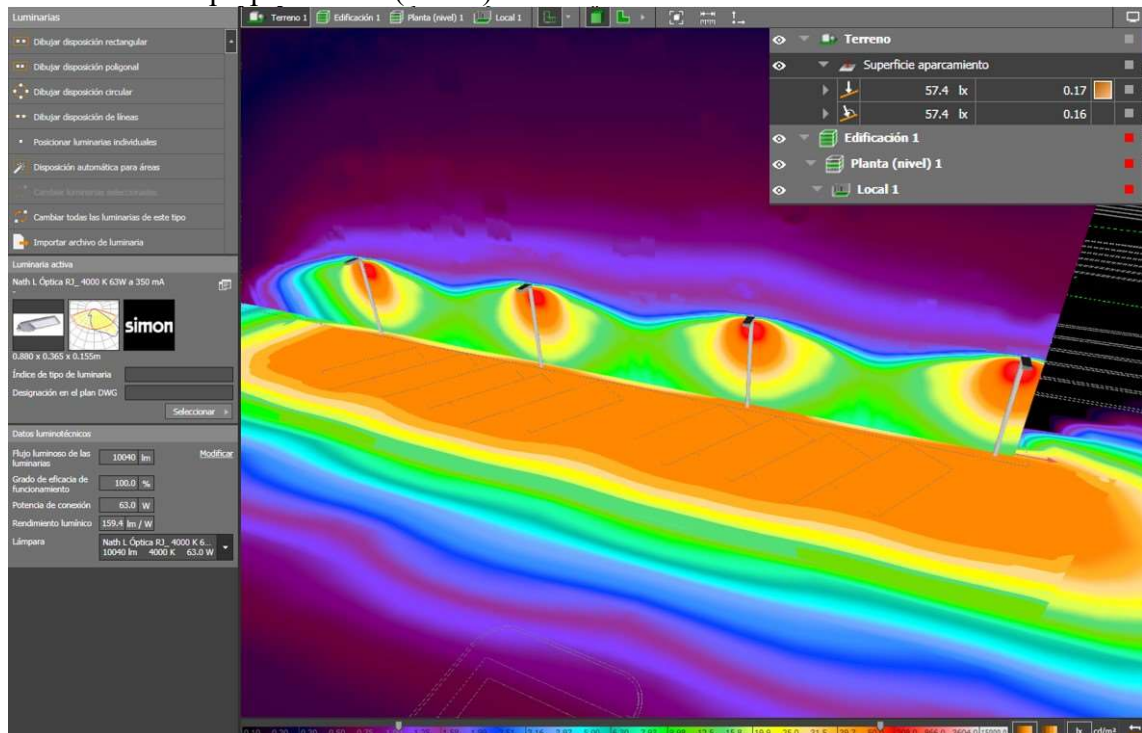


Ilustración 37.- DIALUX- Nath L RJ 63W



### Luminaria activa SIMON Nath L RE 63W:

- Intensidad lumínica horizontal (media) 50.3 Lx
- Iluminancia perpendicular (media) 50.3 Lx

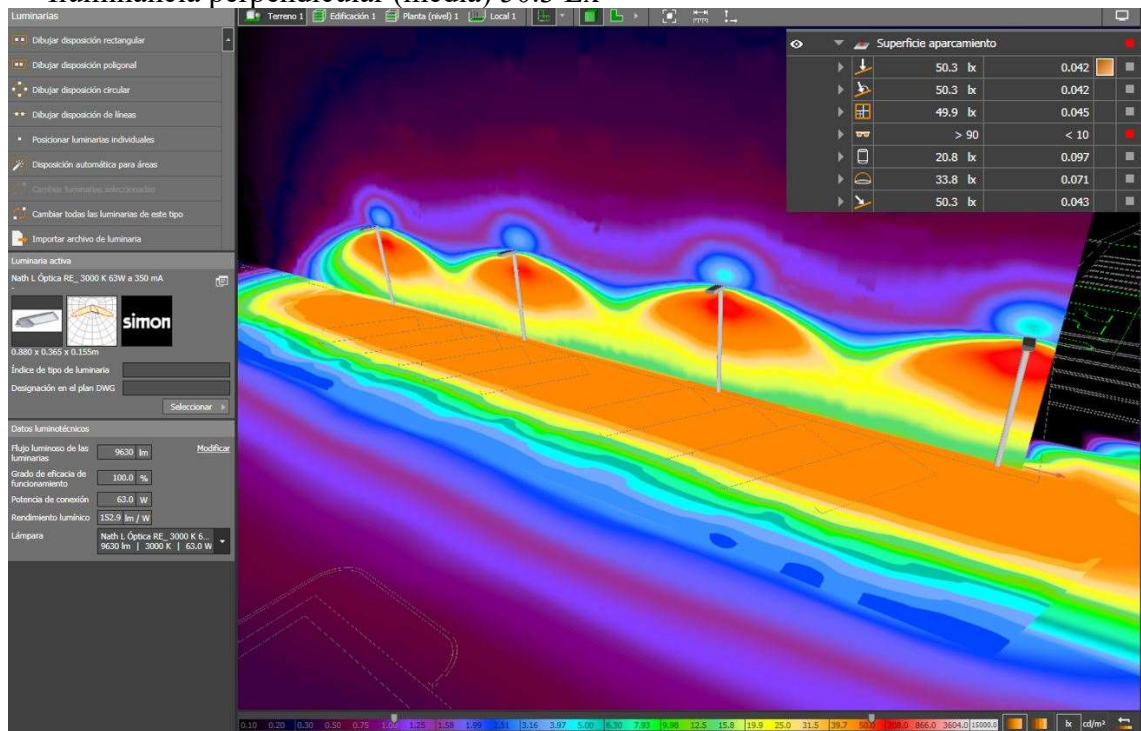


Ilustración 38.-DIALUX- Nath L RE 63W

### Luminaria activa SIMON Nath M RJ 59W:

- Intensidad lumínica horizontal (media) 50.2 Lx
- Iluminancia perpendicular (media) 50.2 Lx

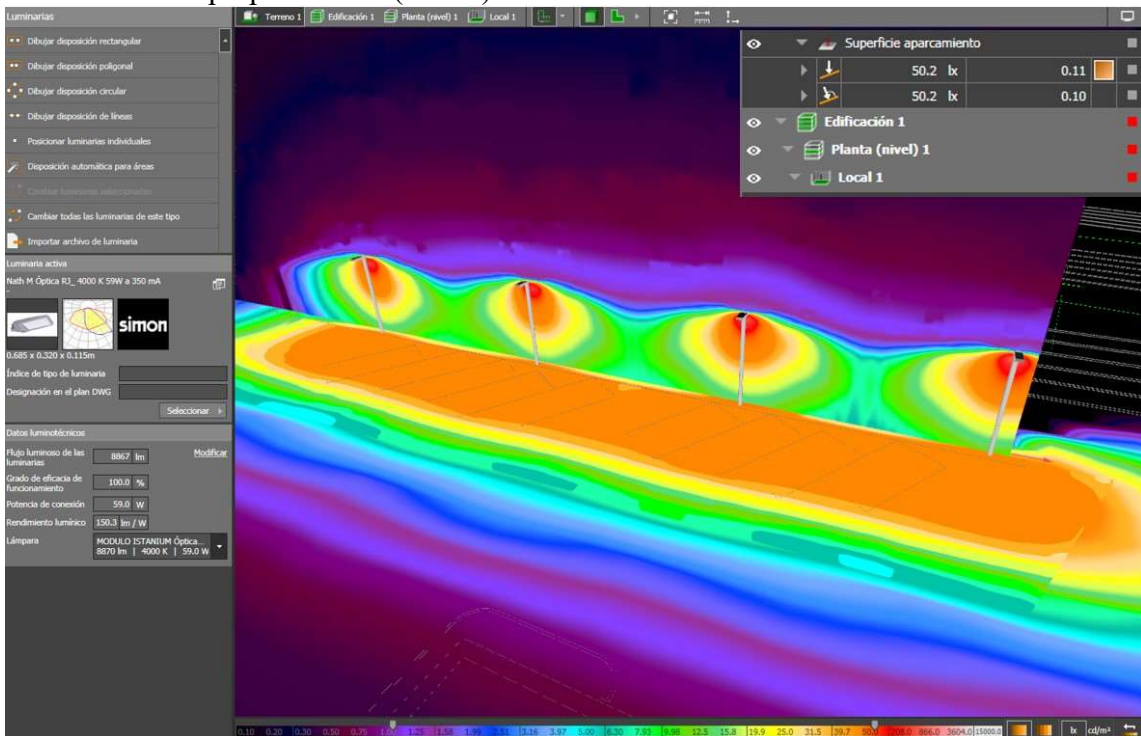


Ilustración 39.-DIALUX- Nath M RJ 59W



**Luminaria activa SIMON Nath M RE 54W:**

- Intensidad lumínica horizontal (media) 37.3 Lx
- Iluminancia perpendicular (media) 37.3 Lx

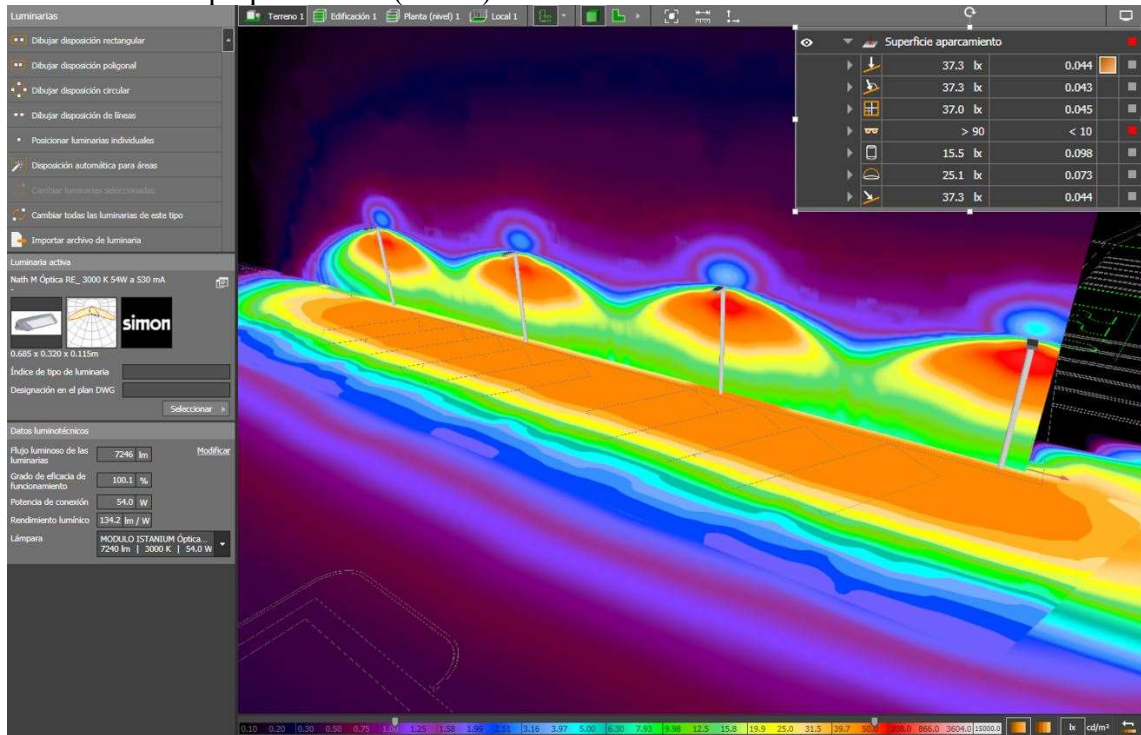


Ilustración 40.-DIALUX- Nath M RE 45W

**Luminaria activa SIMON Nath S RJ 64W:**

- Intensidad lumínica horizontal (media) 42.7 Lx
- Iluminancia perpendicular (media) 42.7 Lx

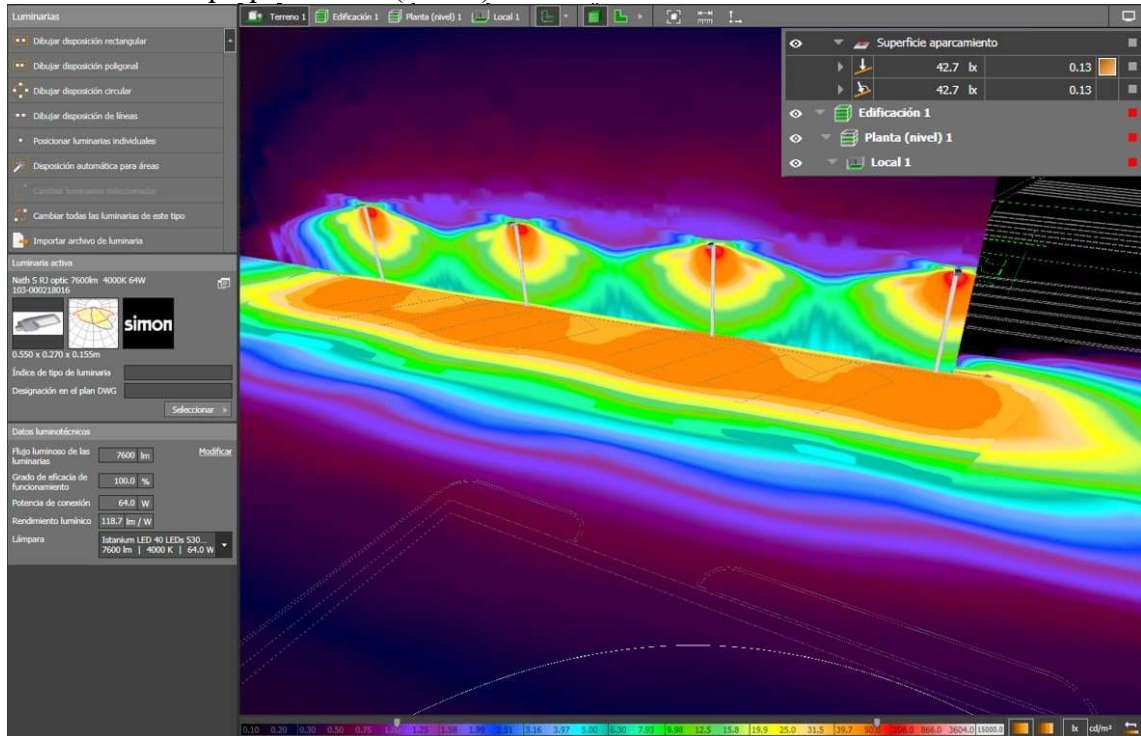


Ilustración 41.-DIALUX- Nath S RJ 64W



### Luminaria activa SIMON Nath S RE 49W:

- Intensidad lumínica horizontal (media) 32.8 Lx
- Iluminancia perpendicular (media) 32.8 Lx

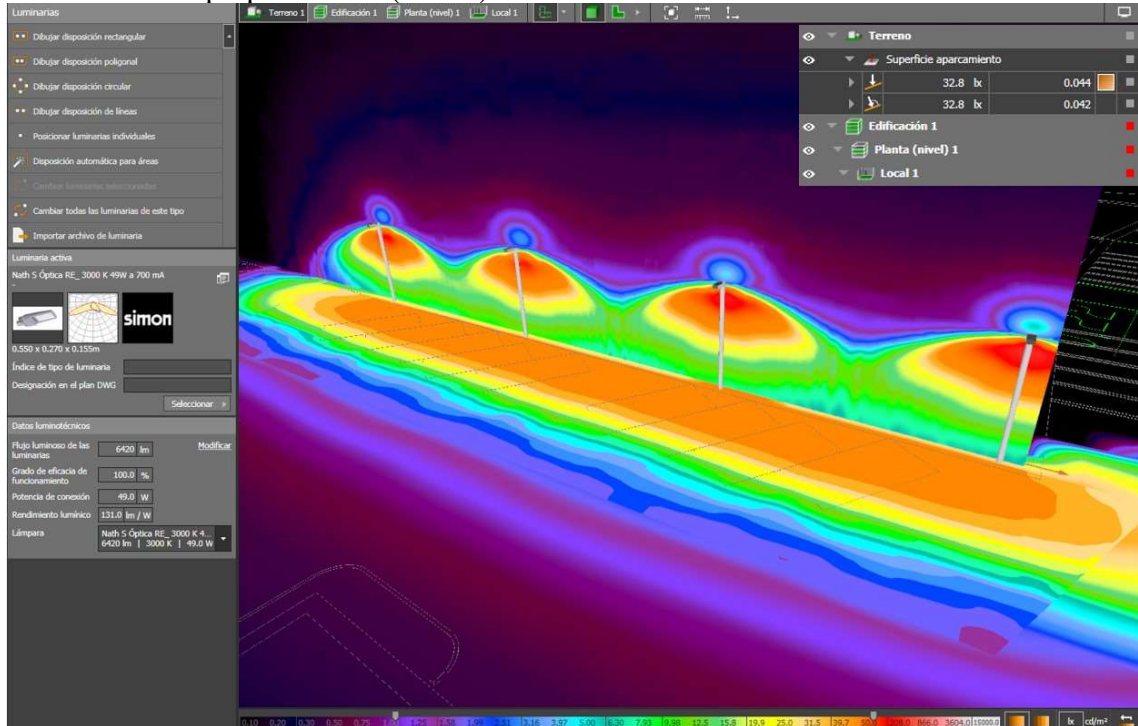


Ilustración 42.-DIALUX- Nath S RE 49W

### Luminaria activa PHILIPS Unistreet 64W:

- Intensidad lumínica horizontal (media) 35.1 Lx
- Iluminancia perpendicular (media) 35.1 Lx

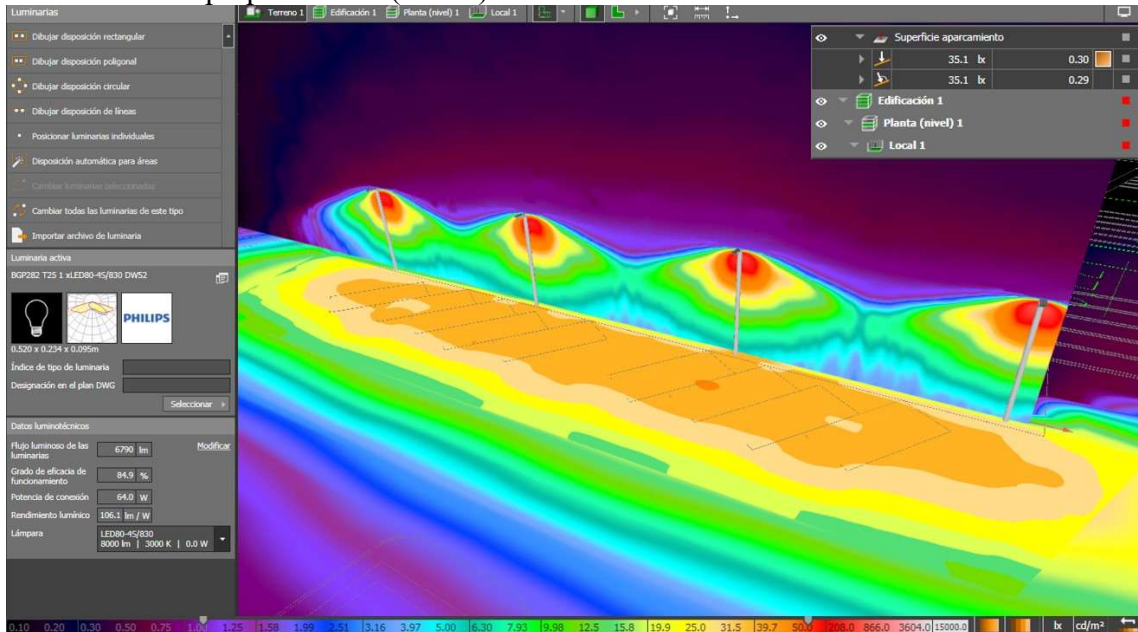
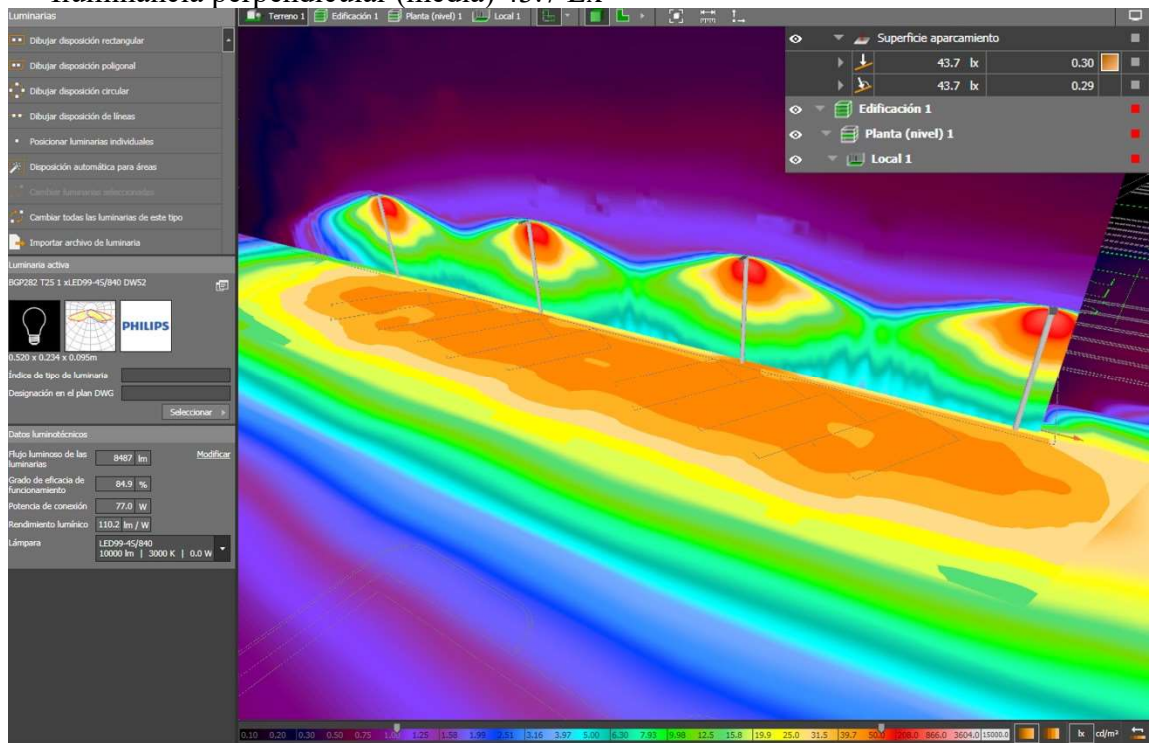


Ilustración 43.-DIALUX- Philips Unistreet 64W



**Luminaria activa PHILIPS Unistreet 77W:**

- Intensidad lumínica horizontal (media) 43.7 Lx
- Iluminancia perpendicular (media) 43.7 Lx



*Ilustración 44.-DIALUX- Philips Unistreet 77W*





## 6.4. Elección de luminaria

Atendiendo al requisito indispensable de un mínimo de 20 lux o lx, todas y cada una de las opciones son válidas. Si bien, a la vista de los resultados de las simulaciones y considerando la relación entre la potencia nominal con la intensidad lumínica media y los costes de cada uno de los componentes, consideramos que la opción que mejor se adapta a este proyecto es la Nath M RE 49W

MARCA	POTENCIA (W)	MODELO	• Intensidad lumínica horizontal (media)	Dispersión	PRECIO (UN) < 5 € PVR	P/Ilh	$\eta_l$	orden €
SIMON	63	Nath L RJ	57,4	0,17	600	1,097	1	8
SIMON	59	Nath M RJ	50,2	0,11	500	1,175	2	5
SIMON	63	Nath L RE	50,3	0,042	600	1,252	3	7
SIMON	49	Nath M RE	37,3	0,044	500	1,313	4	4
SIMON	64	Nath S RJ	42,7	0,13	460	1,498	5	2
SIMON	49	Nath S RE	32,8	0,044	430	1,4939	6	1
SIMON	269	Nath L RJ	129	0,3	800	2,085	7	9
PHILIPS	64	Unistreet	35,1	0,3	500	1,823	8	3
PHILIPS	77	Unistreet	43,7	0,3	580	1,762	9	6

Este criterio de selección se basa en optimizar el rendimiento o aprovechamiento de la potencia nominal frente a la intensidad lumínica media obtenida. Teniendo en cuenta que el consumo de esta instalación consumirá normalmente la energía del sistema de almacenamiento o baterías. Interesa minimizar dicho consumo y maximizar el rendimiento.

$$\eta_l = \frac{\text{Potencia}}{\text{Intensidad lumínica media}}$$

Enfrentando este valor contra en coste, se obtiene un método de ajuste para la toma de decisión. Así se podría deducir que una buena opción sería la Nath M RE 49W, pero también se podría argumentar que para una misma potencia nominal de 49W, se debería elegir la Nath S RE y reducir los costes en 280 €.

Aquí es donde se vuelve a analizar las simulaciones de ambos modelos y se puede observar cierta desventaja lumínica de la Nath S RE (imagen a la derecha), que presenta cierta carencia en zonas estratégicas de servicio a los puestos de recarga.

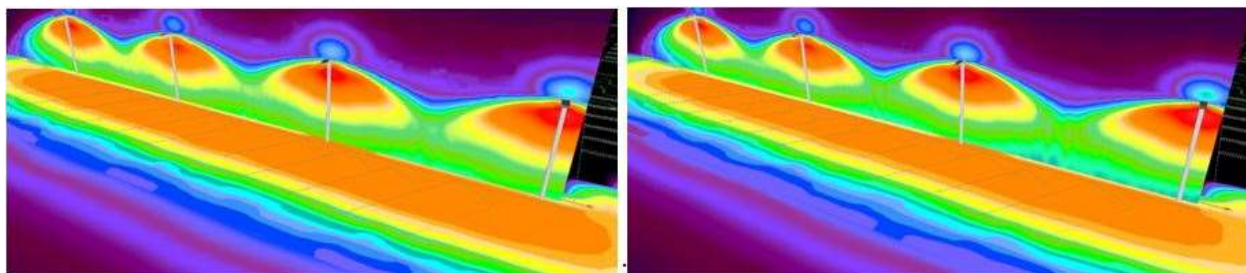


Ilustración 45-NATH M frente NATH S



## SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»

A la hora de configurar la luminaria elegida, se deberá tener en cuenta la incorporación del sistema de detección de movimiento peatonal (MOV).

CONFIGURA TU LUMINARIA NATH M										
Modelo	Difusor	Cable	Óptica	T° de color	Flujo	Equipo	Regulación	Protección	Acabado	Descripción
NATMXF										Simon NATH Istanium® LED, tamaño M, fijación lateral y post-top Ø60 mm, cubierta plana
	GTF									Difusor de vidrio templado transparente plano inastillable
		0								Sin cable de instalación (0 m)
			RG_							Óptica Vial Frontal Tipo G
			RJ_							Óptica Vial Frontal Tipo J
			RA_							Óptica Vial Extensiva Tipo A
			RE_							Óptica Vial Extensiva Tipo E
			RF_							Óptica Vial Elíptica Tipo 1
			RW_							Óptica Asimétrica Tipo E
										<b>NDL</b> Luz de día neutra – 4.000 K
										<b>WDL</b> Luz de día cálida – 3.000 K
										<b>SDL</b> Luz de día suave – 2.700 K
										<b>_12W350</b> 12 W 350 mA 1.760 lm @ 4000 K
										<b>_24W700</b> 24 W 700 mA 3.360 lm @ 4000 K
										<b>_36W530</b> 36 W 530 mA 4.960 lm @ 4000 K
										<b>_49W700</b> 49 W 700 mA 6.330 lm @ 4000 K
										<b>_54W530</b> 54 W 530 mA 7.390 lm @ 4000 K
										<b>_73W700</b> 73 W 700 mA 9.300 lm @ 4000 K
										<b>_91W530</b> 91 W 530 mA 12.340 lm @ 4000 K
										<b>109W530</b> 109 W 530 mA 14.590 lm @ 4000 K
										<b>IA23_</b> Equipo electrónico a 230 VAC 50 / 60 Hz, protección estándar contra sobretensiones 6 kV
										<b>IA23S</b> Equipo electrónico a 230 VAC 50 / 60 Hz, protección adicional contra sobretensiones 10 kV
										<b>IA12_</b> Equipo electrónico 12 / 24 VDC C3 (solares). Sólo admite hasta 36 W y regulación 1N y 2N-
										<b>2N-</b> Regulación sin línea de mando (autorregulación)
										<b>2N+</b> Regulación con línea de mando
										<b>1N_</b> Sin regulación (on/off)
										<b>CAD_</b> Regulación Flujo desde Cabecera (Regulador cuadro eléctrico)
										<b>1-10</b> Regulación mediante entrada protocolo 1..10V
										<b>DALI</b> Regulación mediante entrada protocolo DALI
										<b>MOV</b> Detección movimiento peatonal
										<b>C1</b> Protección eléctrica de la luminaria Clase 1
										<b>C2</b> Protección eléctrica de la luminaria Clase 2
										<b>C3</b> Clase 3 (exclusiva DC)
										<b>GY9007</b> Acabado RAL GY9007
										Pintado colores Simon Lighting
										Pintado colores carta RAL classic

*Ilustración 46-Configuración Luminaria NATH M*

Este punto es importante porque permite limitar el consumo y aumenta la eficiencia de la instalación.

Se estima el consumo en horario de invierno con una media de 15 horas/día. Por tanto, la potencia total necesaria será:

$$\text{Potencia}_{\text{tot luminarias}} = 49 \text{ W} \times 4 \text{ luminarias} \times 15 \frac{\text{h}}{\text{día}} = 2940 \frac{\text{W}}{\text{día}} \sim 3 \text{ KW/día}$$

Si bien, ésta potencia será precisa consumirla directamente del sistema de acumulación por baterías. Puesto que las luminarias entrarán en funcionamiento fuera de horario de producción solar.



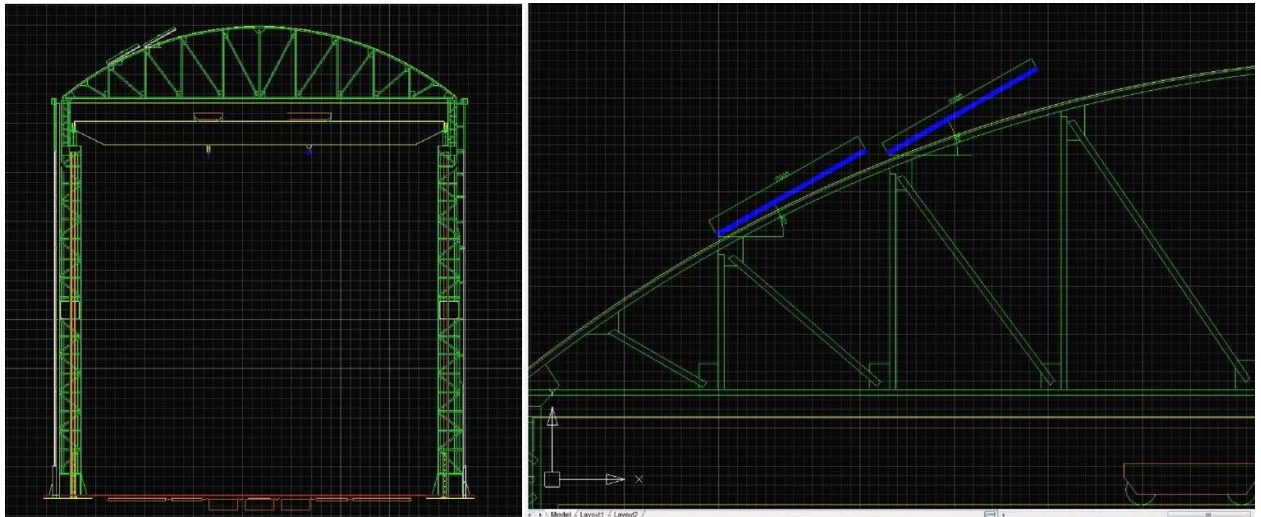
## 7. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN PV:

### Distribución

Los paneles se instalarán sobre la cubierta de la N.A.S. Se trata de una estructura con cúpula curva cuya superficie total es de 5800 m<sup>2</sup>. Y su superficie útil para colocación de los paneles fotovoltaicos se reduce a la mitad, siendo la zona orientada al Sur con **2900 m<sup>2</sup>**. Dicha cubierta está compuesta por chapa metálica de 2 mm de espesor.

La cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios va a estar en función del tipo de panel seleccionado. Tanto por sus dimensiones, método de fijación a la cubierta, disposición y no menos importante su potencia de generación.

Se debe prestar especial atención a las exigentes condiciones de estas naves en cuanto a la preservación de niveles internos de humedad y temperatura. Dicho de otro modo, se debe asegurar cualquier probabilidad de filtraciones o acumulaciones de temperatura en su superficie que provoque condensación en el interior de la estructura.



*Ilustración 47-Detalle estructural de la N.A.S*

En este capítulo, se proponen tres alternativas para la instalación PV. La primera consiste en un montaje convencional de placas monocristalinas con orientación fija. La segunda, en placas fotovoltaicas flexibles directamente sobre cubierta. Esta opción no precisa de estructuras de soportado, adoptando la forma de la cúpula. La tercera y última, consiste en una instalación intermedia entre las dos primeras. Serán paneles convencionales, pero su estructura de soportado se irá curvando conforme a la geometría de la cubierta. Tendremos por lo tanto varias orientaciones para el mismo acimut.

Se realizará un análisis estructural para el caso más desfavorable de los tres.

A continuación, se definen los parámetros comunes a las distintas opciones.



## 7.1. Esquema simplificado

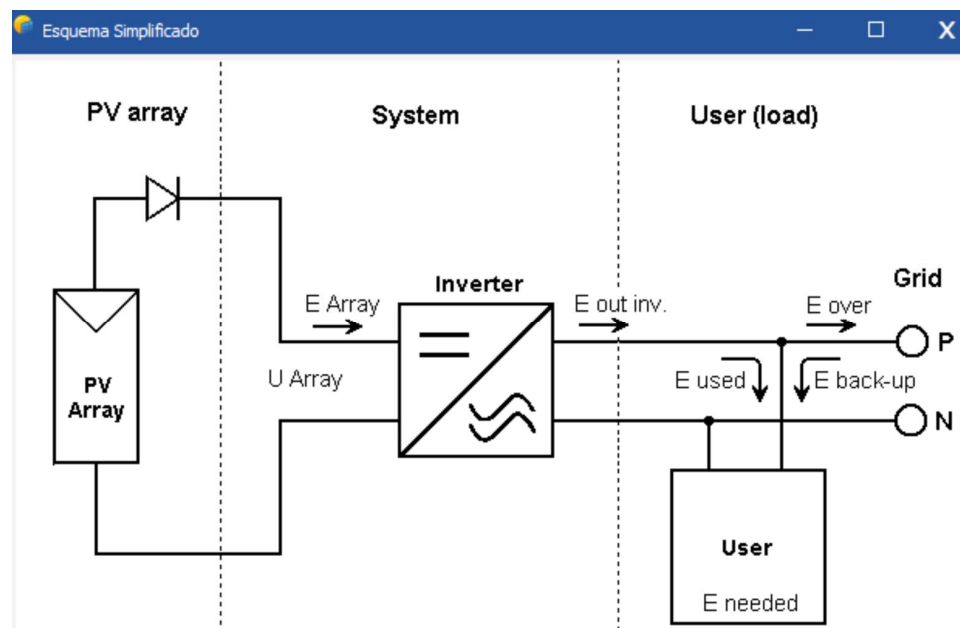


Ilustración 48.- Esquema simplificado de la instalación. PVsyst

## 7.2. Irradiación

Según la ubicación de esta instalación, y basándonos en los datos meteorológicos de la base de datos del PVsyst:

The screenshot shows the 'Generación de los valores horarios sintéticos' window in PVsyst. It includes fields for 'País / Región' (Europa) and 'Sitio' (Barrio de la Concepción). Below, there's a table of monthly irradiation values:

	Global [kWh/m <sup>2</sup> .mes]	Difuso [kWh/m <sup>2</sup> .mes]	Temp. [°C]
Enero	83.7	23.6	13.0
Febrero	101.6	28.0	13.0
Marzo	150.0	41.9	14.2
Abril	185.4	49.8	16.0
Mayo	212.0	62.0	18.5
Junio	228.6	57.9	22.0
Julio	235.9	55.5	24.5
Agosto	208.3	50.8	25.4
Septiembre	161.4	42.6	23.5
Octubre	123.1	34.7	20.4
Noviembre	83.7	25.8	16.8
Diciembre	72.2	22.3	14.3
<b>Año</b>	<b>1845.9</b>	<b>494.9</b>	<b>18.5</b>

Additional options include 'Unidades de insolación' (kWh/m<sup>2</sup>.mes selected) and 'Opciones de la generación' (Utilizar Difuso Mensual checked).

Ilustración 49-Irradiación anual. PVsyst



### 7.3. Ángulos / Acimut

La posición óptima de los P.V en esta instalación corresponde con un ángulo de inclinación 30° y acimut 0°.

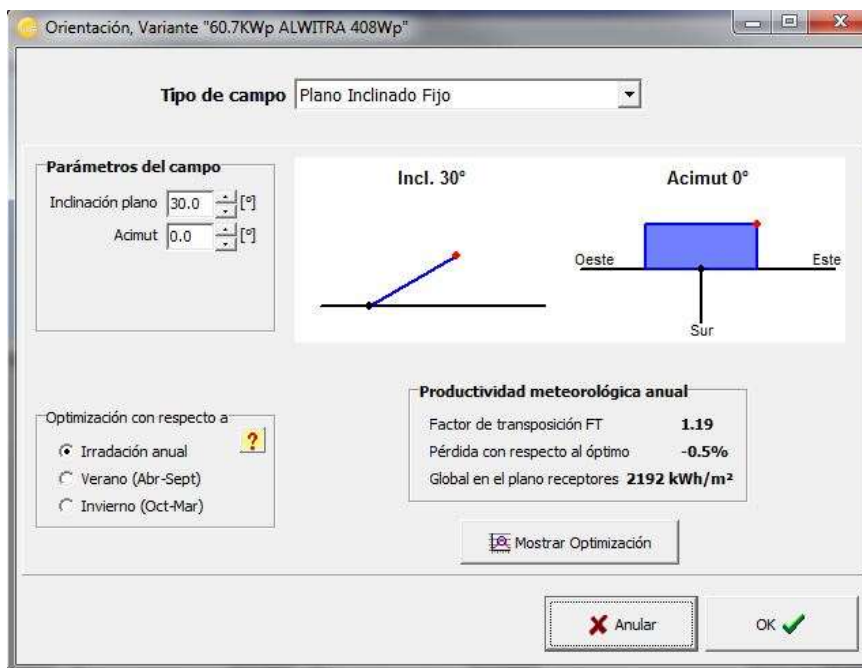


Ilustración 50-Orientación Paneles P.V. PVsyst

El ángulo límite de incidencia es de **20,8°**. Esto marca un paso entre cobertizos, en caso de disponerse sobre cubierta horizontal, de 6.6 metros. Al disponerse sobre una cubierta curva, se comprobará que se salvará ese ángulo límite con menor distancia de paso.

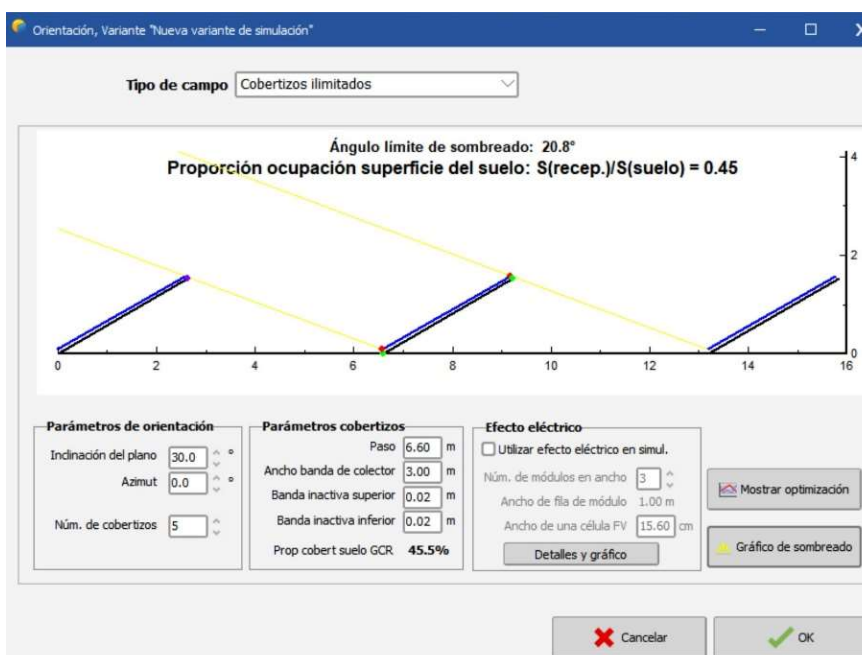
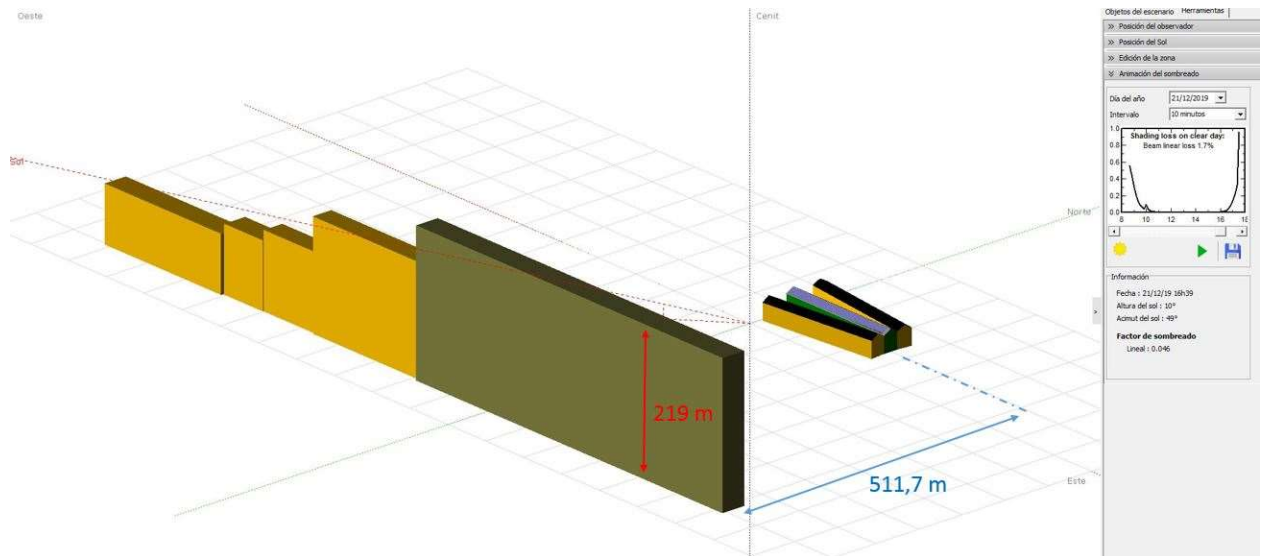


Ilustración 51.-Ángulo límite de incidencia



Debemos tener en cuenta la situación a 511,7 metros al Sur del emplazamiento de la instalación la ubicación del monte Galeras con una altura de 219 metros.



*Ilustración 52-Simulación de sombra monte Galera. PVsyst*



Se obtiene como resultado una pérdida de entre un 1% y un 5% en acimut 0 para el mes más desfavorable. Si bien, este parámetro variará en función de las distintas configuraciones que se estudiarán a continuación.

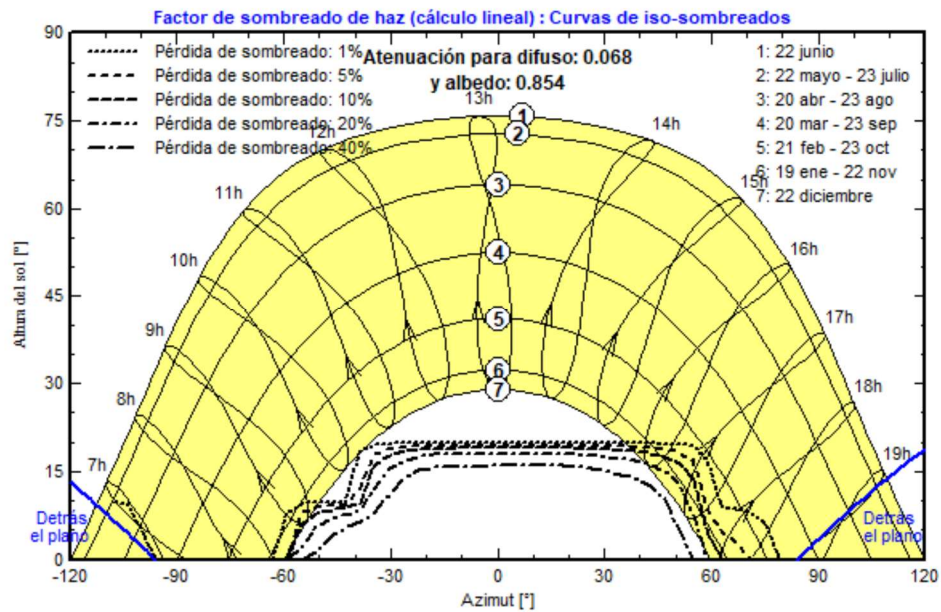


Ilustración 53-Factor de sombreado. PVsyst



## 7.4. Configuraciones

Como primera premisa para la configuración de la instalación P.V, se deber partir de la potencia total del sistema necesaria. En capítulos anteriores se ha calculado la potencia de los cargadores y luminarias.

$$\mathbf{Potencia}_{tot\ sistema} = 279 \frac{kW}{día} + 3 \frac{kW}{día} = \mathbf{282 \frac{kW}{día}}$$
$$\left( \begin{array}{l} HSP = 4 \frac{KW}{m^2} \\ P_R = 0.815 \end{array} \right)$$

Posteriormente se traducirá en PVsyst como un autoconsumo promedio de **282 kW/día**.

Hora solar pico (HSP): Unidad que mide la radiación solar. Equivale al tiempo en horas con una irradiación media de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Fp: Factor de pérdidas.

$$\mathbf{Pot}_{paneles} = \frac{282 E^3}{4 \times 0.815} \cong \mathbf{86.5 kWp}$$

Sobredimensionando un 3%

$$\mathbf{Pot}_{paneles} = \mathbf{89 kWp}$$

Como segunda premisa, se debe tener en cuenta que se precisan **500 V<sub>DC</sub>** y **360 A<sub>DC</sub>**. Parámetros marcados por el funcionamiento de los tres cargadores en modo rápido al mismo tiempo.

Esta segunda condición va a marcar el rumbo del dimensionamiento de la instalación. Debido a la dificultad de conseguir estos niveles de tensión y corriente en DC a partir de paneles fotovoltaicos con la tecnología actual.

Es por esto, que se debe sobredimensionar la superficie cubierta por paneles P.V. Y, en consecuencia, la energía producida será ampliamente superior a la demandada.

Se procede a plantear tres opciones distintas para la instalación de paneles.

Previo a esto, cabe señalar que para llegar a las siguientes configuraciones de número de paneles serie/paralelo, modelos de inversores, acumuladores y resto de parámetros secundarios, se han tenido que realizar numerosas simulaciones en PVSyst hasta alcanzar una solución óptima. Es por este motivo por el que no se considera necesario exponer los criterios de selección de estos elementos como sí se hizo con los cargadores o luminarias.





### 7.4.1. Paneles PV convencionales con orientación fija

A continuación, se estudiará la opción de instalar paneles fotovoltaicos convencionales modelo **WSP-340MX** de **WINAICO** con un plano inclinado fijo de 30° y acimut 0.

Las características técnicas de los paneles son:

**Potencia:** 340 Wp

**Ancho:** 1028 mm

**Largo:** 1705 mm

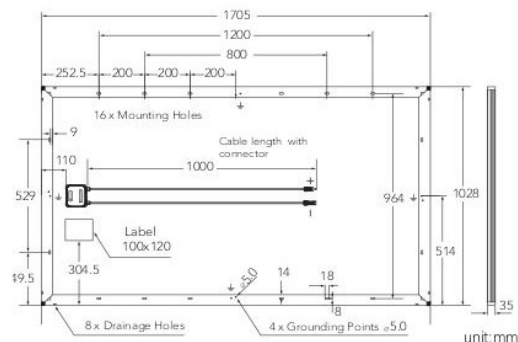
**Espesor:** 35 mm

**Peso:** 20.6 Kg

**Eficiencia:**

**Sup. células:** 21.77 %

**Sup. Módulo:** 19.4 %



Electrical data (STC)		WSP-320MX	WSP-325MX	WSP-330MX	WSP-335MX	WSP-340MX	
Nominal performance	$P_{MAX}$	320	325	330	335	340	Wp
Voltage at maximum performance	$V_{MP}$	32.76	32.78	32.80	32.82	32.85	V
Current at maximum performance	$I_{MP}$	9.77	9.93	10.07	10.21	10.35	A
Open circuit voltage	$V_{OC}$	39.26	39.59	39.93	40.27	40.61	V
Short circuit current	$I_{SC}$	10.48	10.56	10.62	10.68	10.74	A
Module efficiency		18.26	18.54	18.83	19.11	19.40	%
Power tolerance				-0/+5			W

Ilustración 54-Datos eléctricos WINAICO

A modo de representación gráfica, se dispondrán de forma vertical en cinco filas. Coincidiendo con las zonas de unión en el pórtico tipo americano del que se toma como partida.

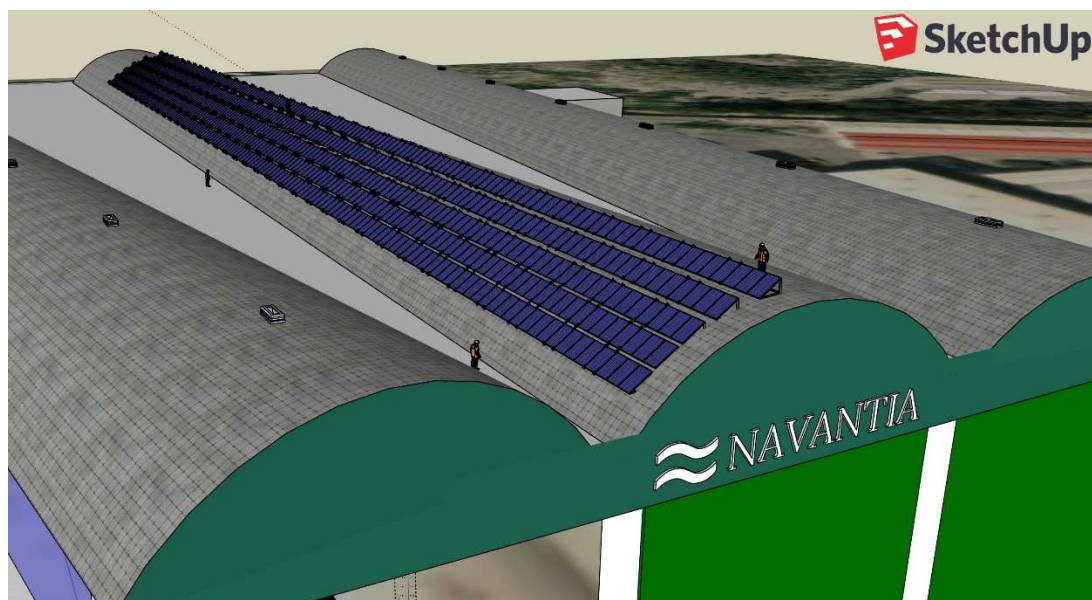
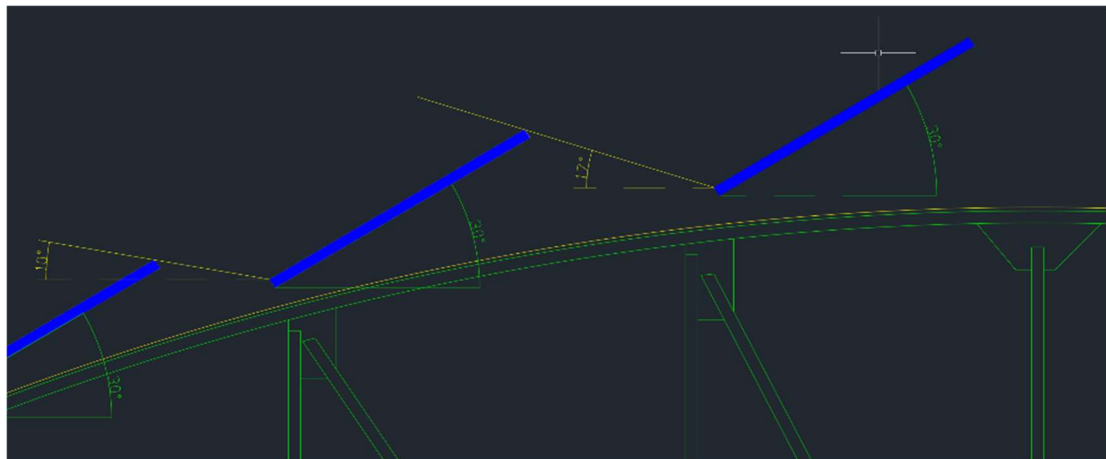
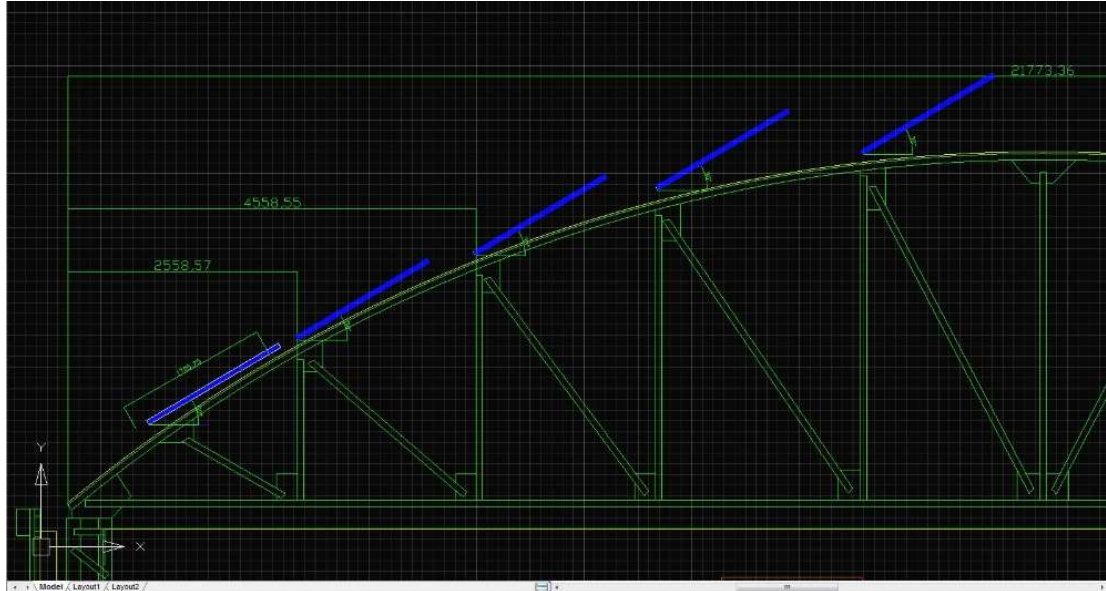


Ilustración 55.-Distribución PV WINAICO 30°



En las siguientes imágenes se muestra el perfil de la cubierta junto con la distribución de filas y su ángulo de incidencia mínimo. Se comprueba que dichos ángulos son inferiores a la anteriormente calculada por el programa PVSyst para la zona en estudio. 20, 8°.

$$10^{\circ} < 17^{\circ} < 20,8^{\circ}$$



*Ilustración 56.- Distribución PV 30° con Ángulo de incidencia mínimo*



## i. Se inicia la simulación en PVSyst

Proyecto: WINAICO 30° Fijo 2 NAS \_335 KWp Con 2 ABB 165 Kw and LG CHEM R800 2x12 unidades.PRJ

Nombre del proyecto: RED\_20\_07\_20\_WINAICO 30° fijo 2 NAS \_335 KWp Con 2 ABB 165 Kw and LG CHEM R800 2x12 unidades

Nombre del cliente: Navantia

Archivo del sitio: Barrio de la Concepción\_PVGIS\_API\_TMY.SIT

Archivo meteo: Barrio de la Concepción\_PVGIS\_API\_TMY.MET

Simulación realizada (versión 7.0.3, fecha 20/07/20)

Variante n°: VCA : WINAICO 30° fijo 1 NAS 335 KWp 2 ABB 165 KW & LG Chem R800 2x12 20\_07\_20

Resumen de resultados:

Tabla en un edificio	
Producción del sistema	594 MWh/año
Producción específica	1772 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.831
Producción normalizada	4.83 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.77 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema	0.21 kWh/kWp/día

Ilustración 57.- Inicio simulación. PVsyst

## ii. Se definen las inclinaciones de los paneles sobre la cubierta:

Orientación, Variante "WINAICO 30° fijo 1 NAS 335 KWp 2 ABB 165 KW & LG Chem R800 2x12 20\_07\_20"

Tipo de campo: Varias orientaciones

Parámetros de campos:

- Número de orientaciones: 2
- Orientación #1: Inclinación 50.0, Azimut 0.0
- Orientación #2: Inclinación 30.0, Azimut 7.0

Optimización rápida:

- Rendimiento meteo anual: Rendimiento irradiación anual
- Rendimiento meteo anual: Factor de transposición FT: 1.18
- Rendimiento meteo anual: Pérdida con respecto al óptimo: -0.4%
- Rendimiento meteo anual: Global en el plano colector: 2143 kWh/m²

Gráficos de optimización:

- Gráfico de Inclinación del plano vs Año: F<sub>Tranpos.</sub> = 1.18, Pérdida/opt. = -0.4
- Gráfico de Orientación del plano vs Año

Ilustración 58.- Orientación Winaico 30°. PVsyst



iii. Se definen las **variables de red** para el conjunto 1:

Para el **subconjunto 1** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 185 kWp, que ocupará la totalidad de la cubierta NAS-2 con 493 paneles 17 en serie y 29 en paralelo. Obtendremos una tensión output de 515 V y una corriente de 296 A.

Definición del sistema de red, Variante VCA: "WINAICO 30º fijo 1 NAS 335 kWp 2 ABB 165 kW & LG Chem R800 2x12 20\_07\_20"

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Sub-conjunto #1    Orden: 1  
Oriente: Orientación #1    Inclinación: 30°    Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada: 185.0 kWp  
... o área disponible(módulos): 954 m<sup>2</sup>  
 Redimens.

**Seleccione el módulo FV**  
Disponibles ahora: Filtro: Todos los módulos F    Módulos necesarios aprox.: 544  
Generic: 340 Wp 28V Si-mono WSP-340MX Desde 2019 Manufacturer 2019   
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) 29.0 V  
Voc (-10°C) 44.9 V

**Seleccione el inversor**  
Disponibles ahora: Voltaje de salida 320 V Tri 50Hz     50 Hz     60 Hz  
Generic: 165 kW 485 - 800 V 50 Hz PVI-165 0 Desde 2008   
Núm. de entradas MPPT: 3     Voltaje de funcionamiento: 485-800 V Potencia del inversor utilizada 165 kWca      
 Utilizar característica multi-MPPT    Voltaje máximo de entrada: 1000 V    **inversor con 3 MPPT**

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie: 17     entre 17 y 22  
Núm. de cadena: 29     entre 29 y 32  
Perdida sobrecarga: 0.0 %      
Proporción Pnom: 1.02  
**Núm. de módulos: 493    Área: 864 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C): 492 V  
Vmpp (20°C): 581 V  
Voc (-10°C): 764 V  
Irradiancia plano: 1000 W/m<sup>2</sup>  
Imp (STC): 296 A  
Isc (STC): 311 A  
Isc (en STC): 311 A  
 Máx. en datos     STC  
Potencia de funcionamiento máx. 152 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (STC) 168 kWp**

Ilustración 59.- Variables de red para subconjunto 1. PVsyst



iv. Se definen las **variables de red** para el conjunto 2:

Para el **subconjunto 2** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 185 kWp, que ocupará la totalidad de la cubierta NAS-2 con 493 paneles 17 en serie y 29 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 515 V y una corriente de 296 A.

Definición del sistema de red, Variante VCA: "WINAICO 30º fijo 1 NAS 335 kWp 2 ABB 165 kW & LG Chem R800 2x12 20\_07\_20"

**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Subconjunto #2 Orden: 2  
Oriente: Orientación #2 Inclinación: 30° Azimut: 7°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: 185.0 kWp  
 ... o área disponible(módulos): 954 m²

**Seleccione el módulo FV**  
Filtro: Todos los módulos F Módulos necesarios aprox. 544  
Generic: 340 Wp 28V Si-mono WSP-340MX Desde 2019 Manufacturer 2019  
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) 29.0 V  
Voc (-10°C) 44.9 V

**Seleccione el inversor**  
Voltaje de salida 320 V Tri 50Hz  
Generic: 165 kW 485 - 800 V 50 Hz PVI-165 0 Desde 2008  
Núm. de entradas MPPT: 3 Voltaje de funcionamiento: 485-800 V Potencia del inversor utilizada 165 kWca  
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 1000 V **inversor con 3 MPPT**

**Diseñe el conjunto**  
Núm. de módulos y cadenas  
Mód. en serie: 17 entre 17 y 22  
Núm. de cadena: 29 entre 29 y 32  
Perdida sobrecarga 0.0 %  
Proporción Pnom 1.02  
Núm. de módulos 493 Área 864 m²

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C) 492 V  
Vmpp (20°C) 581 V  
Voc (-10°C) 764 V  
Irradiancia plano 1000 W/m²  
Imp (STC) 296 A  
Isc (STC) 311 A  
Isc (en STC) 311 A

Potencia nom. conjunto (STC) 168 kWp

Ilustración 60.- Variables de red para subconjunto 2. PVsyst

Se conectan los dos subconjuntos en paralelo, obteniendo las características de funcionamiento:

$$\begin{array}{lll}
 P_{nom} = 335 \text{ kWp} & > 89 \text{ kWp} & \text{(cumple)} \\
 U_{mpp} = 515 \text{ V} & > 500 \text{ V} & \text{(cumple)} \\
 I_{mpp} = 592 \text{ A} & > 360 \text{ A} & \text{(cumple)}
 \end{array}$$



i. Se define la carga de autoconsumo:

Definición de necesidades del usuario Variante: \*ALWITRA LAMINAR 3 NAS 398 KWp 3 Fronius Aglo 100 & LG Chem R800 2x12 ...

Comentario:

Características generales Perfil diario Gráfico

**Tipo de perfil de carga**

- Sin autoconsumo
- Consumo constante fijo
- Valores mensuales
- Perfiles diarios
- Perfiles de probabilidad
- Consumidores domésticos
- Cargar valores de un archivo CSV por hora/diario

Perfiles diarios

- Constante durante el año
- Modulación estacional
- Normalización mensual
- Modulación semanal

**Necesidades del usuario: energía anual definida**

Potencia promedio **11.7** kW  
Energía anual **103** MWh/año

**Info sistema: Conjunto FV definido**

Potencia FV nominal **389** kWp  
Rendimiento estimado del sistema **663** MWh/año  
Pnom FV / PCarga promedio **5.14** Proporción Pnom

**Se ha definido un autoconsumo con un promedio de 282 kWh/día**

**Modelo**

Ilustración 61- Carga Autoconsumo. PVSystem

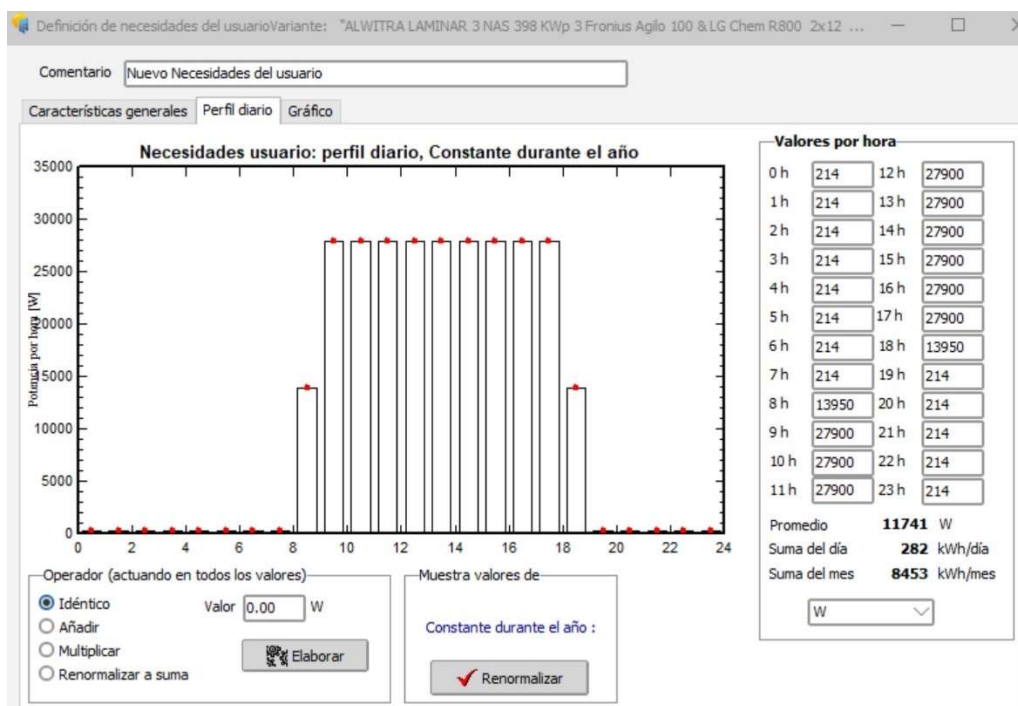


Ilustración 62- Reparto horario Autoconsumo. PVSystem



## ii. Cálculo de **superficie activa** y **sombreados**:

Definición de sombreados cercanos, Variante "WINAICO 30° fijo 1 NAS 335 KWp 2 ABB 165 KW & LG Chem R..."

Escena 3D de sombreados cercanos

Comentario: situación preliminar 07\_05\_20

Construcción / Perspectiva

Importar

Exportar

### Compatibilidad con parámetros Orientación y Sistema

	Oriente/Sistema	Sombreados
Área activa	864 / 864 m <sup>2</sup>	990 / 919 m <sup>2</sup>
Inclinación de campos	30.0 / 30.0°	30.0 / 30.0°
Acimut de campos	0.0 / 7.0°	0.0 / 7.0°

### Tabla de factores de sombreado

Tabla Gráfico

### Utilizar en simulación

- Sin sombreados
- Sombreados lineales
- Según cadenas de módulos
- Cálculo eléctrico detallado (según el diseño de módulo)

### Modo de cálculo

- Rápido (tabla)
- Lento (simul.)

Ilustración 63.- Sombreados cercanos Winaico 30°. PVsyst

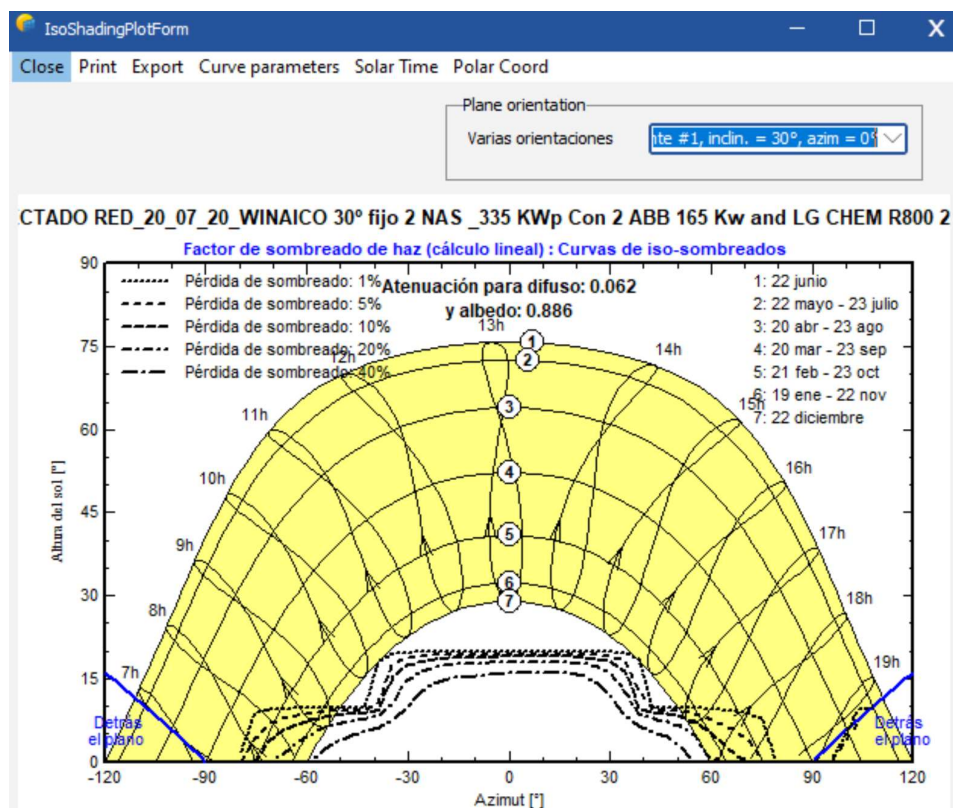


Ilustración 64.- ShadingPlotForm subconjunto 1. PVsyst

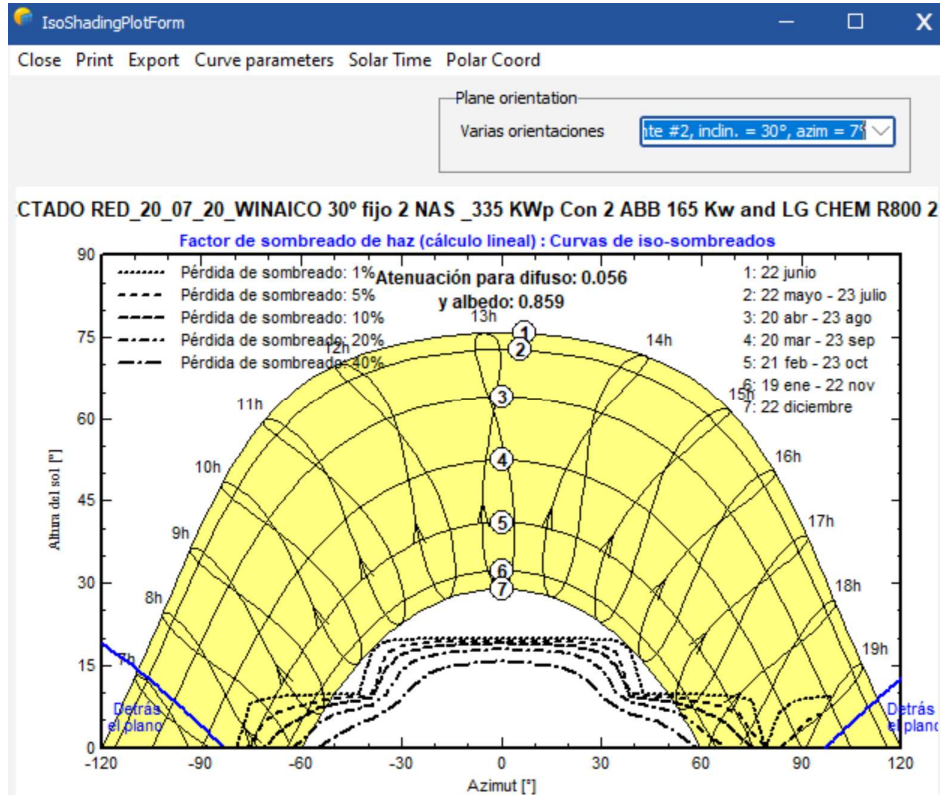


Ilustración 65.- ShadingPlotForm subconjunto 2. PVsyst





iii. Definición del paquete de baterías:

Se selecciona el modelo de Rack R800 de LG CHEM.

Se dispone de dos líneas de 12 módulos en paralelo que dotan a la instalación de una autonomía de tres días para un consumo medio y de 32.1 horas para consumo máximo.

**Tipo de sistema - Estrategia de almacenamiento**  
Autoconsumo

**Paquete de almacenamiento** Autoconsumo

**Especifique el conjunto de batería**  
Ordenar baterías por:  voltaje  capacidad  fabricante  
LG Chem 725 V 64 Ah Li NMC Rack R800

Lithium-ion La batería seleccionada es una estante

2	<input type="checkbox"/> estantes en serie	Número de estantes	24	Voltaje del paquete de baterías	1450 V
12	<input type="checkbox"/> estantes en paralelo	Número de elementos	672	Capacidad global (C10)	773 Ah
100.0	% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)			Energía almacenada (80% DOD)	897 kWh
100.0	% Estado inicial de desgaste (estático)			Peso total	10440 kg
				Núm. de ciclos a 50% DOD	7813
				Energía total almacenada durante la vida útil de la batería	4438.4 MWh

**Temperatura de funcionamiento de la batería**  
Modo de temperatura: Fijo (aire acondicionado)  
Temperatura fija: 20 °C  
La temperatura de la batería es importante para el envejecimiento de la batería.  
Un aumento de 10 ° C divide la vida útil de la batería "estática" por un factor de dos

**Información del sistema**  
Pnom del conjunto FV: 389 kWp  
Potencia del usuario máx.: 28 kW  
Este paquete de baterías representan alrededor :  
Tiempo de carga en condiciones de pleno sol: 2.3 horas  
Descarga bajo carga media: 76.4 horas  
Descarga bajo carga máxima: 32.1 horas

Ilustración 66.- Configuración de acumuladores. PVsyst

**Datos básicos** | Parámetros detallados de modelo | Gráficos | Tamaños y tecnología | Datos comerciales

Modelo: Rack R800 Fabricante: LG Chem  
Nombre de archivo: LGChem\_R800.BTR Fuente datos: Datasheet 2017  
Base de datos PVsyst original Prod. desde 2017

Tecnología: Lithium-ion, NMC  Batería completa  Por elemento  
Categoría: Estante

Núm. de bloques en serie, en paralelo: 14 2

**Parámetros básicos**  
Núm. de células en serie/en paralelo: 14 2 es decir 28 células  
Voltaje nominal: 725.2 V  
Capacidad en C10: 64.40 Ah  
Resistencia interna @ temp. ref.: 490.00 mΩ   
Temperatura de referencia: 20.0 °C   
Eficiencia coulombica: 96.0 %

**Comportamiento en los límites**  
Voltaje de corte de carga: 823.2 V  
Voltaje de corte de descarga: 588.0 V  
Corriente de carga máxima: 154.8 A  
Corriente de descarga máxima: 154.8 A  
Temperatura mínima de carga: 0.0 °C  
Temperatura mínima de descarga: -10.0 °C

**Indicadores de batería llena**  
Energía almacenada en DOD: 95 % 45.0 kWh  
Energía total almacenada (4187 ciclos): 188.3 MWh  
Energía específica: 103 Wh/kg  
Peso específico: 10 kg/kWh

**Info : Renormalización a C10**  
Hoja de datos Capacidad nominal: 63.0 Ah  
Definido para una tasa de descarga de: 3.30 Horas  
=>C10 correspondiente según modelo de Peukert 64.4 Ah

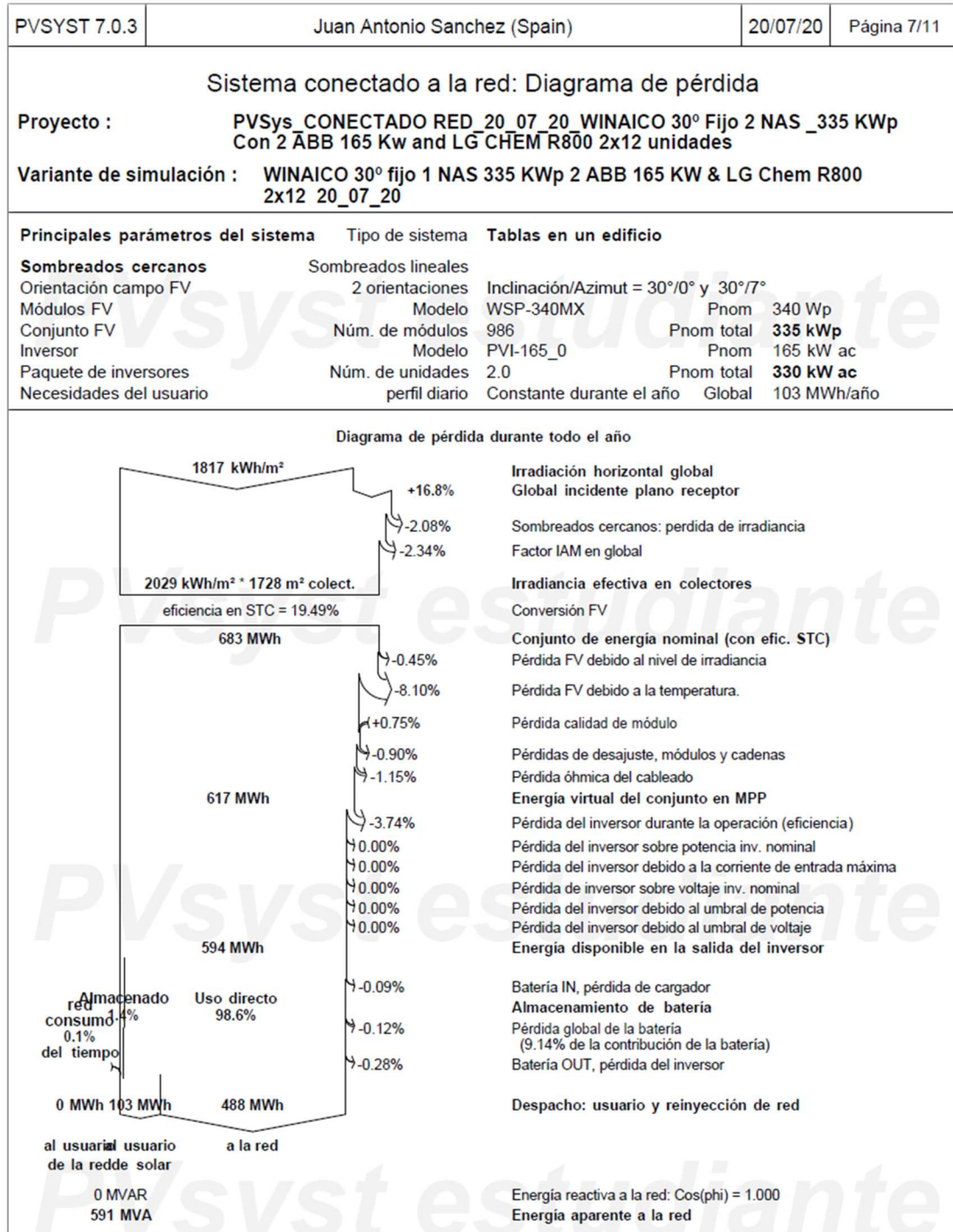
Ilustración 67.- Baterías Rack R800 \_ LG CHEM



iv. Diagrama de pérdidas:

Se simulan todos los parámetros anteriores y se obtiene el siguiente diagrama de pérdidas.

Se observa que el sistema es autosuficiente, no precisando energía de la red. Debido a que se sobredimensionó el sistema para conseguir los parámetros de salida necesarios en cuanto a tensión y corriente, se dispone de un sistema que genera más energía de la precisa. Lo cual es positivo si consideramos la posibilidad de aumentar la flota de vehículos en un futuro. Y mientras que esa posibilidad se haga realidad, el sistema seguirá inyectando la energía sobrante a la red, amortizándose en 8.2 años.





#### 7.4.2. Thin Film Flexible PV

A continuación, se estudiará la opción de instalar paneles fotovoltaicos de tipo flexible de tecnología alemana ALWITRA, modelo EVALON Solar cSi

**Potencia:** 408 Wp

**Ancho:** 1.55 m

**Largo:** 6 m

**Espesor:** 3.5 mm

**Peso:** 17.18 Kg

**Eficiencia:**

**Sup. células:** 7.39 %

**Sup. Módulo:** 4.47 %

Estos paneles se instalan sin necesidad de perforar la cubierta lo que evita posibles problemas de filtraciones, además constan de una membrana impermeable que hace de la instalación totalmente hermética a condiciones atmosféricas adversas.

A todo esto, se suma su extrema ligereza  $3.3 \text{ Kg/m}^2$  en comparación con el peso de los paneles convencionales que suele ser de  $12 \text{ Kg/ m}^2$ .



*Ilustración 68- Instalación paneles flexibles ALWITRA cortesía de KOLTER*



*Ilustración 69-Configuración PV ALWITRA. SketchUp*



i. Se inicia la simulación en PVSyst

Projecto: ALWITRA\_LAMINAR\_3 NAS\_398 KWp Con 3 FRONIUS Aglo 100 and LG CHEM R800 2x12\_4.0.PRJ

Nombre del proyecto: PVSys\_CONECTADO RED\_19\_07\_20\_ALWITRA\_LAMINAR\_3 NAS\_398 KWp Con 3 FRONIUS Aglo 100 and LG CHEM R800 2x12 unidades

Nombre del cliente: Navantia

Archivo del sitio: Barrio de la Concepción\_PVGIS\_API\_TMY.SIT

Archivo meteo: Barrio de la Concepción\_PVGIS\_API\_TMY.MET

Simulación realizada (versión 7.0.3, fecha 19/07/20)

Variante n°: VC7 : ALWITRA LAMINAR 3 NAS 398 KWp 3 Fronius Aglo 100 & LG Chem R800 2x12 VC1

Resumen de resultados:

Tipo de sistema: Sistema de tierra (tablas) sobre una colina	
Producción del sistema	558 MWh/año
Producción específica	1435 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.673
Producción normalizada	3.91 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	1.74 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema	0.16 kWh/kWp/día

Archivo de sitio utilizado para esta variante: Barrio de la Concepción\_PVGIS\_API\_TMY.SIT

Ilustración 70.- Inicio simulación ALWITRA. PVSyst

ii. Se definen las **inclinaciones de los paneles** sobre la cubierta:

La versión 7.0 del programa, mantiene la limitación para simular un sistema con más de 8 orientaciones y puesto que si requiere combinar 6 orientaciones con 3 acimuts distintos, se debería considerar un total de 21 orientaciones. Dada la limitación anterior, se han creado tres subconjuntos, NAS-1, 2 y 3 con acimut  $-6^\circ$ ,  $0^\circ$  y  $7^\circ$  respectivamente y una inclinación constante de  $30^\circ$ .

Tipo de campo: Varias orientaciones

Parámetros de campos:

- Número de orientaciones: 3
- Inclinación: 30.0
- Azimut: -6.0, 0.0, 7.0

Optimización rápida:

- Rendimiento meteo anual: Rendimiento irradiación anual
- Rendimiento meteo anual: Verano (abr-sept)
- Rendimiento meteo anual: Invierno (oct-mar)
- Factor de transposición FT: 1.18
- Pérdida con respecto al óptimo: -0.5%
- Global en el plano colector: 2140 kWh/m<sup>2</sup>

Gráficos de optimización:

- Gráfico de Inclinación del plano vs. Rendimiento (FT=1.18, Pérdida/opt.=-0.5)
- Gráfico de Orientación del plano vs. Rendimiento

Ilustración 71.- Inclinación variable ALWITRA. PVSyst



iii. Se definen las **variables de red** para los subconjuntos 1, 2 y 3:

Para el **subconjunto 1** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 130 kWp, que ocupará la totalidad de la cubierta NAS-1 con 282 paneles 6 en serie y 47 en paralelo. Obtendremos una tensión output de 564 V y una corriente de 192 A.

**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre: Sub-conjunto #1    Orden: 1  
 Oriente: Orientación #1    Inclinación: 30°    Azimut: -6°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada: 130.0 kWp  
 ... o área disponible (módulos): 2632 m<sup>2</sup>  
 Redimens.

**Selección del módulo FV**  
 Filtro: Todos los módulos F    Módulos necesarios aprox.: 283  
 Generico    460 Wp 83V    a-Si:H trippole    Evalon V-Solar 408    Hasta 2010    Photon Maq. 2005  
 Usar optimizador  
 tajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 91.5 V    Voc (-10°C) 147.9 V

**Selección del inversor**  
 Todos los inversores    Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz     50 Hz     60 Hz  
 Generico    100 kW    460 - 820 V    LF Tr    50/60Hz    AGILO 100.0-3    Hasta 2018  
 Núm. de inversores: 1    Voltaje de funcionamiento: 460-820 V    Poder global inversor: 100.0 kWca  
 Voltaje máximo de entrada: 950 V

**Diseño del conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
 Degrad. inicial: 1 %     debe ser/esta?     única posibilidad 6  
 Mód. en serie: 6     única posibilidad 6  
 Núm. de cadena: 47     entre 36 y 47  
 Pérdida sobrecarga: 0.2 %     Mostrar dimensionamiento  
 Proporción Pnom: 1.30  
**Núm. de módulos: 282    Área: 2623 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**  
 Vmpp (60°C): 549 V    Vmpp (20°C): 613 V    Voc (-10°C): 887 V  
 Irradiancia plano: 1000 W/m<sup>2</sup>  
 Imp (STC): 192 A    Isc (STC): 240 A  
 Potencia de funcionamiento máx. 108 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
 Isc (en STC): 240 A    **Potencia nom. conjunto (STC) 130 kWp**

**Lista de subconjuntos**

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Sub-conjunto #1		
Generic - Evalon V-Solar 408	6	47
Generic - AGILO 100.0-3	1	1
Sub-conjunto #2		
Generic - Evalon V-Solar 408	6	47
Generic - AGILO 100.0-3	1	1
Sub-conjunto #3		
Generic - Evalon V-Solar 408	6	47
Generic - AGILO 100.0-3	1	1

**Resumen sistema global**

Núm. de módulos	846
Área del módulo	7868 m <sup>2</sup>
Núm. de inversores	3
Potencia FV nominal	389 kWp
Potencia FV máxima	342 kWCC
Potencia de CA nominal	300 kWCA

Ilustración 72-Configuración Subconjunto 1 ALWITRA 408 Wp. PVsyst



# SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»

Para el **subconjunto 2** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 130 kWp, que ocupará parte de la cubierta NAS-2 con 282 paneles 6 en serie y 47 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 564 V y una corriente de 192 A.

**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre: Sub-conjunto #2    Orden: 2  
 Oriente: Orientación #2    Inclinación: 30°    Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada: 130.0 kWp  
 Redimens.    ... o área disponible(módulos): 2632 m<sup>2</sup>

**Selección del módulo FV**  
 Módulos necesarios aprox. 283  
 Generico 460 Wp 83V a-Si:H tripple Evalon V-Solar 408 Hasta 2010 Photon Mag. 2005

**Selección del inversor**  
 Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  
 Generico 100 kW 460 - 820 V LF Tr 50/60Hz AGILO 100.0-3 Hasta 2018  
 Núm. de inversores: 1    Voltaje de funcionamiento: 460-820 V    Poder global inversor: 100.0 kWca  
 Voltaje máximo de entrada: 950 V

**Diseño del conjunto**  
 Núm. de módulos y cadenas:  
 Degrad. inicial: 5%    Mód. en serie: 6    Núm. de cadena: 47  
 Condiciones de operación:  
 Irradiancia plano: 1000 W/m<sup>2</sup>  
 Vmpp (60°C): 549 V    Vmpp (20°C): 613 V    Vmc (-10°C): 887 V  
 Imp (STC): 192 A    Isc (STC): 240 A    Potencia nom. conjunto (STC): 130 kWp

**Resumen sistema global**  
 Núm. de módulos: 846  
 Área del módulo: 7868 m<sup>2</sup>  
 Núm. de inversores: 3  
 Potencia FV nominal: 389 kWp  
 Potencia FV máxima: 342 kWCC  
 Potencia de CA nominal: 300 kWCA

Ilustración 73- Configuración Subconjunto 2 ALWITRA 408 Wp. PVsyst



# SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»

Para el **subconjunto 3** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 130 kWp, que ocupará parte de la cubierta NAS-2 con 282 paneles 6 en serie y 47 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 564 V y una corriente de 192 A.

**Subconjunto**

Nombre y orientación del subconjunto:  
Nombre: Sub-conjunto #3, Orden: 3, Inclinación: 30°, Azimut: 7°

Ayuda de pre-dimensionamiento:  
Ingreso potencia planeada: 130.0 kWp, Área disponible (módulos): 2632 m²

Selección del módulo FV:  
Módulos necesarios aprox.: 283  
Módulo seleccionado: 460 Wp 83V a-Si:H tripple Evalon V-Solar 408

Selección del inversor:  
Inversor seleccionado: 100 kW 460 - 820 V LF Tr 50/60Hz AGILO 100.0-3

Diseño del conjunto:  
Núm. de módulos: 282, Área: 2623 m²  
Potencia nom. conjunto (STC): 130 kWp

Lista de subconjuntos:

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Sub-conjunto #1		
Generic - Evalon V-Solar 408	6	47
Generic - AGILO 100.0-3	1	1
Sub-conjunto #2		
Generic - Evalon V-Solar 408	6	47
Generic - AGILO 100.0-3	1	1
Sub-conjunto #3		
Generic - Evalon V-Solar 408	6	47
Generic - AGILO 100.0-3	1	1

Resumen sistema global:

Núm. de módulos	846
Área del módulo	7868 m²
Núm. de inversores	3
Potencia FV nominal	389 kWp
Potencia FV máxima	342 kWCC
Potencia de CA nominal	300 kWCA

Ilustración 74.-Configuración Subconjunto 3 ALWITRA 408 Wp. PVsyst

Se conectan los tres subconjuntos en paralelo, obteniendo las características de funcionamiento:

$$\begin{aligned}
 P_{nom} &= 398 \text{ kWp} &> 89 \text{ kWp} && \text{(cumple)} \\
 U_{mpp} &= 564 \text{ V} &> 500 \text{ V} && \text{(cumple)} \\
 I_{mpp} &= 576 \text{ A} &> 360 \text{ A} && \text{(cumple)}
 \end{aligned}$$



iv. Se define la carga de autoconsumo:

Aquí se especifica el consumo diario en kW de la instalación. Se ha dividido en “Luminarias” y “Puestos de recarga”.

Definición de necesidades del usuario Variante: \*ALWITRA LAMINAR 3 NAS 398 KWp 3 Fronius Aglo 100 & LG Chem R800 2x12 ...

Comentario: Nuevo Necesidades del usuario

Características generales Perfil diario Gráfico

**Tipo de perfil de carga**

- Sin autoconsumo
- Consumo constante fijo
- Valores mensuales
- Perfiles diarios
- Perfiles de probabilidad
- Consumidores domésticos
- Cargar valores de un archivo CSV por hora/diario

Perfiles diarios

- Constante durante el año
- Modulación estacional
- Normalización mensual
- Modulación semanal

**Necesidades del usuario: energía anual definida**

Potencia promedio **11.7** kW  
Energía anual **103** MWh/año

**Info sistema: Conjunto FV definido**

Potencia FV nominal **389** kWp  
Rendimiento estimado del sistema **663** MWh/año  
Pnom FV / PCarga promedio **5.14** Proporción Pnom

**Se ha definido un autoconsumo con un promedio de 282 kWh/día**

**Modelo**

Carga Guardar

Ilustración 75- Carga Autoconsumo. PVSystem

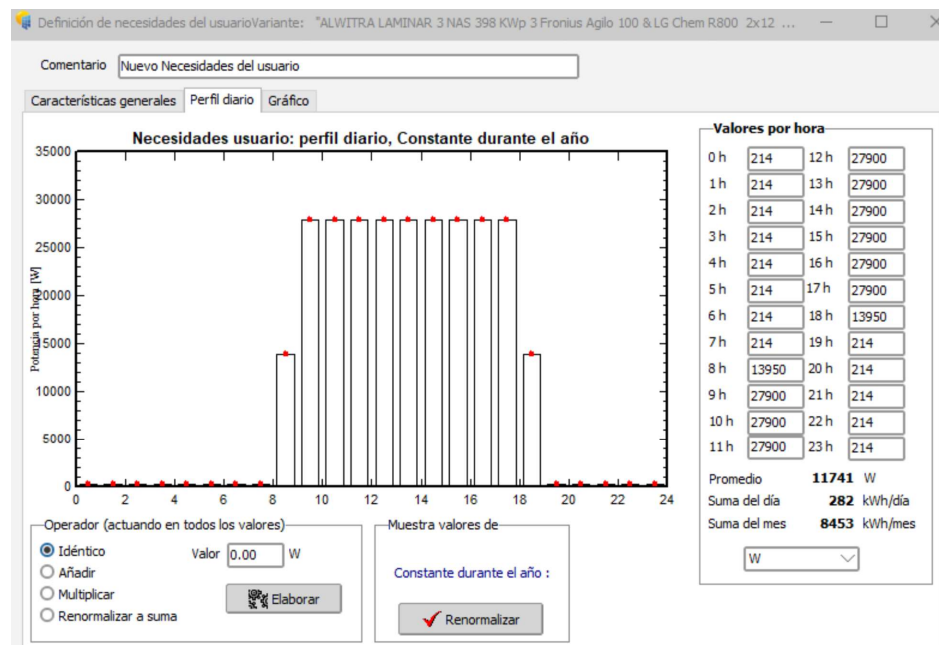


Ilustración 76- Reparto horario Autoconsumo. PVSystem





## v. Cálculo de superficie activa y sombreados:

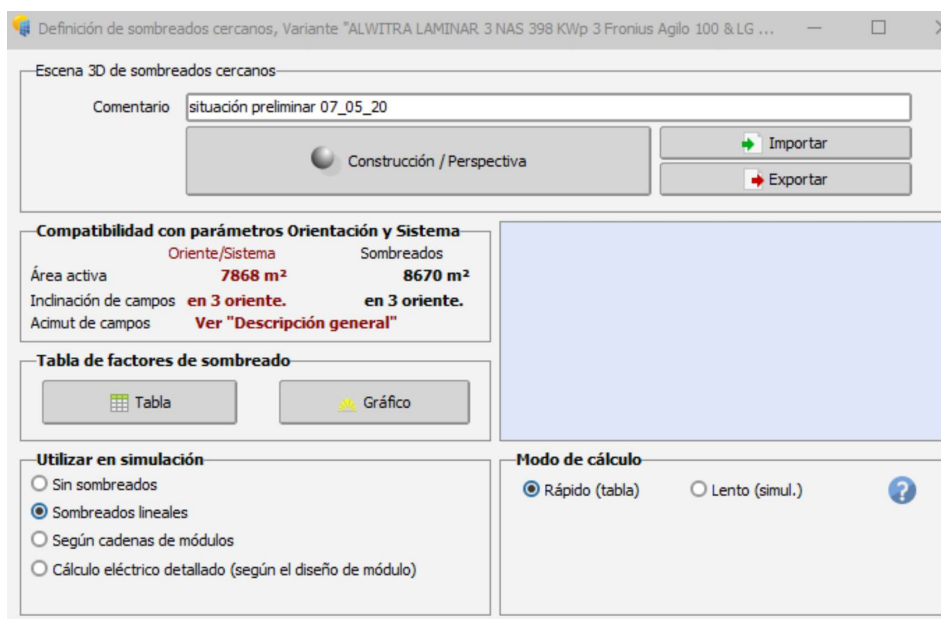


Ilustración 77- Superficies activas

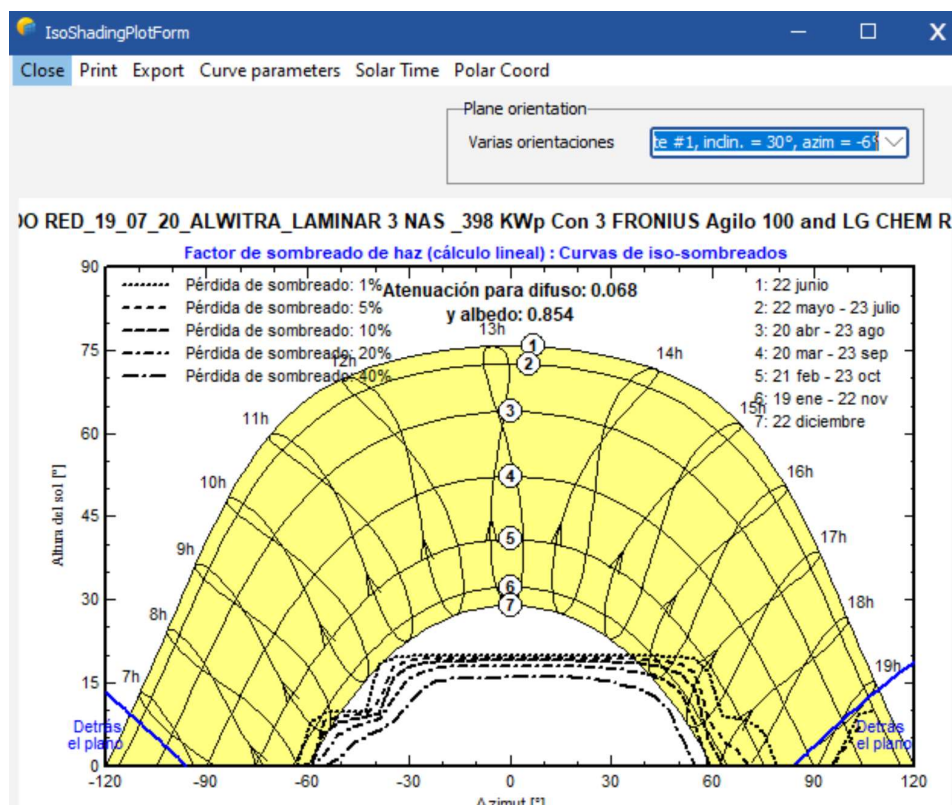


Ilustración 78- Factor Sombreado Subconjunto1 NAS1

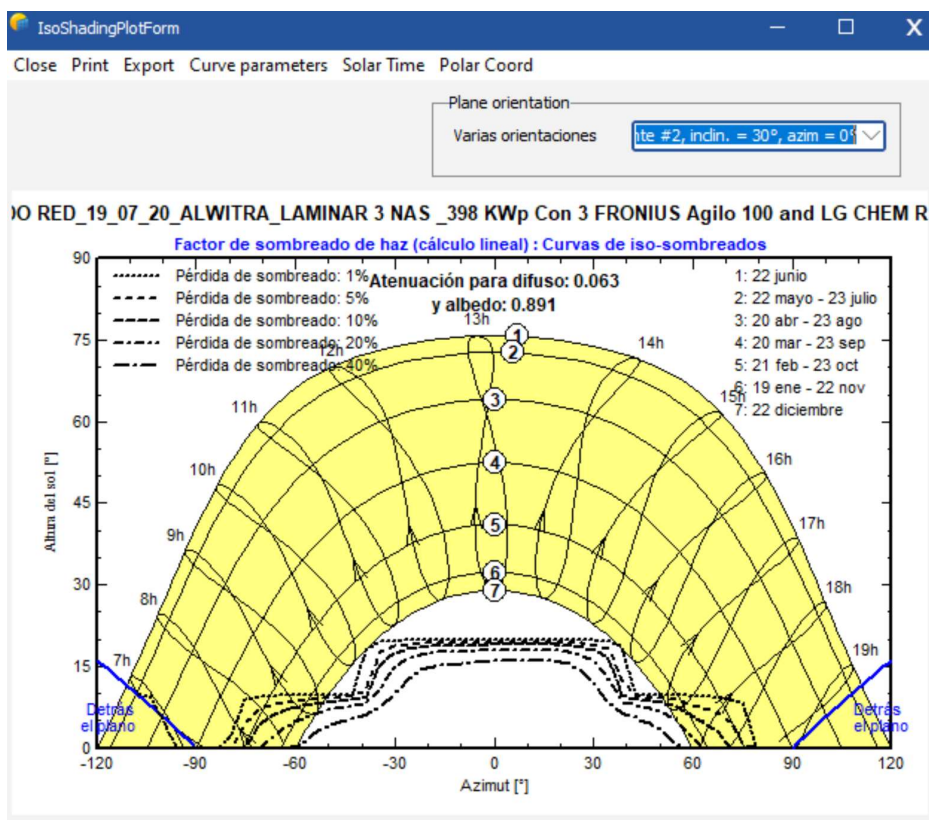


Ilustración 79-Factor Sombreado Subconjunto 2 NAS2

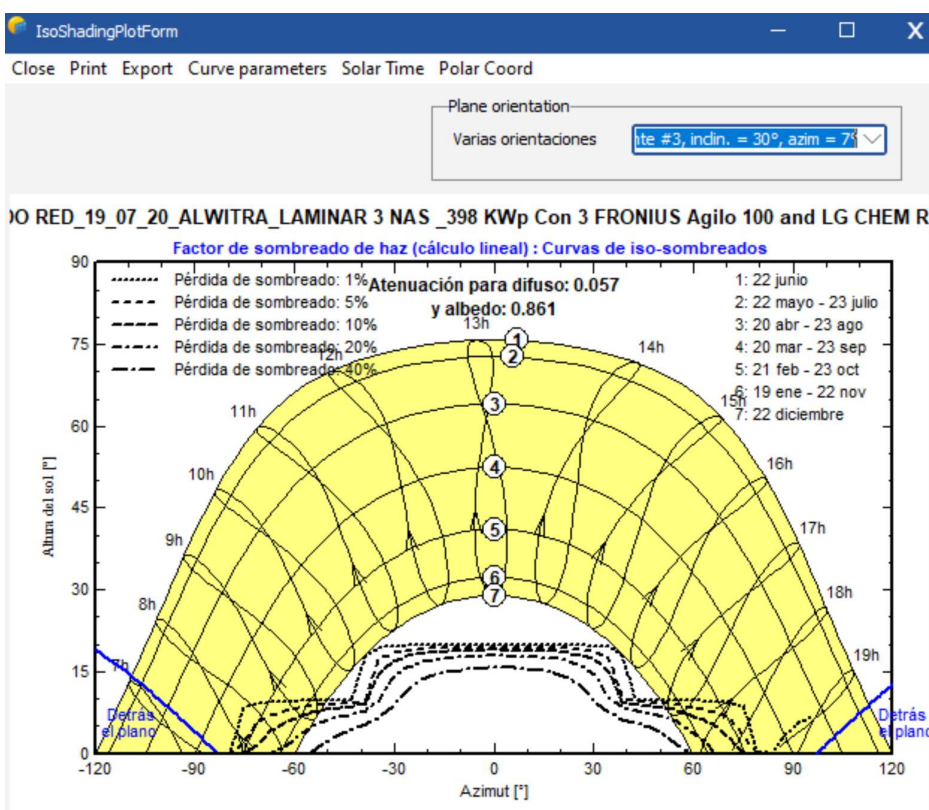


Ilustración 80-Factor Sombreado Subconjunto 3 NAS3



vi. Definición del **paquete de baterías**:

Se selecciona el modelo de Rack R800 de LG CHEM.

Se dispone de dos líneas de 12 módulos en paralelo que dotan a la instalación de una autonomía de tres días para un consumo medio y de 32.1 horas para consumo máximo.

The screenshot shows the 'Sistema de red con gestión de almacenamiento' window. Under 'Tipo de sistema - Estrategia de almacenamiento', 'Autoconsumo' is selected. The 'Paquete de almacenamiento' is also set to 'Autoconsumo'. In the 'Especifique el conjunto de batería' section, 'Ordenar baterías por' is set to 'voltaje'. The selected battery is 'LG Chem Rack R800' with '725 V' and '64 Ah'. The configuration shows 24 racks in series and 12 racks in parallel, resulting in 672 elements. The total energy stored is 4438.4 MWh. The 'Temperatura de funcionamiento de la batería' is set to 'Fijo (aire acondicionado)' at 20°C. The 'Información del sistema' shows a PV array power of 389 kWp and a maximum user power of 28 kW. The battery pack represents approximately 2.3 hours of full sun charge, 76.4 hours of medium load discharge, and 32.1 hours of maximum load discharge.

Ilustración 81- Configuración Acumuladores. PVSystem

The screenshot shows the 'Definiciones para una batería' window. The 'Modelo' is 'Rack R800' by 'LG Chem'. The 'Nombre de archivo' is 'LGChem\_R800.BTR'. The 'Tecnología' is 'Lithium-ion, NMC' and the 'Categoría' is 'Estante'. The configuration shows 14 blocks in series and 1 block in parallel. The 'Parámetros básicos' section shows 28 cells in series/parallel, a nominal voltage of 725.2 V, and a capacity of 64.40 Ah. The 'Comportamiento en los límites' section shows a charge cut-off voltage of 823.2 V and a discharge cut-off voltage of 588.0 V. The 'Indicadores de batería llena' section shows 95% energy stored in DOD, equivalent to 45.0 kWh, and a total stored energy of 188.3 MWh.

Ilustración 82- Baterías Rack R800\_ LG CHEM



vii. **Diagrama de pérdidas:**

Se simulan todos los parámetros anteriores y se obtiene el siguiente diagrama de pérdidas.

Se observa que el sistema es autosuficiente, no precisando energía de la red. Debido a que se sobredimensionó el sistema para conseguir los parámetros de salida necesarios en cuanto a tensión y corriente, se dispone de un sistema que genera más energía de la precisa. Lo cual es positivo si consideramos la posibilidad de aumentar la flota de vehículos en un futuro. Y mientras que esa posibilidad se haga realidad, el sistema seguirá inyectando la energía sobrante a la red, amortizándose en 8.6 años.

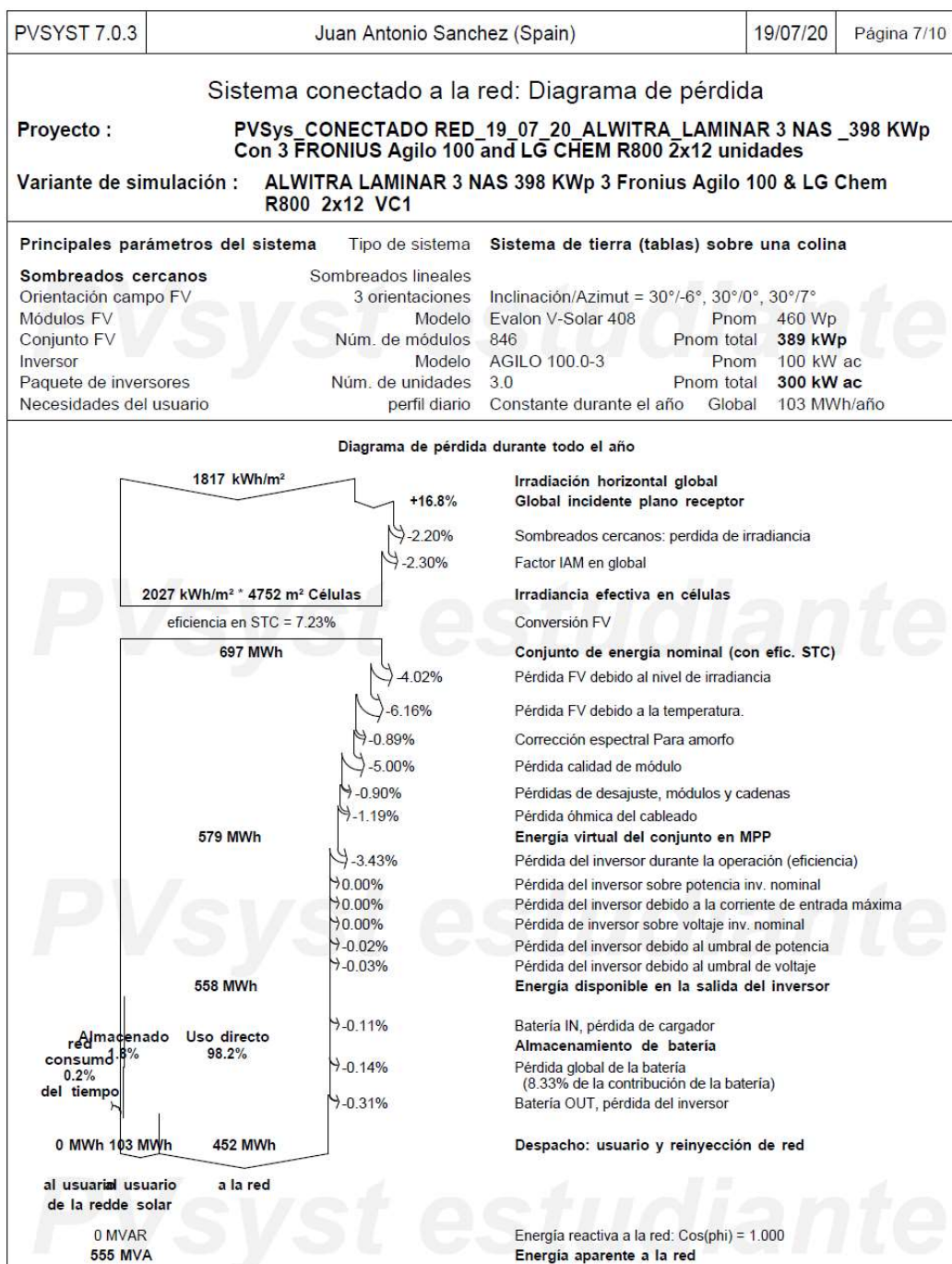


Ilustración 83- Diagrama de pérdidas. ALWITRA 3 NAS



### 7.4.3. Paneles PV convencionales con orientación curva.

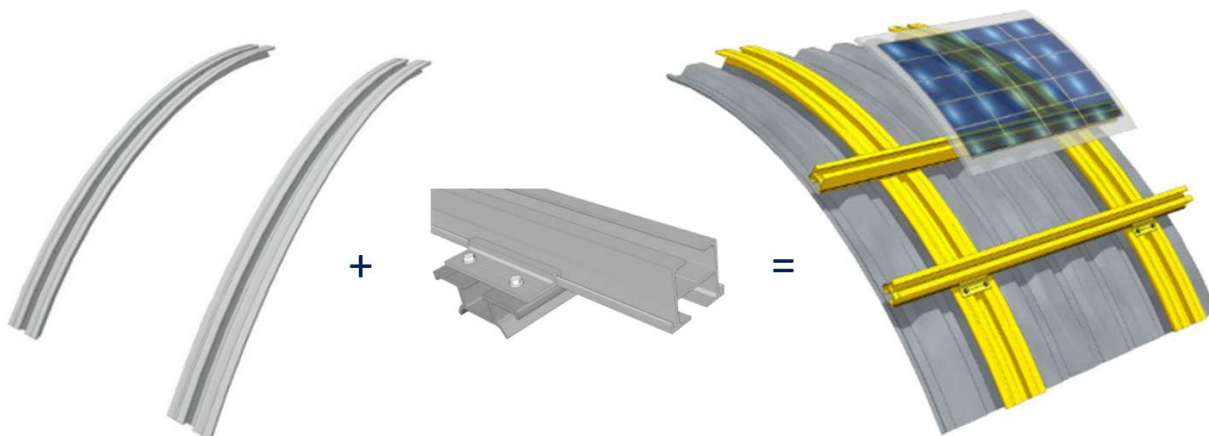
Solución creada para la aplicación de módulos fotovoltaicos en estructuras curvas.

Esta propuesta prevé la aplicación de una "deformación" compuesta de un perfil de aluminio extruido EN-AW 6060 adecuadamente curvado para seguir la geometría curvada del techo.

Luego se aplica una segunda "deformación", que consiste en un perfil de aleación de aluminio extruido EN-AW 6060 adecuadamente formado y anclado a la primera mediante un innovador sistema de expansión: soporte fotovoltaico para Tek28

Ventajas:

- Adaptable incluso a radios de curvatura muy pequeños;
- Espacio útil para el paso del cable; gran superficie para ventilación "debajo del módulo";
- Separación funcional entre sistema de techo y sistema fotovoltaico;
- Posibilidad de expansión de todo el sistema de soporte fotovoltaico;
- Posibilidad de montaje no contextual a la colocación del techo; combinado con el sistema Tek28 de Alubel, permite una transitabilidad absoluta;
- Primer sistema certificado solar;
- Sistema verificable para cualquier carga (carga de módulo, carga de nieve, etc.).



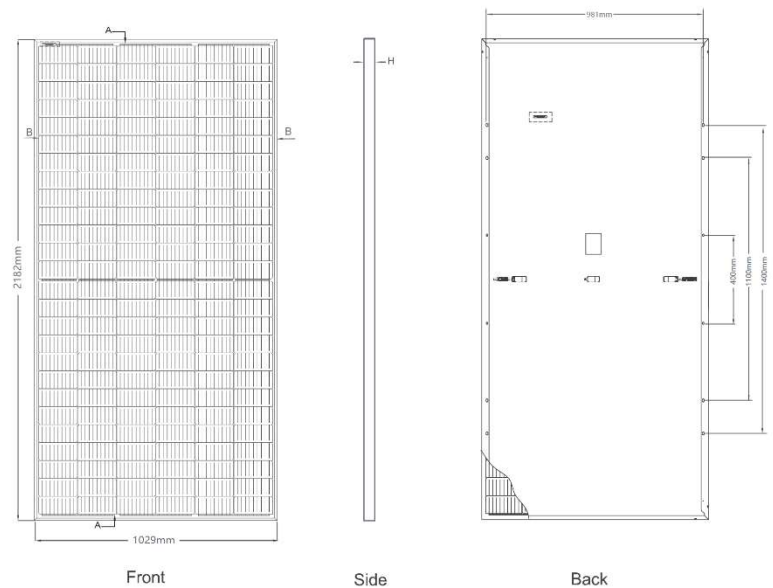
*Ilustración 84- Detalle de montaje*



*Ilustración 85- Instalación cortesía de ALUBEL*

Los paneles seleccionados para esta opción son el modelo **JKM470M-7RL3** de **JinKO Solar**

**Potencia:** 470 Wp  
**Ancho:** 1029 mm  
**Largo:** 2182 mm  
**Espesor:** 35 mm  
**Peso:** 25 Kg  
**Eficiencia Módulo STC :** 20.93%



*Ilustración 86.-Datos eléctricos JinKO Solar*



i. Se definen las **inclinaciones de los paneles** sobre la cubierta:

Se disponen sobre la cubierta de la NAS2 en formato horizontal ocho filas con acimut 0 y la siguiente distribución de ángulos [34°,29°,25°,22°,19°,15°,12°,8°].

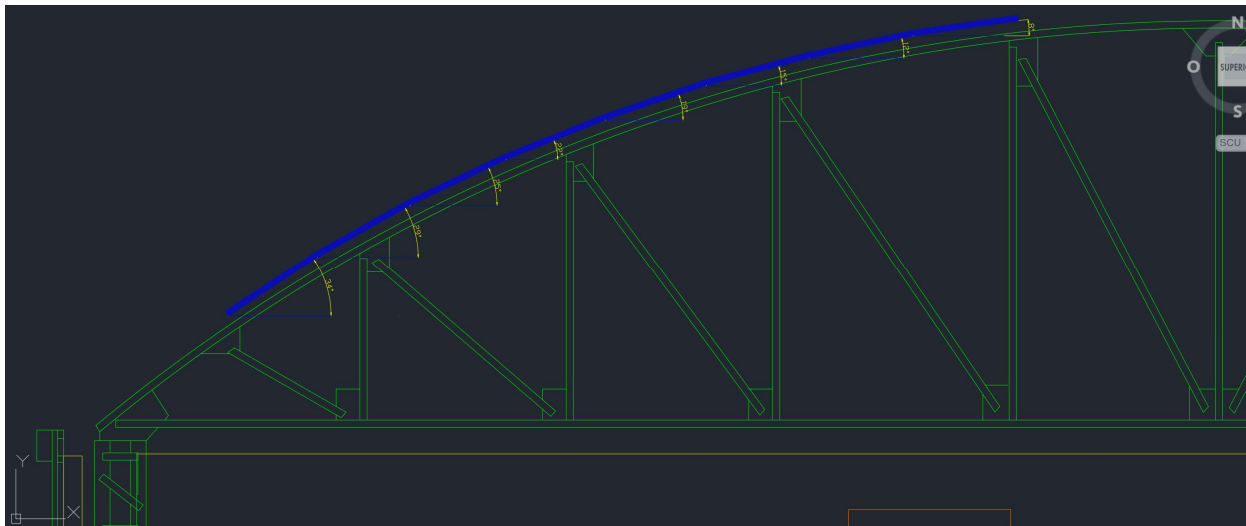


Ilustración 87-Disposición de PV ALWITRA sobre cubierta NAS2

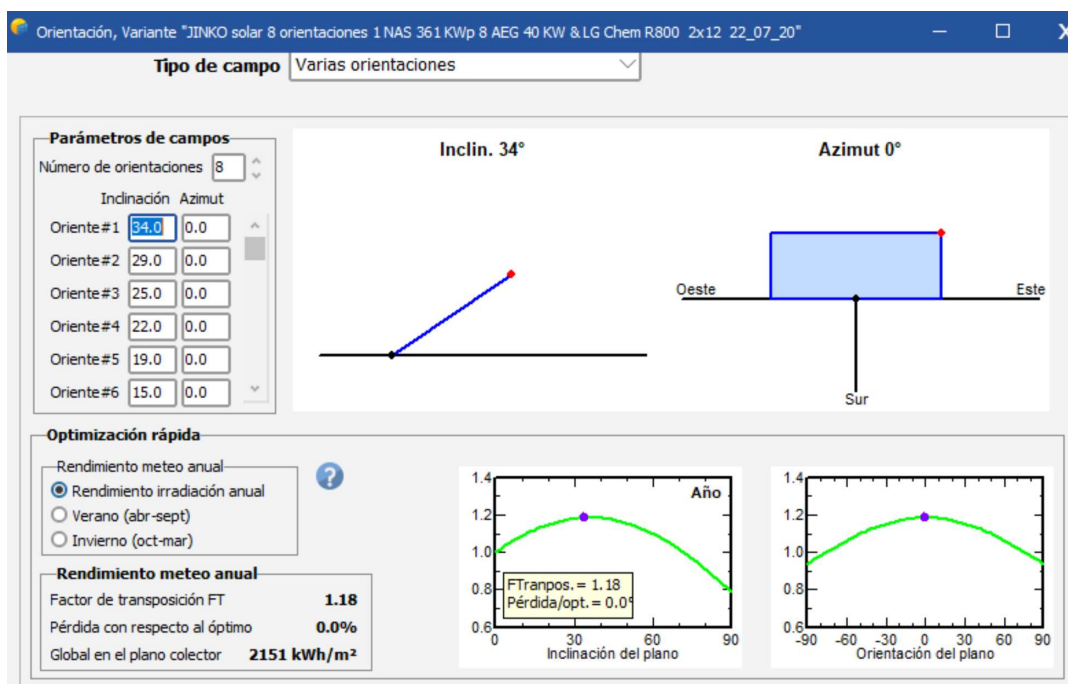


Ilustración 88- Ángulos y Acimut ALWITRA



ii. Se definen las **variables de red** para los subconjuntos 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8:

Para el **subconjunto 1** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 45.0 kWp, que ocupará parcialmente la cubierta NAS-2 con 96 paneles 16 en serie y 6 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 709 V y una corriente de 65 A.

Definición del sistema de red, Variante VCH: "JINKO solar 8 orientaciones 1 NAS 361 kWp 8 AEG 40 KW & LG Chem R800 2x12 22\_07\_20"

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Sub-conjunto #1 Orden: 1  
Oriente: Orientación #1 Inclinación: 34° Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: 45.0 kWp  
... o área disponible(módulos): 193 m<sup>2</sup>  
 Redimens.

**Seleccione el módulo FV**  
Disponibles ahora: Todos los módulos F Módulos necesarios aprox.: 96  
Generic: 470 Wp 36V Si-mono JKM470M-7RL3 Desde 2020 Datasheets 2020  
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 37.9 V Voc (-10°C) 57.2 V

**Seleccione el inversor**  
Disponibles ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  
Generic: 40 kW 570 - 950 V TL 50/60Hz AS-IC01-40000-1 (40kw,three-phase with 1 Desde 2019  
Núm. de inversores: 1 Voltaje de funcionamiento: 570-950 V Poder global inversor: 40.0 kWca  
Voltaje máximo de entrada: 1100 V

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie: 16 entre 16 y 19  
Núm. de cadena: 6 entre 5 y 6  
Perdida sobrecarga: 0.1 %  
Proporción Pnom: 1.13  
Mostrar dimensionamiento  
Núm. de módulos: 96 Área: 193 m<sup>2</sup>

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C): 606 V  
Vmpp (20°C): 704 V  
Voc (-10°C): 915 V  
Irradiancia plano: 1000 W/m<sup>2</sup>  
Imp (STC): 65.1 A  
Isc (STC): 70.1 A  
Isc (en STC): 70.1 A

Máx. en datos  STC  
Potencia de funcionamiento máx. 41.0 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (STC) 45.1 kWp**

Ilustración 89.- Variables subconjunto 1. PVsyst





Para el **subconjunto 2** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 45.0 kWp, que ocupará parcialmente la cubierta NAS-2 con 96 paneles 16 en serie y 6 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 631 V y una corriente de 65 A.

Definición del sistema de red, Variante VCH: "JINKO solar 8 orientaciones 1 NAS 361 KWp 8 AEG 40 KW & LG Chem R800 2x12 22\_07\_20"

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Subconjunto #2    Orden: 2  
Oriente: Orientación #2    Inclinación: 29°    Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada: 45.0 kWp  
 Redimens.    ... o área disponible(módulos): 193 m<sup>2</sup>

**Seleccione el módulo FV**  
Filtro: Todos los módulos F  
Módulos necesarios aprox.: 96  
Generic: 470 Wp 36V Si-mono JKM470M-7RL3 Desde 2020 Datasheets 2020  
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) 37.9 V  
Voc (-10°C) 57.2 V

**Seleccione el inversor**  
Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  
Generic: 40 kW 570 - 950 V TL 50/60Hz AS-IC01-40000-1 (40kw,three-phase with 1 Desde 2019  
Núm. de inversores: 1    Voltaje de funcionamiento: 570-950 V    Poder global inversor: 40.0 kWca  
Voltaje máximo de entrada: 1100 V

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie: 16    entre 16 y 19  
Núm. de cadena: 6    entre 5 y 6  
Perdida sobrecarga: 0.1 %  
Proporción Pnom: 1.13    Mostrar dimensionamiento

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C): 606 V  
Vmpp (20°C): 704 V  
Voc (-10°C): 915 V

Irradiancia plano: 1000 W/m<sup>2</sup>  
Imp (STC): 65.1 A  
Isc (STC): 70.1 A  
Isc (en STC): 70.1 A

Máx. en datos     STC  
Potencia de funcionamiento máx. 41.0 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (STC) 5.1 kWp**

**Núm. de módulos: 96    Área: 193 m<sup>2</sup>**

Ilustración 90.- Variables subconjunto 2. PVsyst



Para el **subconjunto 3** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 45.0 kWp, que ocupará parcialmente la cubierta NAS-2 con 96 paneles 16 en serie y 6 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 631 V y una corriente de 65 A.

Definición del sistema de red, Variante VCF: "JINKO solar 4 orientaciones 2 NAS 338 KWp 8 AEG 40 KW & LG Chem R800 2x12 20\_07\_20"

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Subconjunto #3 Orden 3 Inclinación 20° Azimut 0°  
Oriente: Orientación #3

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento  Ingrese potencia planeada 43.0 kWp  
... o área disponible(módulos)  183 m<sup>2</sup>  
 Redimens.

**Seleccione el módulo FV**  
Disponibles ahora: Filtro Todos los módulos F Módulos necesarios aprox. 91  
Generic: 470 Wp 36V Si-mono JKM470M-7RL3 Desde 2020 Datasheets 2020   
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 37.9 V  
Voc (-10°C) 57.2 V

**Seleccione el inversor**  
Disponibles ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  50 Hz  60 Hz  
Generic: 40 kW 570 - 950 V TL 50/60Hz AS-IC01-40000-1 (40kw,three-phase with 1 Desde 2019   
Núm. de inversores 1  Voltaje de funcionamiento: 570-950 V Poder global inversor 40.0 kWca  
Voltaje máximo de entrada: 1100 V

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie 18  entre 16 y 19  
Núm. de cadenas 5  única posibilidad 5  
Perdida sobrecarga 0.0 %   
Proporción Pnom 1.06  
Núm. de módulos 90 Área 181 m<sup>2</sup>

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C) 681 V  
Vmpp (20°C) 792 V  
Voc (-10°C) 1029 V  
Irradiancia plano 1000 W/m<sup>2</sup>  
Imp (STC) 54.2 A  
Isc (STC) 58.4 A  
Isc (en STC) 58.4 A  
 Máx. en datos  STC  
Potencia de funcionamiento máx. 38.5 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (STC) 42.3 kWp**

Ilustración 91.- Variables subconjunto 3. PVsyst



Para el **subconjunto 4** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 45.0 kWp, que ocupará parcialmente la cubierta NAS-2 con 96 paneles 16 en serie y 6 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 631 V y una corriente de 65 A.

Definición del sistema de red, Variante VCH: "JINKO solar 8 orientaciones 1 NAS 361 KWp 8 AEG 40 KW & LG Chem R800 2x12 22\_07\_20"

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Subconjunto #4    Orden: 4  
Oriente: Orientación #4    Inclinación: 22°  
Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada: 45.0 kWp  
 ... o área disponible(módulos): 193 m<sup>2</sup>  
✓ Redimens.

**Seleccione el módulo FV**  
Disponibles ahora: Todos los módulos F    Módulos necesarios aprox.: 96  
Generic: 470 Wp 36V Si-mono JKM470M-7RL3 Desde 2020 Datasheets 2020    Abrir  
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 37.9 V  
Voc (-10°C) 57.2 V

**Seleccione el inversor**  
Disponibles ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz     50 Hz  
 60 Hz  
Generic: 40 kW 570 - 950 V TL 50/60Hz AS-IC01-40000-1 (40kw,three-phase with 1 Desde 2019    Abrir  
Núm. de inversores: 1    Voltaje de funcionamiento: 570-950 V Poder global inversor: 40.0 kWca  
Voltaje máximo de entrada: 1100 V

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie: 16     entre 16 y 19  
Núm. de cadena: 6     entre 5 y 6  
Perdida sobrecarga: 0.1 %  
Proporción Pnom: 1.13    Mostrar dimensionamiento  
Núm. de módulos: 96    Área: 193 m<sup>2</sup>

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C): 606 V  
Vmpp (20°C): 704 V  
Voc (-10°C): 915 V  
Irradiancia plano: 1000 W/m<sup>2</sup>  
Imp (STC): 65.1 A  
Isc (STC): 70.1 A  
Isc (en STC): 70.1 A  
 Máx. en datos     STC  
Potencia de funcionamiento máx.: 41.0 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (STC) 5.1 kWp**

Ilustración 92.- Variables subconjunto 4. PVsyst



Para el **subconjunto 5** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 45.0 kWp, que ocupará parcialmente la cubierta NAS-2 con 96 paneles 16 en serie y 6 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 631 V y una corriente de 65 A.

Definición del sistema de red, Variante VCH: "JINKO solar 8 orientaciones 1 NAS 361 KWp 8 AEG 40 KW & LG Chem R800 2x12 22\_07\_20"

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Subconjunto #5    Orden: 5  
Oriente: Orientación #5    Inclinación: 19°  
Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada: 45.0 kWp  
 Redimens.    ... o área disponible(módulos): 193 m<sup>2</sup>

**Seleccione el módulo FV**  
Disponibles ahora: Todos los módulos F  
Módulos necesarios aprox.: 96  
Generic: 470 Wp 36V Si-mono JKM470M-7RL3 Desde 2020 Datasheets 2020  
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) 37.9 V  
Voc (-10°C) 57.2 V

**Seleccione el inversor**  
Disponibles ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  
Generic: 40 kW 570 - 950 V TL 50/60Hz AS-IC01-40000-1 (40kw,three-phase with 1 Desde 2019  
Núm. de inversores: 1    Voltaje de funcionamiento: 570-950 V Poder global inversor: 40.0 kWca  
Voltaje máximo de entrada: 1100 V

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie: 16     entre 16 y 19  
Núm. de cadenas: 6     entre 5 y 6  
Perdida sobrecarga: 0.0 %  
Proporción Pnom: 1.13    [Mostrar dimensionamiento](#)

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C): 606 V  
Vmpp (20°C): 704 V  
Voc (-10°C): 915 V

Irradiancia plano: 1000 W/m<sup>2</sup>  
Imp (STC): 65.1 A  
Isc (STC): 70.1 A  
Isc (en STC): 70.1 A

Máx. en datos     STC  
Potencia de funcionamiento máx.: 41.0 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (STC) 5.1 kWp**

**Núm. de módulos: 96    Área: 193 m<sup>2</sup>**

Ilustración 93.- Variables subconjunto 5. PVsyst



Para el **subconjunto 6** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 45.0 kWp, que ocupará parcialmente la cubierta NAS-2 con 96 paneles 16 en serie y 6 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 631 V y una corriente de 65 A.

Definición del sistema de red, Variante VCH: "JINKO solar 8 orientaciones 1 NAS 361 KWp 8 AEG 40 KW & LG Chem R800 2x12 22\_07\_20"

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Subconjunto #6    Orden: 6  
Oriente: Orientación #6    Inclinación: 15°  
Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada: 45.0 kWp  
 ... o área disponible(módulos): 193 m<sup>2</sup>  
Redimens.

**Seleccione el módulo FV**  
Disponibles ahora: Todos los módulos F    Módulos necesarios aprox.: 96  
Generic: 470 Wp 36V Si-mono JKM470M-7RL3 Desde 2020 Datasheets 2020    Abrir  
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 37.9 V  
Voc (-10°C) 57.2 V

**Seleccione el inversor**  
Disponibles ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz     50 Hz  
 60 Hz  
Generic: 40 kW 570 - 950 V TL 50/60Hz AS-IC01-40000-1 (40kw,three-phase with 1 Desde 2019    Abrir  
Núm. de inversores: 1    Voltaje de funcionamiento: 570-950 V Poder global inversor: 40.0 kWca  
Voltaje máximo de entrada: 1100 V

**Diseño el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie: 16     entre 16 y 19  
Núm. de cadenas: 6     entre 5 y 6  
Perdida sobrecarga: 0.0 %  
Proporción Pnom: 1.13    Mostrar dimensionamiento  
Núm. de módulos: 96    Área: 193 m<sup>2</sup>

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C): 606 V  
Vmpp (20°C): 704 V  
Voc (-10°C): 915 V  
Irradiancia plano: 1000 W/m<sup>2</sup>  
Imp (STC): 65.1 A  
Isc (STC): 70.1 A  
Isc (en STC): 70.1 A  
 Máx. en datos     STC  
Potencia de funcionamiento máx. 41.0 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (STC) 5.1 kWp**

Ilustración 94.- Variables subconjunto 6. PVsyst



Para el **subconjunto 7** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 45.0 kWp, que ocupará parcialmente la cubierta NAS-2 con 96 paneles 16 en serie y 6 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 631 V y una corriente de 65 A.

Definición del sistema de red, Variante VCH: "JINKO solar 8 orientaciones 1 NAS 361 kWp 8 AEG 40 KW & LG Chem R800 2x12 22\_07\_20"

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Subconjunto #7    Orden: 7  
Oriente: Orientación #7    Inclinación: 12°  
Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada: 45.0 kWp  
 ... o área disponible(módulos): 193 m<sup>2</sup>  
[Redimens.]

**Seleccione el módulo FV**  
Disponibles ahora: [Filtro: Todos los módulos F]    Módulos necesarios aprox.: 96  
Generic: [470 Wp 36V Si-mono JKM470M-7RL3 Desde 2020 Datasheets 2020] [Abrir]  
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 37.9 V  
Voc (-10°C) 57.2 V

**Seleccione el inversor**  
Disponibles ahora: [Filtro: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz]     50 Hz  
Generic: [40 kW 570 - 950 V TL 50/60Hz AS-IC01-40000-1 (40kw,three-phase with 1 Desde 2019)] [Abrir]     60 Hz  
Núm. de inversores: 1    Voltaje de funcionamiento: 570-950 V    Poder global inversor: 40.0 kWca  
Voltaje máximo de entrada: 1100 V

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie: 16     entre 16 y 19  
Núm. de cadena: 6     entre 5 y 6  
Perdida sobrecarga: 0.0 %  
Proporción Pnom: 1.13    [Mostrar dimensionamiento]  
Núm. de módulos: 96    Área: 193 m<sup>2</sup>

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C): 606 V  
Vmpp (20°C): 704 V  
Voc (-10°C): 915 V  
Irradiancia plano: 1000 W/m<sup>2</sup>  
Imp (STC): 65.1 A  
Isc (STC): 70.1 A  
Isc (en STC): 70.1 A

Máx. en datos     STC  
Potencia de funcionamiento máx. 41.0 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (STC) 45.1 kWp**

Ilustración 95.- Variables subconjunto 7. PVsyst



Para el **subconjunto 8** se fija una  $P_{nom}$  deseada de 45.0 kWp, que ocupará parcialmente la cubierta NAS-2 con 96 paneles 16 en serie y 6 en paralelo.  
Obtendremos una tensión output de 631 V y una corriente de 65 A.

Definición del sistema de red, Variante VCH: "JINKO solar 8 orientaciones 1 NAS 361 kWp 8 AEG 40 kW & LG Chem R800 2x12 22\_07\_20"

### Subconjunto

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Subconjunto #8    Orden: 8  
Oriente: Orientación #8    Inclinación: 8°  
Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada: 45.0 kWp  
... o área disponible(módulos): 193 m²  
[Redimens.]

**Seleccione el módulo FV**  
Filtro: Todos los módulos F    Módulos necesarios aprox.: 96  
Generic: 470 Wp 36V Si-mono JKM470M-7RL3 Desde 2020 Datasheets 2020 [Abrir]  
 Usar optimizador  
tajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 37.9 V  
Voc (-10°C) 57.2 V

**Seleccione el inversor**  
Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz     50 Hz  
 60 Hz  
Generic: 40 kW 570 - 950 V TL 50/60Hz AS-IC01-40000-1 (40kw,three-phase with 1 Desde 2019 [Abrir]  
Núm. de inversores: 1    Voltaje de funcionamiento: 570-950 V Poder global inversor: 40.0 kWca  
Voltaje máximo de entrada: 1100 V

**Diseño el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie: 16     entre 16 y 19  
Núm. de cadena: 6     entre 5 y 6  
Perdida sobrecarga: 0.0 %  
Proporción Pnom: 1.13    [Mostrar dimensionamiento]  
Núm. de módulos: 96    Área: 193 m²

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C): 606 V  
Vmpp (20°C): 704 V  
Voc (-10°C): 915 V  
Irradiancia plano: 1000 W/m²  
Imp (STC): 65.1 A  
Isc (STC): 70.1 A  
Isc (en STC): 70.1 A  
 Máx. en datos     STC  
Potencia de funcionamiento máx. 41.0 kW en 1000 W/m² y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (STC) 5.1 kWp**

Ilustración 96.- Variables subconjunto 8. PVsyst

Se conectan los subconjuntos en paralelo, obteniendo las características de funcionamiento:

$$\begin{aligned} P_{nom} &= 361 \text{ kWp} > 89 \text{ kWp} && \text{(cumple)} \\ U_{mpp} &= 631 \text{ V} > 500 \text{ V} && \text{(cumple)} \\ I_{mpp} &= 520 \text{ A} > 360 \text{ A} && \text{(cumple)} \end{aligned}$$



iii. Se define la carga de autoconsumo:

Aquí se especifica el consumo diario en kW de la instalación. Se ha dividido en “Luminarias” y “Puestos de recarga V.E”.

Definición de necesidades del usuario Variante: \*ALWITRA LAMINAR 3 NAS 398 KWp 3 Fronius Aglo 100 & LG Chem R.800 2x12 ...

Comentario: Nuevo Necesidades del usuario

Características generales Perfil diario Gráfico

**Tipo de perfil de carga**

- Sin autoconsumo
- Consumo constante fijo
- Valores mensuales
- Perfiles diarios
- Perfiles de probabilidad
- Consumidores domésticos
- Cargar valores de un archivo CSV por hora/diario

Perfiles diarios:

- Constante durante el año
- Modulación estacional
- Normalización mensual
- Modulación semanal

**Necesidades del usuario: energía anual definida**

Potencia promedio **11.7 kW**  
Energía anual **103 MWh/año**

**Info sistema: Conjunto FV definido**

Potencia FV nominal **389 kWp**  
Rendimiento estimado del sistema **663 MWh/año**  
Pnom FV / PCarga promedio **5.14** Proporción Pnom

Se ha definido un autoconsumo con un promedio de 282 kWh/día

**Modelo**

Carga Guardar

Ilustración 97.- Carga Autoconsumo. PVSystem

Definición de necesidades del usuario Variante: \*ALWITRA LAMINAR 3 NAS 398 KWp 3 Fronius Aglo 100 & LG Chem R.800 2x12 ...

Comentario: Nuevo Necesidades del usuario

Características generales Perfil diario Gráfico

**Necesidades usuario: perfil diario, Constante durante el año**

Operador (actuando en todos los valores):

- Idéntico Valor: 0.00 W
- Añadir
- Multiplicar
- Renormalizar a suma

Muestra valores de: Constante durante el año:  Renormalizar

**Valores por hora**

0 h	214	12 h	27900
1 h	214	13 h	27900
2 h	214	14 h	27900
3 h	214	15 h	27900
4 h	214	16 h	27900
5 h	214	17 h	27900
6 h	214	18 h	13950
7 h	214	19 h	214
8 h	13950	20 h	214
9 h	27900	21 h	214
10 h	27900	22 h	214
11 h	27900	23 h	214

Promedio **11741 W**  
Suma del día **282 kWh/día**  
Suma del mes **8453 kWh/mes**

Ilustración 98- Reparto horario Autoconsumo. PVSystem





iv. Cálculo de **superficie activa y sombreados**:

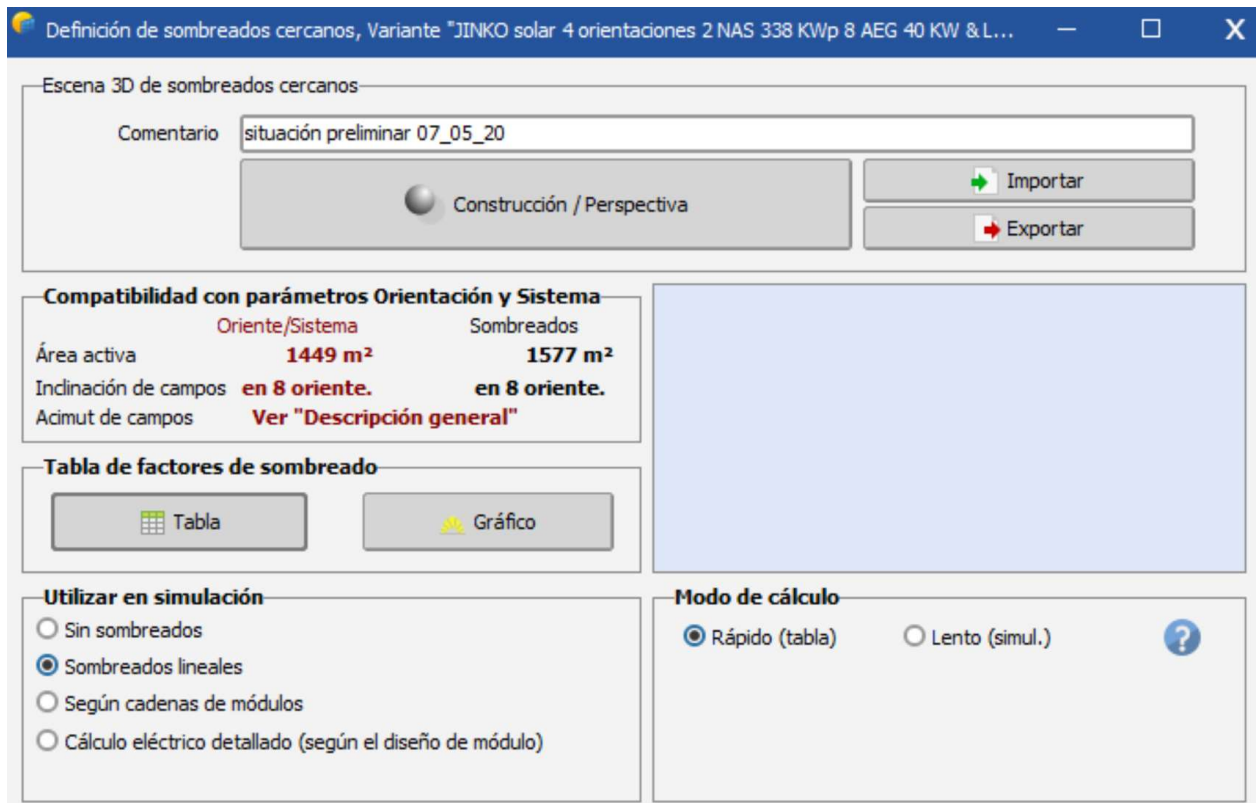


Ilustración 99.- Definición de sombreados. 8 Orientaciones PVsystem

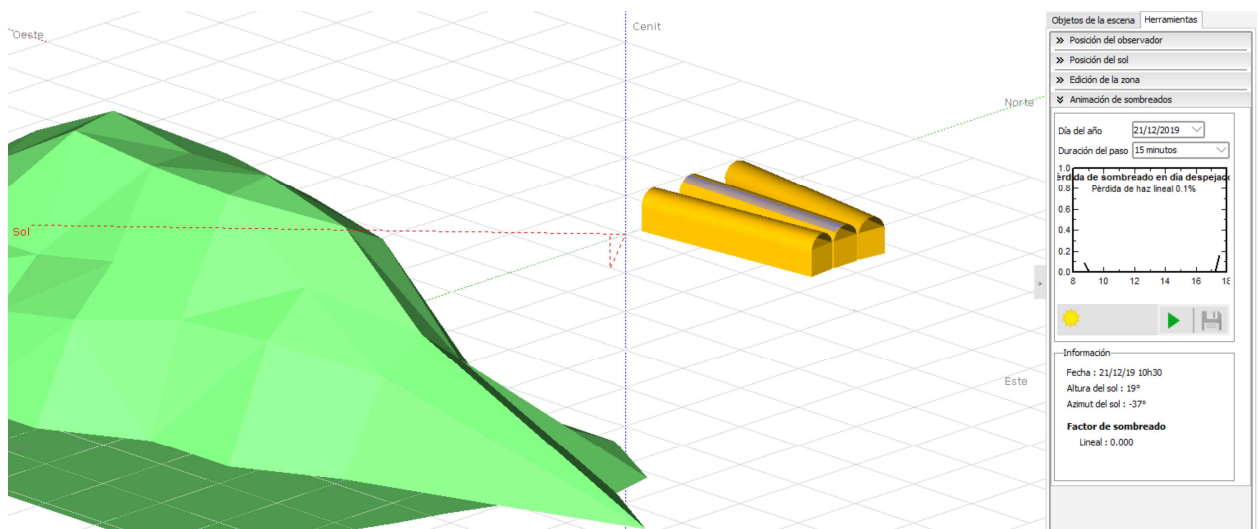


Ilustración 100.- 8 Orientaciones. PVsystem



## v. Definición del paquete de baterías:

Se selecciona el modelo de Rack R800 de LG CHEM.

Se dispone de dos líneas de 12 módulos en paralelo que dotan a la instalación de una autonomía de tres días para un consumo medio y de 32.1 horas para consumo máximo.

Sistema de red con gestión de almacenamiento.

Tipo de sistema - Estrategia de almacenamiento: Autoconsumo

Paquete de almacenamiento: Autoconsumo

Especifique el conjunto de batería

Ordenar baterías por:  voltaje  capacidad  fabricante

LG Chem | 725 V | 64 Ah | Li NMC | Rack R800 |

Lithium-ion | La batería seleccionada es una estante

2	<input type="checkbox"/> estantes en serie	Número de estantes	24	Voltaje del paquete de baterías	1450 V
12	<input type="checkbox"/> estantes en paralelo	Número de elementos	672	Capacidad global (C10)	773 Ah
100.0	% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)			Energía almacenada (80% DOD)	897 kWh
100.0	% Estado inicial de desgaste (estático)			Peso total	10440 kg
				Núm. de ciclos a 50% DOD	7813
				Energía total almacenada durante la vida útil de la batería	4438.4 MWh

Temperatura de funcionamiento de la batería

Modo de temperatura: Fijo (aire acondicionado)

Temperatura fija: 20 °C

La temperatura de la batería es importante para el envejecimiento de la batería.  
Un aumento de 10 °C divide la vida útil de la batería "estática" por un factor de dos

Información del sistema

Pnom del conjunto FV	389 kWp
Potencia del usuario máx.	28 kW

Este paquete de baterías representan alrededor :

Tiempo de carga en condiciones de pleno sol.	2.3 horas
Descarga bajo carga media	76.4 horas
Descarga bajo carga máxima	32.1 horas

Ilustración 101.- Configuración de acumuladores. PVsyst

Definiciones para una batería

Datos básicos | Parámetros detallados de modelo | Gráficos | Tamaños y tecnología | Datos comerciales

Modelo: Rack R800 | Fabricante: LG Chem

Nombre de archivo: LGChem\_R800.BTR | Fuente datos: Datasheet 2017

Base de datos PVsyst original | Prod. desde 2017

Tecnología: Lithium-ion, NMC

Categoría: Estante

Batería completa  Por elemento

Núm. de bloques en serie, en paralelo: 14 | 1

Parámetros básicos

Núm. de células en serie/en paralelo	14   2	es decir 28 células
Voltaje nominal	725.2	V
Capacidad en C10	64.40	Ah
Resistencia interna @ temp. ref.	490.00	mΩ
Temperatura de referencia	20.0	°C
Eficiencia coulombica	96.0	%

Info: Renormalización a C10

Hoja de datos Capacidad nominal	63.0	Ah
Definido para una tasa de descarga de	3.30	Horas
=>C10 correspondiente según modelo de Peukert	64.4 Ah	

Comportamiento en los límites

Voltaje de corte de carga	823.2	V
Voltaje de corte de descarga	588.0	V
Corriente de carga máxima	154.8	A
Corriente de descarga máxima	154.8	A
Temperatura mínima de carga	0.0	°C
Temperatura mínima de descarga	-10.0	°C

Indicadores de batería llena

Energía almacenada en DOD	95	%	45.0 kWh
Energía total almacenada (4187 ciclos)			188.3 MWh
Energía específica			103 Wh/kg
Peso específico			10 kg/kWh

Ilustración 102.- Baterías Rack R800\_LG CHEM



vi. **Diagrama de pérdidas:**

Se simulan todos los parámetros anteriores y se obtiene el siguiente diagrama de pérdidas.

Se observa que el sistema es autosuficiente, no precisando energía de la red. Debido a que se sobredimensionó el sistema para conseguir los parámetros de salida necesarios en cuanto a tensión y corriente, se obtiene un sistema que genera más energía de la necesaria. Lo cual es positivo si consideramos la posibilidad de aumentar la flota de vehículos en un futuro. Y mientras que esa posibilidad se haga realidad, el sistema seguirá inyectando la energía sobrante a la red, amortizándose en 8 años.

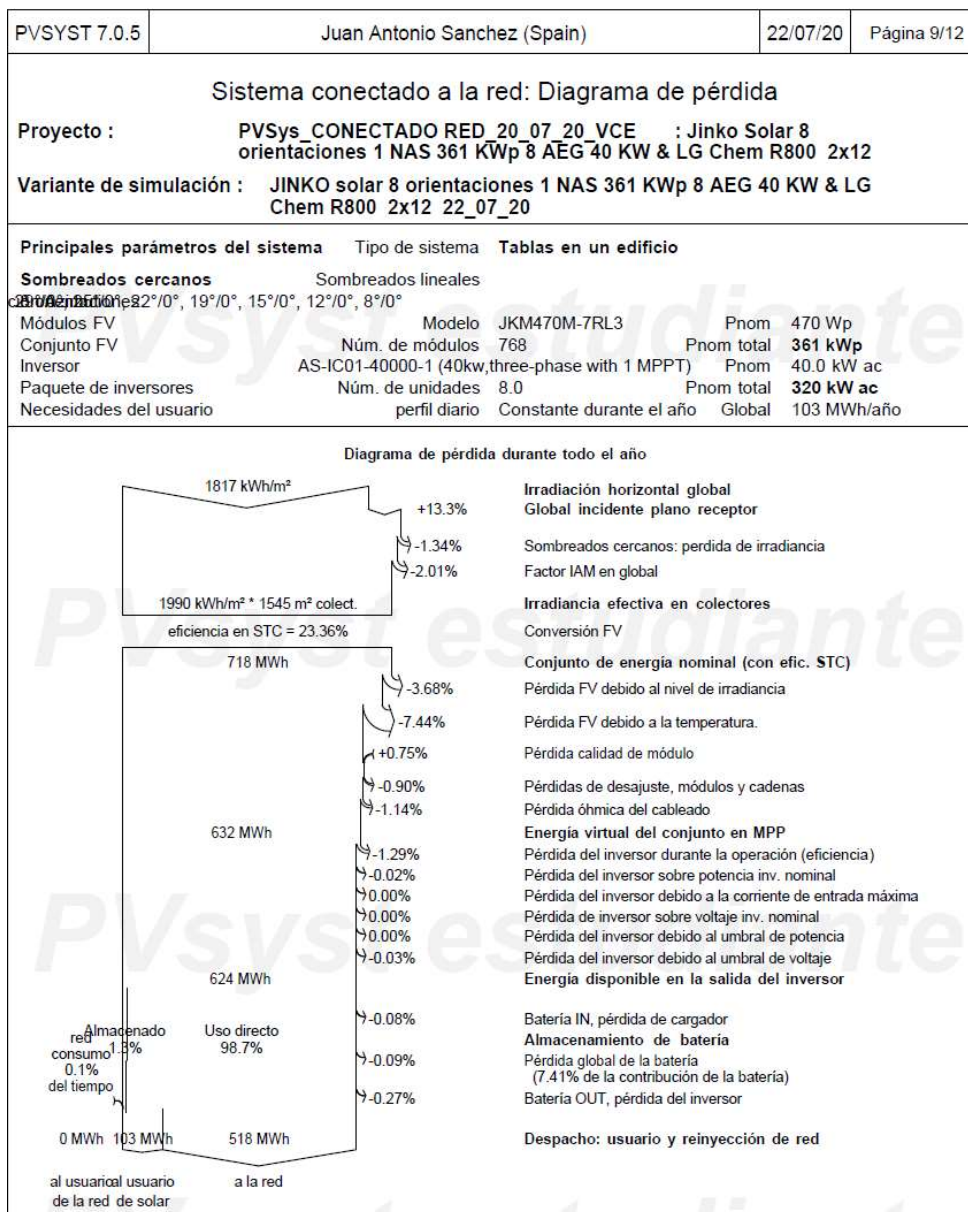


Ilustración 103.- diagrama de pérdidas. PVsyst



## 7.5. Cálculo de resistencia estructural.

Se procede a realizar una simulación de cargas debidas al peso propio de las placas y un factor de viento. Se toma la configuración de placas más desfavorable. En este caso, la de paneles convencionales con orientación fija. Puesto que combina el peso con una orientación favorable al efecto vela.

### 7.5.1. Software utilizado.

- Para la adecuación de la geometría al análisis FEM se ha utilizado *ANSYS SpaceClaim*.
- Para realizar los cálculos estructurales se ha utilizado *ANSYS MECHANICAL 2019R2*.

### 7.5.2. Detalle del modelo.

Se ha generado el modelo FEM de un sector del techo de la NAS, el espacio comprendido entre dos columnas con las placas

### 7.5.3. Materiales.

La estructura metálica de la nave es de acero estructural. Los soportes de las placas son de aluminio.

	A	B	C	D	E
1	Property	Value	Unit		
2	Material Field Variables	Table			
3	Density	7850	kg m <sup>-3</sup>		
4	Isotropic Secant Coefficient of Thermal Expansion				
6	Isotropic Elasticity				
7	Derive from	Young's Modulus and Poi...			
8	Young's Modulus	2E+11	Pa		
9	Poisson's Ratio	0,3			
10	Bulk Modulus	1,6667E+11	Pa		
11	Shear Modulus	7,6923E+10	Pa		
12	Strain-Life Parameters				
20	S-N Curve	Tabular			
24	Tensile Yield Strength	2,5E+08	Pa		
25	Compressive Yield Strength	2,5E+08	Pa		
26	Tensile Ultimate Strength	4,6E+08	Pa		
27	Compressive Ultimate Strength	0	Pa		

Ilustración 104.- Propiedades del acero utilizado.



Properties of Outline Row 3: Aluminum Alloy				
	A	B	C	D E
1	Property	Value	Unit	
2	Material Field Variables	Table		
3	Density	2770	kg m <sup>-3</sup>	
4	Isotropic Secant Coefficient of Thermal Expansion			
6	Isotropic Elasticity			
7	Derive from	Young's Modulus and Poi...		
8	Young's Modulus	7,1E+10	Pa	
9	Poisson's Ratio	0,33		
10	Bulk Modulus	6,9608E+10	Pa	
11	Shear Modulus	2,6692E+10	Pa	
12	S-N Curve	Tabular		
16	Tensile Yield Strength	2,8E+08	Pa	
17	Compressive Yield Strength	2,8E+08	Pa	
18	Tensile Ultimate Strength	3,1E+08	Pa	
19	Compressive Ultimate Strength	0	Pa	

Ilustración 105.- Propiedades del aluminio utilizado.

#### 7.5.4. Mallado.

- Los perfiles metálicos se han modelado como elementos bidimensionales tipo viga *BEAM188*. Las placas y cartelas de refuerzo son elementos tipo placa *SHELL181*. Las uniones entre los diferentes cuerpos se realizan a nivel nodal.
- Los datos del modelo generado son:
  - Elementos: 64052.
  - Nodos: 78076.
  - Cuerpos: 247.
  - *Element Quality (average)*: 0,9747.
  - *Aspect Ratio (average)*: 1,03.

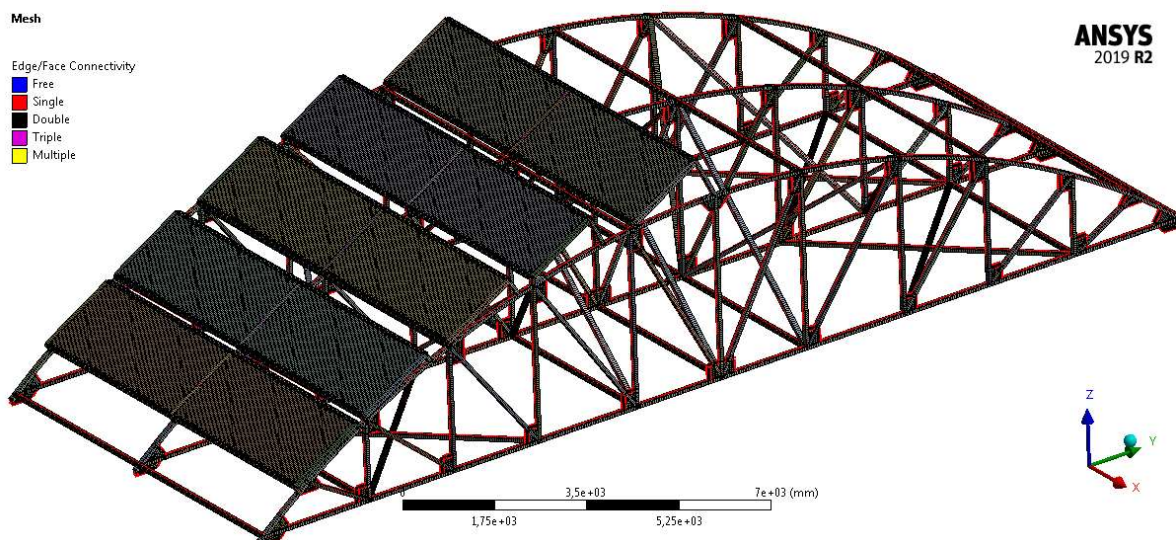


Ilustración 106. Mallado del modelo.

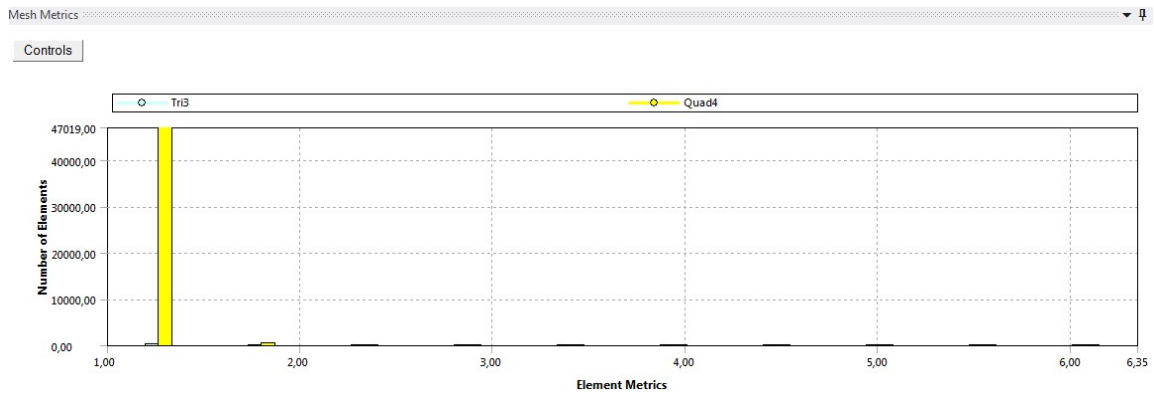


Ilustración 107.- Distribución de Aspect Ratio.

### 7.5.5. Condiciones de contorno.

- Restricción de movimiento en las zonas donde la estructura se une a las columnas (*fixed support*).
- Aceleración terrestre para capturar los efectos del peso propio de los paneles.
- Simulación de viento: presión de 463 Pa correspondiente a una velocidad de 100Km/h en dirección perpendicular a las placas.

Cuando el aire en movimiento es detenido por una superficie, su energía dinámica se transforma en presión. Dicha presión sobre la superficie se transforma en una fuerza.

$$F_w = \rho_d \times A = \frac{1}{2} \times \rho \times v^2 \times A$$

Donde:

$F_w$  = Fuerza del viento (N)

$\rho_d$  = Presión dinámica (Pa)

$\rho$  = Densidad del aire ( $1,2 \frac{Kg}{m^3}$ )

$v$  = Velocidad del viento ( $27,78 \frac{m}{s}$ )

$A$  = Area de la superficie ( $m^2$ )

$$F_w = \frac{1}{2} \times 1,2 \times 27,78^2 \times 3$$

$$F_w = 1,389E^3 \text{ (N)}$$

$$\rho_d = \frac{F_w}{A} = \frac{1,389E^3}{3} = 463 \text{ (Pa)} / P.V$$



# SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»

## B: Static Structural

Static Structural

Time: 1, s

A Standard Earth Gravity: 9806,6 mm/s<sup>2</sup>

B Fixed Support

C Pressure: 4,63e-004 MPa

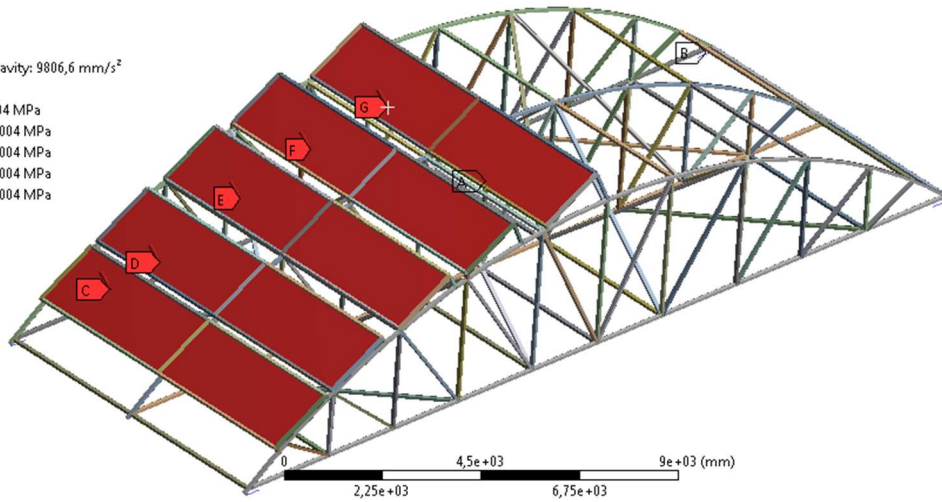
D Pressure 2: 4,63e-004 MPa

E Pressure 3: 4,63e-004 MPa

F Pressure 4: 4,63e-004 MPa

G Pressure 5: 4,63e-004 MPa

**ANSYS**  
2019 R2



*Ilustración 108.-Modelo bajo condiciones de contorno*



### 7.5.6. Detalle de resultados.

- Deformaciones:

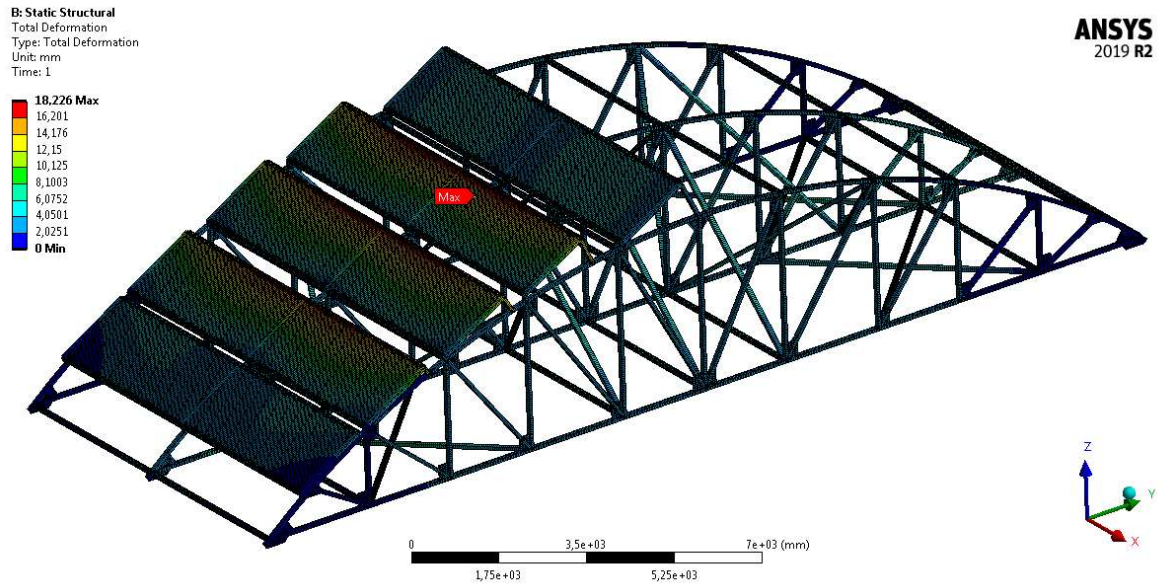


Ilustración 109.- Mapa de deformaciones.

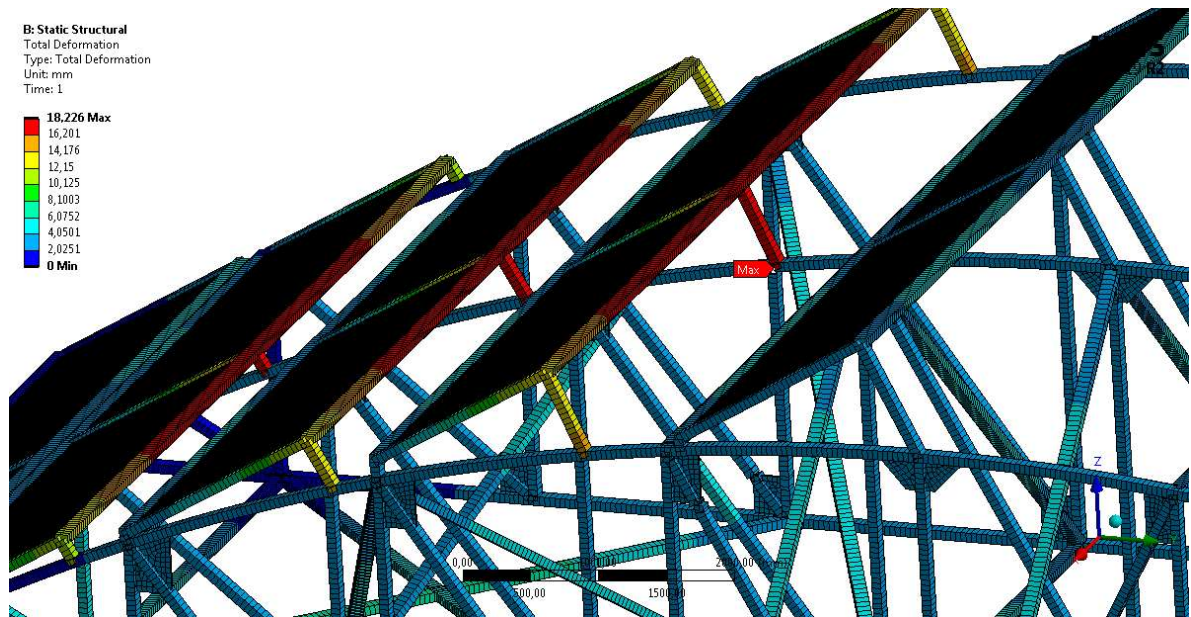
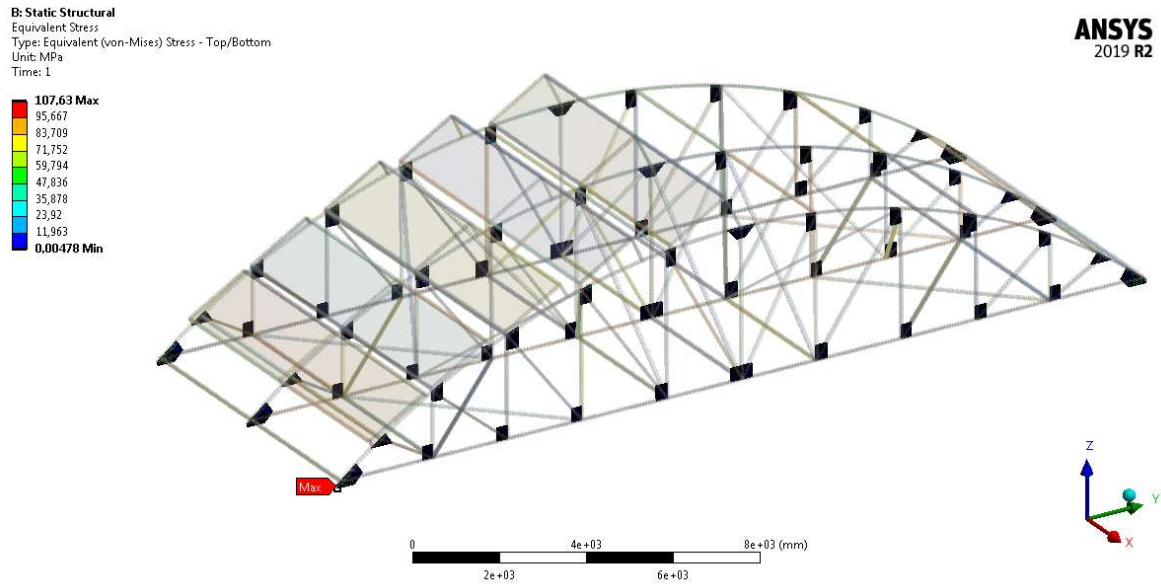


Ilustración 110.-Mapa de deformaciones. Detalle de máximo valor.

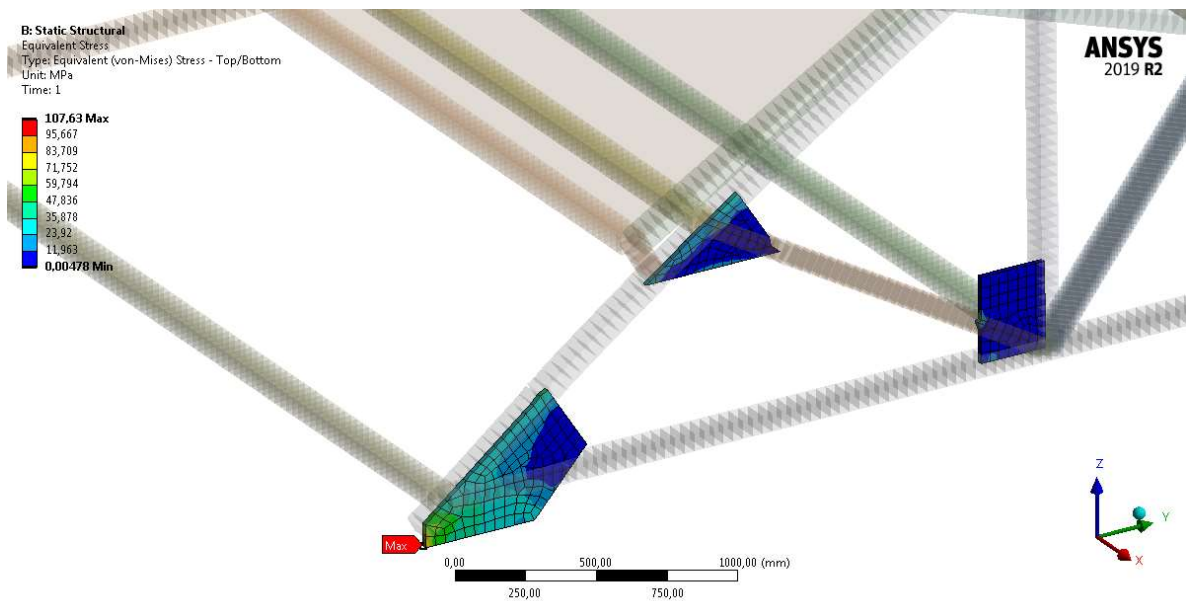




- Distribución de tensiones (Von Mises):



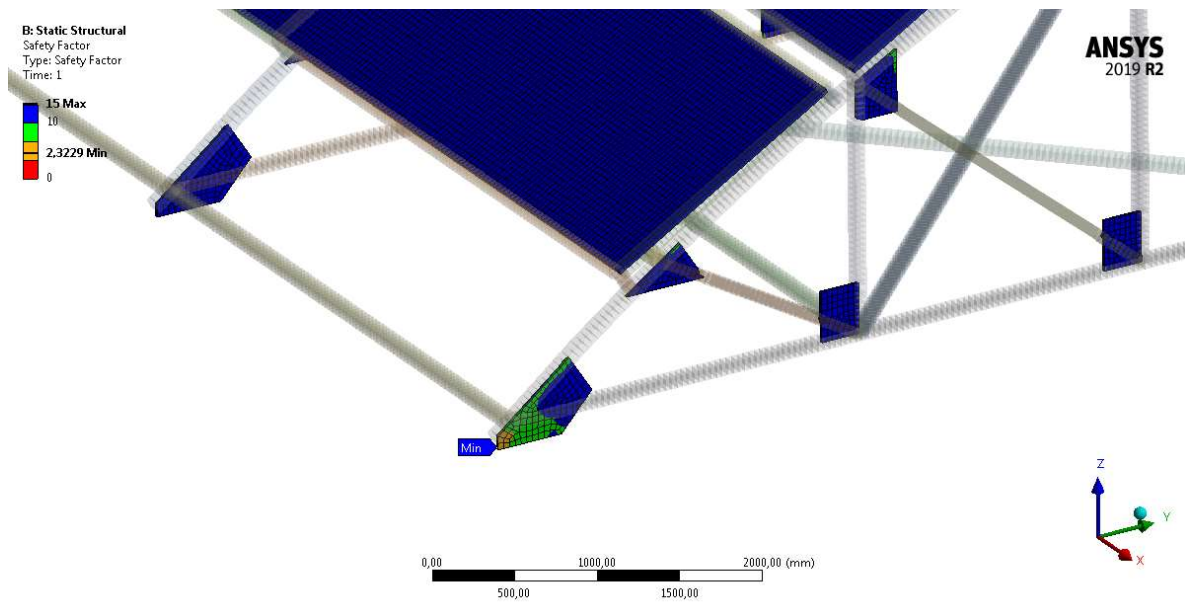
*Ilustración 111.- Distribución de tensiones (Von Mises)*



*Ilustración 112.- Distribución de tensiones. Detalle de valor máximo.*



- Factor de seguridad mecánico sobre límite elástico:



*Ilustración 113.- Factor de seguridad mecánico.*

### 7.5.7. Conclusiones.

Se deduce de los resultados que la instalación diseñada no perjudica de manera significativa a la estructura de la NAS.



## 7.6. Comparativa.

A la vista de las configuraciones se analizan para cada una de ellas los siguientes factores:

- Potencia Nominal kWp
- Número de paneles
- NAS ocupadas
- Tensión Nominal V
- Corriente Nominal A
- Rendimiento de P.V
- Precio
- Payback
- Tipo de instalación

A partir de aquí, por el método de factores ponderados, se va a adjudicar un peso específico a las variables más significativas para que nos permitan tomar una decisión en función de su sumatorio.

- **%Tipo:** Depende del tipo de instalación. Siendo el tipo “A” aquel que no precisa de taladros en la cubierta y tipo “B” aquellos que su fijación se realiza perforando la cubierta de alguna manera. Se le asigna un peso del **50%** del total.
- **%€:** Se ordena en función del coste total de la instalación. Se le asigna un peso del **20%**
- **%Payback:** Se ordena en función del tiempo de amortización de la instalación. **20%**
- **%η:** Es la relación entre la potencia nominal en kWp y el número de paneles. **10%**

Tabla 2.- Valoración de variables en instalación PV

MARCA PANEL	MODELO PANEL	CONF.																		
ALWITRA	Evalon Solar cSi	Flexible																		
2	P.Nom TOT KWp	Nº PANELES	NAS Ocupadas	GRUPOS	Mod Serie (pf) modulos	Mod paralelo (pf) cadenas	TENSION V	CORRIENTE A	Tipo Instalación	%Tipo	PRECIO €	%€	Payback años	%Pa yba ck	P/NºP %	% η	Σ % TOTAL			
	389	846	3	3	6	47	564	576	A	1	50,0	505.200,00 €	3,0	6,7	8,6	3,0	6,7	46%	3,0	3,3
MARCA PANEL	MODELO PANEL	CONF.																		
WINAICO	WSP 340MX	30º Fijo																		
1	P.Nom TOT KWp	Nº PANELES	NAS Ocupadas	GRUPOS	Mod Serie (pf) modulos	Mod paralelo (pf) cadenas	TENSION V	CORRIENTE A	Tipo Instalación	%Tipo	PRECIO €	%€	Payback años	%Pa yba ck	P/NºP %	% η	Σ % TOTAL			
	335	989	2	2	17	29	515	592	B	2	16,7	483.250,00 €	1	20,0	8,2	2	10	34%	2	5,0
MARCA PANEL	MODELO PANEL	CONF.																		
JinKO Solar	470 wp	4 Ángulos																		
3	P.Nom TOT KWp	Nº PANELES	NAS Ocupadas	GRUPOS	Mod Serie (pf) modulos	Mod paralelo (pf) cadenas	TENSION V	CORRIENTE A	Tipo Instalación	%Tipo	PRECIO €	%€	Payback años	%Pa yba ck	P/NºP %	% η	Σ % TOTAL			
	361	768	1	8	16	6	631	520	B	2	16,7	492.220,00 €	2	10,0	8	1	20	47%	1	10,0

A la vista de los resultados obtenidos, se decide optar por la configuración de paneles flexibles.



En la siguiente tabla se detallan los costes de las distintas opciones.

Tabla 3.- Detalle de costes instalación PV

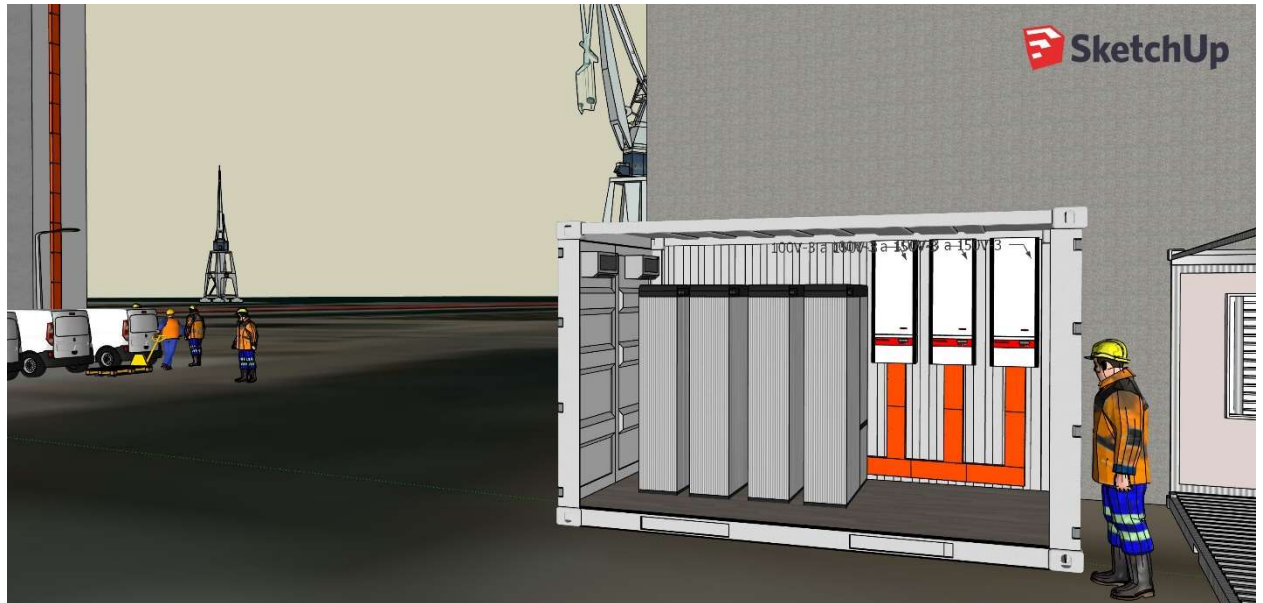
OPCION	ARTICULO	MARCA	MODELO	QNT	PRECIO	TOTAL
1	Módulos PV	WINAICO	WSP 340 MX	986	325	€ 320.450,00
1	Soportes PV			986	50	€ 49.300,00
1	Inversor 1	ABB	ABB 165 kW	2	18000	€ 36.000,00
1	Batería	LG CHEM	Rack R800	24	2500	€ 60.000,00
1	Transporte			1	3000	€ 3.000,00
1	Accesorios			1	4000	€ 4.000,00
1	Cableado			1	4500	€ 4.500,00
1	Settings			1	3000	€ 3.000,00
1	Conexionado			1	3000	€ 3.000,00
1	Mantenimiento			1	1000	€ 1.000,00
						<b>€ 484.250,00</b>
OPCION	ARTICULO	MARCA	MODELO	QNT	PRECIO	TOTAL
2	Módulos PV	ALWITRA	EVALON	846	450	€ 380.700,00
2	Impermeabilización cubierta	ALWITRA	EVALON	3	4000	€ 12.000,00
2	Inversor 1	FRONIUS	AGILO 100 kW	3	12000	€ 36.000,00
2	Batería	LG CHEM	Rack R800	24	2500	€ 60.000,00
2	Transporte			1	2000	€ 2.000,00
2	Accesorios			1	4000	€ 4.000,00
2	Cableado			1	4500	€ 4.500,00
2	Settings			1	3000	€ 3.000,00
2	Conexionado			1	3000	€ 3.000,00
2	Mantenimiento			1	1000	€ 1.000,00
						<b>€ 506.200,00</b>
OPCION	ARTICULO	MARCA	MODELO	QNT	PRECIO	TOTAL
3	Módulos PV	JinKo Solar	470 wp	768	450	€ 345.600,00
3	Soportes PV			768	40	€ 30.720,00
3	Inversor 1	AEG	AEG 40 kW	8	4800	€ 38.400,00
3	Batería	LG CHEM	Rack R800	24	2500	€ 60.000,00
3	Transporte			1	3000	€ 3.000,00
3	Accesorios			1	4000	€ 4.000,00
3	Cableado			1	4500	€ 4.500,00
3	Settings			1	3000	€ 3.000,00
3	Conexionado			1	3000	€ 3.000,00
3	Mantenimiento			1	1000	€ 1.000,00
						<b>€ 493.220,00</b>



## 8. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN DE ACUMULADORES

La **capacidad** del acumulador es «la cantidad de energía que puede proporcionar una batería, en Ah. Viene determinado por el producto de la intensidad de descarga por el tiempo en el que ocurre el proceso». (Serrano, 2016)

Es común que las baterías fotovoltaicas se especifiquen para una capacidad de 100 horas de descarga ( $C_{100}$ ), puesto que dicha capacidad varía en función de la velocidad de descarga. Dicho de otro modo, una batería que pueda aportar 1 A durante 100 horas podría aportar 4 A durante 20 horas o 6 A durante 10 horas. Por lo que  $C_{100}=100\text{Ah}$ ,  $C_{20}=80\text{Ah}$  y  $C_{10}=60\text{Ah}$



### 1. Profundidad de descarga $P_d$ :

Cantidad en porcentaje que se descarga la batería:

$$P_d = \frac{\text{Energía Suministrada}}{\text{Capacidad (Ah)}}$$

El consumo diario de la instalación será:

$$L_d = \frac{P_{d\ R.V.E}}{\eta_{inv} \times \eta_{bat} \times \eta_{cabl} \times V_{sist}} = \frac{300E^3}{642.613} \cong 233.26\ \text{Ah/día}$$

$\eta_{inv}$  = Rendimiento inversor = 0,96

$\eta_{bat}$  = Rendimiento batería = 0,95

$\eta_{cabl}$  = Rendimiento instalación = 0,98

$V_{sist}$  = Tensión del sistema 719 V



Se diseña el acumulador para una capacidad de consumo diario con autonomía de 3 días, considerando una profundidad de descarga máxima  $P_d$  de un 60% y con un factor de corrección de temperatura  $C_{t^a}$  de 0.9.

$$C_{10} = \frac{L_d \times A}{P_d \times C_{t^a}} = \frac{233.26 \times 3}{0.6 \times .9} = 1295.89 \text{ Ah} < 1334 \text{ Ah}$$

$$P_d = \frac{\text{Energía Suministrada}}{\text{Capacidad (Ah)}} = \frac{L_d \times A}{C_{10} \times C_{t^a}} = \frac{233.26 \times 3}{1334 \times 0.9} \times 100 = 58\% < 60\%$$

El acumulador se instalará siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido. El fabricante LG dispone de contenedores industriales especialmente diseñados para albergar distintas configuraciones de racks.

- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el c.c. accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.



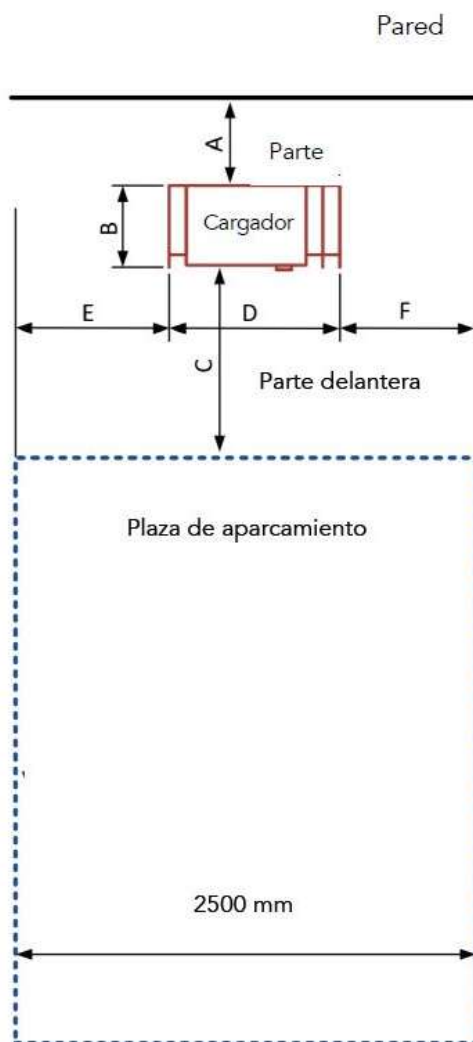
## 9. INSTALACIÓN CONJUNTA

Una vez seleccionadas las distintas configuraciones y componentes de la instalación, se describe de manera general la instalación de los elementos más significativos.

### 9.1.Cargadores:

#### 9.1.1. Instalación de Cargadores in situ.

Teniendo en cuenta que existen ciertas limitaciones (como la longitud de los cables), se recomienda colocar el cargador tal como se indica a continuación (la plaza de aparcamiento del ejemplo es de 2500 mm de ancho). Para evitar el sobrecalentamiento, es recomendable instalar el cargador en un lugar cubierto o, en su defecto, a la sombra y protegido de la exposición directa a la luz solar.



**A:** Distancia de la pared

Mínimo: 100 mm, para permitir una óptima ventilación

Máximo: 600 mm para permitir el acceso al enchufe trasero, tipo E o F

**B:** Profundidad del cargador

448 mm

**C:** Distancia entre el cargador y la plaza de aparcamiento (superficie perimetral)

Mínimo: 500 mm para permitir un cómodo acceso al botón de parada de emergencia y la interfaz persona-máquina (IPM)

Máximo: 800 mm, límite impuesto por la longitud de los cables de recarga del vehículo

**D:** Ancho del cargador

920 mm

**E y F:** Distancia respecto a la plaza de aparcamiento

Mínimo: 550 mm, para no obstruir la manipulación del conector por parte del usuario

Máximo: 930 mm, límite impuesto por la longitud de los cables de recarga del vehículo ( $A + B + C$ ), mínimo = 1048 mm



## 8.1.Instalación PV ALWITRA

Se parte de la configuración para paneles flexibles tipo EVALON-Solar 408 Wp (mono). Compuesta por tres subconjuntos de  $P_{nom}= 88 \text{ kWp}$  y 228 paneles 6 en serie y 38 paralelo. Siendo necesarios un total de **684 paneles** en total. Se conectan los tres circuitos en paralelo, obteniendo las siguientes características de funcionamiento:

$$P_{nom}= 408 \text{ kWp}$$

$$U_{mpp}= 580 \text{ V}$$

$$I_{mpp}= 154 \text{ A}$$

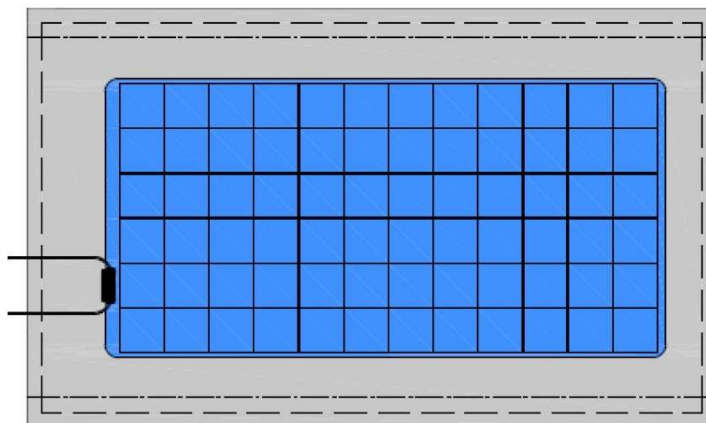


Ilustración 114.-EVALON-Solar (72 cells)

Conforme aumenta la inclinación, la dependencia de la orientación, aumenta.



Ilustración 115.-EVALON-Solar. Irradiación





### 8.1.1. Cubierta:

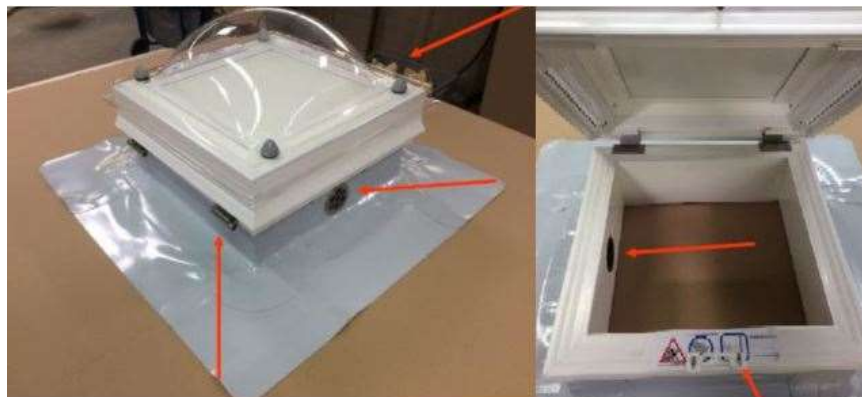
Se impermeabilizan y aislarán las cubiertas de las tres naves con lana de roca clase A1 de 4 cm a fin de asegurar el producto final. Toda la instalación queda sobre cubierta en pasillo y elevado para evitar humedades. Estos soportes y canaletas para cableados pertenecen al sistema integral de EVALON cSi de alwitra y se encuentra todo conexionado y asegurado. 3,3 Kg/m<sup>2</sup> de peso sobre cubierta + lana de roca.



*Ilustración 116.-Lana de roca 4cm*

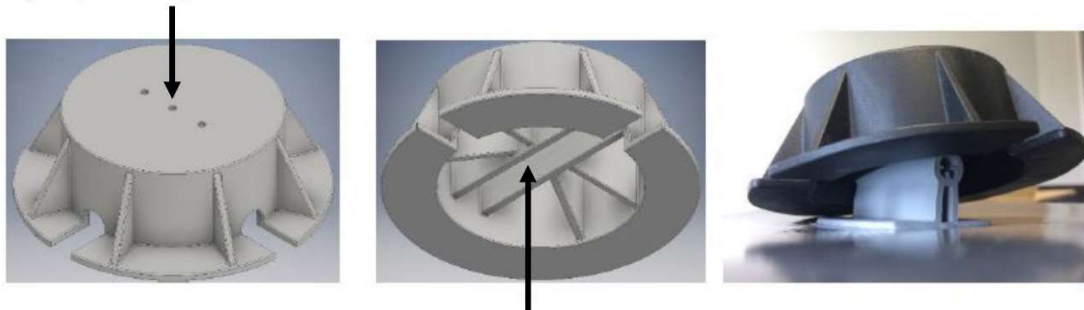
### 8.1.2. Auxiliares:

Estructura de canalización, cableado y cajas de conexión serán parte del sistema integral de alwitra.

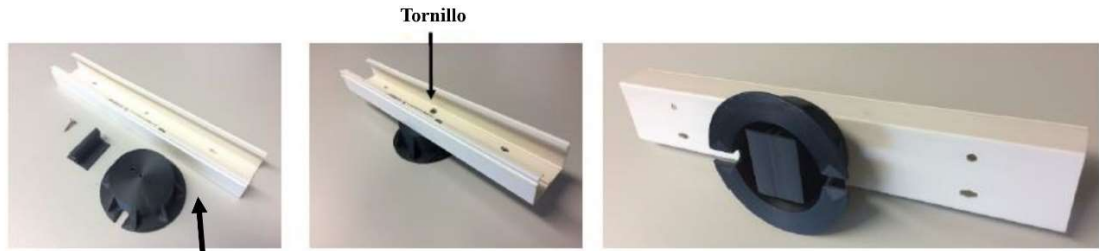


*Ilustración 117.- Cajas de conexión ALWITRA*

Soporte para montaje de conducto de cable



Estructura de canal de entrada de perfil



Set: Tornillo, Perfil estructural, soporte y conducto de cables



*Ilustración 118.- Ejemplo de Instalación ALWITRA*



### 8.1.3. Cableado y conexiones:

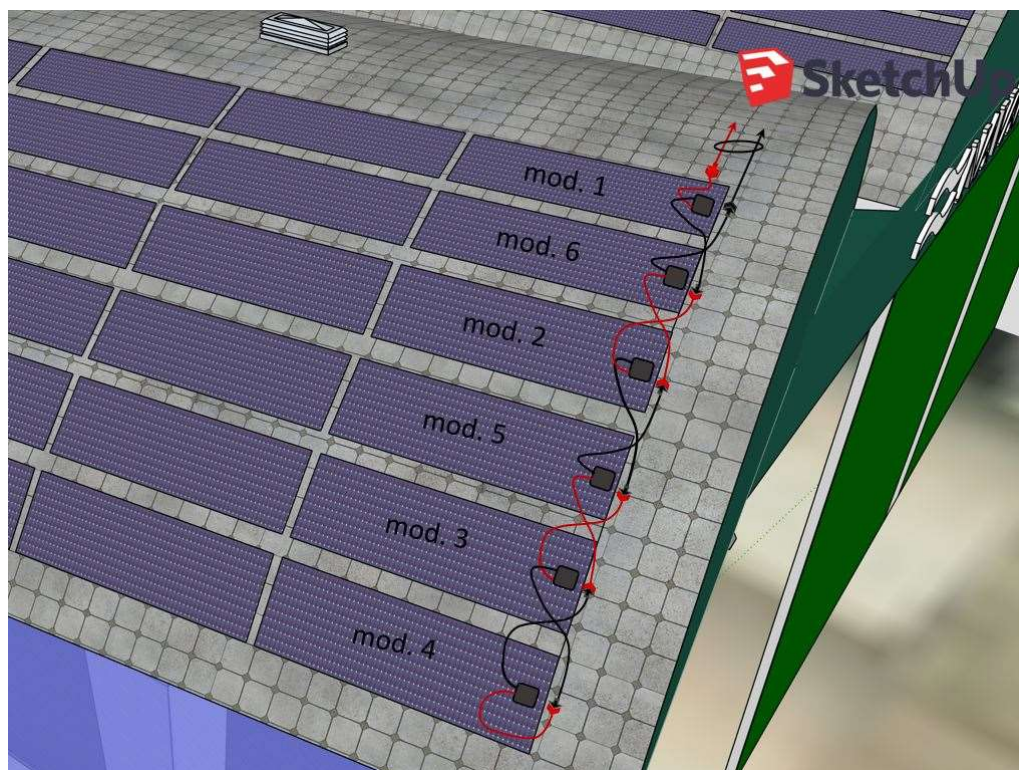
Se emplearán cables estandarizados que cumplan todas las normas exigidas, así como marcado CE.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc), de acuerdo con la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

#### **Conexión:**

Para el conexionado entre paneles se utilizará el esquema denominado “leapfrog wiring” o método de la rana. Este método optimiza la longitud de cable a utilizar, permitiendo ahorrar costes. Los paneles se conectan intercalando uno con el siguiente hasta el final de la cadena y conectando el resto en la vuelta del circuito, como se muestra en la siguiente imagen.



*Ilustración 119.- Conexión PV*

Este método de conexión permite utilizar los propios cables de los paneles solares de 1000 mm y llegar a la caja de conexión sin necesidad de utilizar cables de mayor longitud.

Se suele utilizar en grandes instalaciones solares, puesto que en una pequeña instalación los beneficios no serían tan significativos.



## 8.2.Enlaces: CT-Cargadores-Baterías-Inversores-PV:

La línea principal de CC generada por los paneles P.V bajará de la cubierta por canalización cerrada y enlazará con la alimentación CC de los cargadores bajo línea soterrada. De la misma manera se llevará a la instalación de los inversores. Esta misma arqueta se utilizará para la línea de CA que regresa de los inversores y la de CC de las baterías.

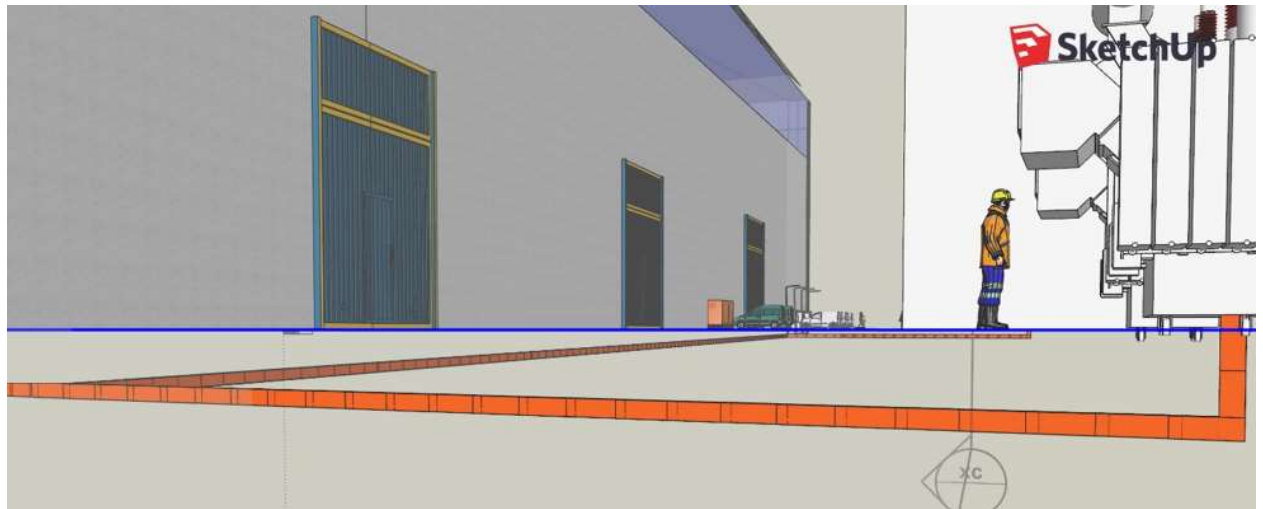


Ilustración 120.- Enlace CT-Cargadores-Baterías-Inversores-PV. 01. Sketchup

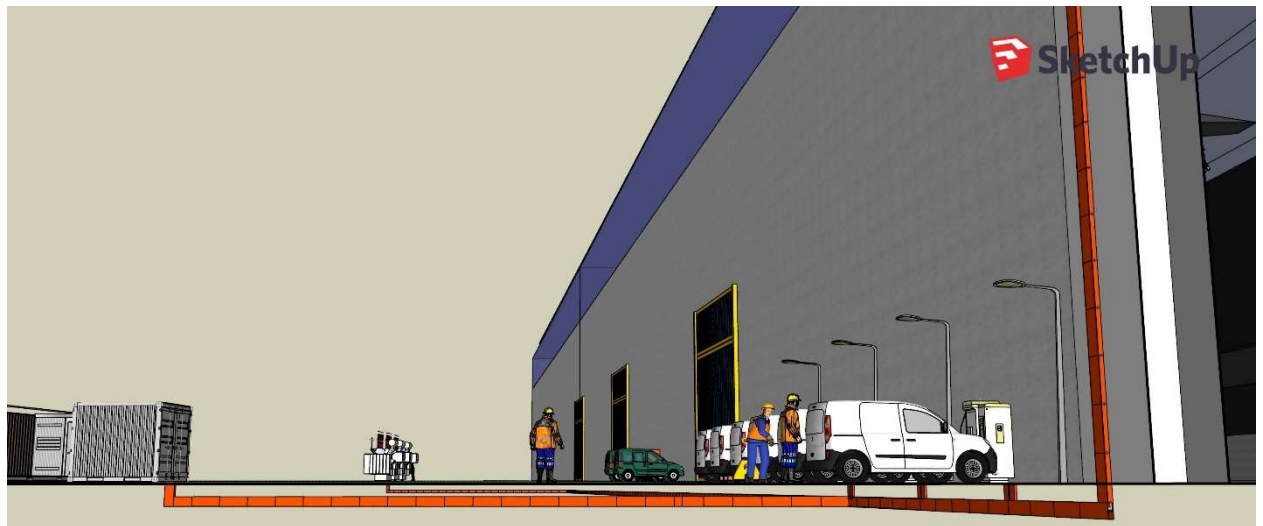
Del centro de transformación Norte situado en el interior de la NAS 3, se aprovechará para derivar dos líneas, una de alimentación y otra de inyección a la red.



Ilustración 121.- Enlace CT-Cargadores-Baterías-Inversores-PV. 02. Sketchup



*Ilustración 122.- Enlace CT-Cargadores-Baterías-Inversores-PV. 03. Sketchup*



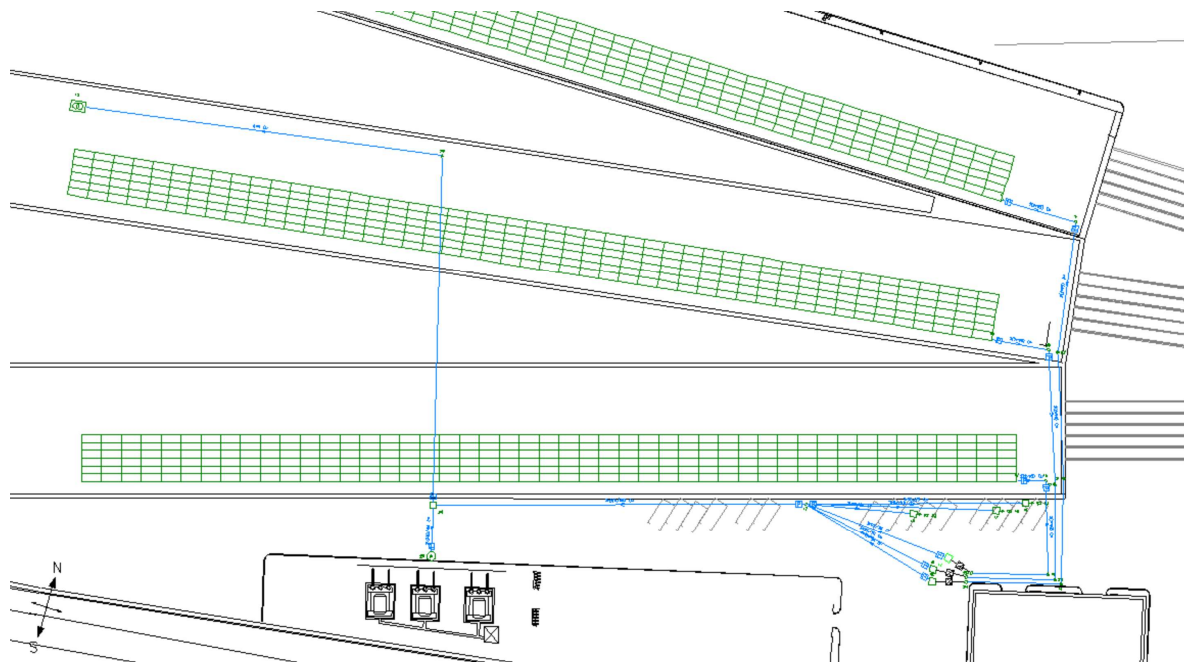
*Ilustración 123.- Enlace CT-Cargadores-Baterías-Inversores-PV. 04. Sketchup*



## 9. CÁLCULOS

### 9.1. Software y criterios utilizados

Para el cálculo de las secciones de los cables utilizados en la instalación, se hace uso del módulo “*Calculo de Instalaciones en Urbanizaciones*” del software dmELECT versión 20.0.0.



*Ilustración 124.- Instalación PV Astillero. dmELECT*

En la parte de Anexos se incluirá el informe completo. Si bien, se ha considerado necesario realizar los cálculos y la comprobación de varias de sus líneas para el aseguramiento de la información proporcionada.

Los criterios aplicados y base de los cálculos son:

1. Intensidad máxima admisible
2. Caída de tensión
3. Corrientes de cortocircuito



## 9.2. Cableado a la salida de la instalación PV

Cada una de las NAS tiene idéntica configuración de ramas en serie y cadenas en paralelo. Asegurando la simetría de las líneas y evitando corrientes perjudiciales para la instalación.

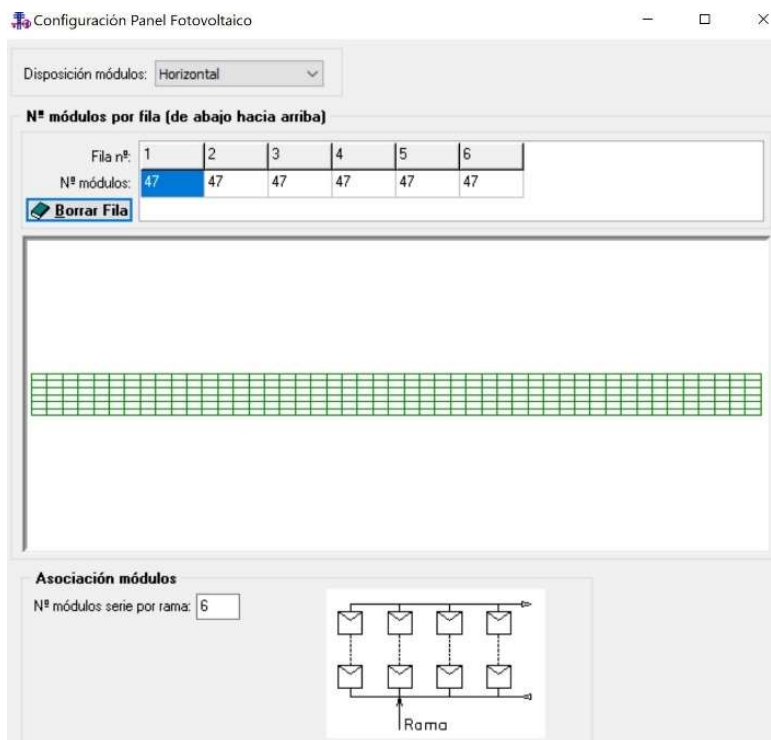


Ilustración 125.- Configuración PV. dmELECT

Se dispone de tres inversores también idénticos. Por tanto, un inversor para 6 ramas con 47 cadenas.

A la salida de cada uno de los tres generadores tendremos una intensidad máxima de 192 A. Calculada anteriormente en PVsyst.

4. Utilizando el **criterio de calentamiento** o  $I_{max}$ .

Teniendo en cuenta que disponemos la línea monofásica con conductores aislados termoplásticos en canalizaciones perforadas tipo E, tendremos que seleccionar cables PVC2.

Aplicando los factores de corrección pertinentes:

$$I'_b = \frac{I_b}{F_{corrección}} = \frac{192}{0.82 \times 0.8} = 292,7 A$$



Siendo los factores de corrección de 0,82 para la temperatura ambiente máxima de 50°C y 0,8 por el agrupamiento de dos circuitos.

FACTORES DE CORRECCION INSTALACIONES INTERIORES, BAJO TUBO O CONDUCTO

Agupamiento de varios circuitos

Nº circuitos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Fci:	1	0.8	0.7	0.65	0.6	0.57	0.54	0.52	0.5	0.45	0.41	0.38

Instalación en locales con riesgo de incendio o explosión

Fci: 0.85

Temperatura ambiente

Tª (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Fct:	1.4	1.34	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.82	0.7	0.57				

Calculo del tubo

Canalización fija en superficie  Canalización empotrada  Canalización aérea o con tubo al aire

Nº min. de conduct. por tubo: 2      Diámetro Mínimo (mm):       Calcular tubo

     Factor corrección total: 0.656

Ilustración 126.- Factores de Corrección. dmELECT

Aislamiento, Canalización y Polaridad

Canalización

- A1: Unipolares en tubos empotrados, pared aislante
- A2: Multiconductores en tubos empotrados, pared aislante
- B1: Unipolares en tubos en montaje superficial o empot. obra
- B2: Multiconductores en tubos en montaje superficial o empot. obra
- C: Unipol. o Multic. sobre pared
- D1: Unipol. o Multic. en conductos enterrados
- D2: Unipol. o Multic. directamente enterrados
- E: Multiconductores aire libre, distancia pared  $\geq 0.3D$
- F: Unipolares en contacto mutuo, distancia pared  $\geq D$
- G: Unipolares separados  $\geq D$ , pared o bandeja perforada

Aislamiento

PVC  XLPE  EPR

Nivel Aislamiento

450/750 V  0.6/1 kV

Polaridad

Unipolares  Bipolares  Tripolares  Tetrapolares

Fact. Correc. 0.656

N. Cond Tubo: 1

Redes Aéreas    Redes Subterráneas    Instalaciones Interiores

Ilustración 127.- Aislamiento, Canalización y Polaridad. dmELECT





Según la tabla de intensidades admisibles A.52-1 bis del REBT:

Tabla 4.- Intensidades admisibles (A) al aire (40°C). A.52-1 bis. RBET

**TABLA A.52-1 bis:**  
**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Método de instalación tipo según tabla 52-B2	Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C			XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1						PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C			XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
D*		VER SIGUIENTE TABLA												
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
F								PVC3 70 °C	PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C	XLPE2 90 °C	XLPE2 90 °C	
		mm <sup>2</sup>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34	
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59	
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82	
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110	
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140	
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174	
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210	
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269	
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327	
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380	
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713	
Aluminio	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-	
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-	
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-	
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-	
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	87	
	25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105	
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130	
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160	
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206	
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251	
	120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293	
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338	
	185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388	
	240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	
	300	-	-	-	285	313	343	383	400	429	462	494	558	

NOTAS: con fondo naranja, figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios).  
Los valores en cursiva no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE 20460-5-523

La intensidad máxima admisible (Iz) superior a 292.7A es 315A, que requiere una sección de 240 mm<sup>2</sup>.

5. Utilizando el **criterio de caída de tensión.**

La máxima caída de tensión según la ITC-BT-52 es del 5%.

$$\Delta U = 0,05 \times 584 V = 29,20 V$$

$$S = \frac{2 \cdot c \cdot \rho_{\theta} \cdot I \cdot L}{\Delta U \cdot U}$$

*c* ⇒ incremento de la resistencia en alterna. En continua es la unidad.

*ρ<sub>θ</sub>* ⇒ resistividad del conductor a la temperatura de funcionamiento.

Para PVC2 su valor es 0.0259 Ω · mm<sup>2</sup> /m.

*I* ⇒ Intensidad corregida que circula por el conductor.

*L<sub>15</sub>* ⇒ Longitud del conductor, 80 metros.

*ΔU* ⇒ Caída de tensión en tanto por uno.



$$S = \frac{2 \cdot 1 \cdot 0.0259 \cdot 292.7 \cdot 80}{0.05 \cdot 584} = 41.54 \text{ mm}^2$$

Ajustamos la nueva caída de tensión para una sección  $S = 240 \text{ mm}^2$

$$\Delta U' = \frac{2 \cdot c \cdot \rho_{\theta} \cdot I \cdot L}{S \cdot U} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 0.0259 \cdot 292.7 \cdot 80}{240 \cdot 584} \times 100 = \mathbf{0.865\%}$$

6. Utilizando el **criterio de cortocircuito.**

$$I_{cc} = \frac{0.8 \cdot U}{Z_{max}}$$

Suponemos  $Z \cong R$

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{0.0259 \cdot 80 \cdot 2}{240} = 0.01727 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{0.8 \cdot 584}{0.164} = 27.06 E^3 A$$

Comprobamos si  $S=240\text{mm}^2$  puede soportar esa intensidad durante un segundo.

$$I = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

$K \Rightarrow$  densidad de corriente de cortocircuito que se produce en un segundo.

Para el cobre con aislamiento PVC con temperatura máxima régimen permanente  $70^{\circ}\text{C}$  y temperatura máx. de corto  $160^{\circ}\text{C}$

$$K \left( \frac{A \cdot S^{1/2}}{\text{mm}^2} \right) = 115 \quad (S \leq 300 \text{ mm}^2)$$

$$I = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{115 \cdot 240}{\sqrt{1}} = 27.6 E^3 A > 27.06 E^3 A$$

Por tanto, el criterio es Válido.



## SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»

Los conductores de la parte de CC serán de cobre con aislamiento PVC2 de **240 mm<sup>2</sup>** de sección. Coincidiendo con la información proporcionada por la simulación en dmELECT.

Tabla 5.- Tabla de resultados obtenidos para distintas ramas y nudos. dmELECT

Línea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Long. (m)	Metal/ Xu(mW/m)	Canal./Design./Polar.	I.Cálculo (A)	In/Ireg (A)	Sección (mm2)	I. Admisi. (A)/Fc	D.tubo (mm)
13	1	9	13	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200	2x240	250,37/0,512	75
16	15	17	26	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	162,43	200	3x95/50	285/1	
14	16	17	25	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	162,43	200	3x95/50	285/1	
15	17	17	27	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	162,43	200	3x95/50	285/1	
16	17	18	19	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	134,23	160	3x50/25	185/1	
17	17	17	33	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	134,23	160	3x50/25	185/1	
18	17	16	38	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	134,23	160	3x50/25	185/1	
15	17	18	5	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200	<b>2x240</b>	250,37/0,512	75
17	16	20	10	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200	<b>2x240</b>	250,37/0,512	75
15	9	24	80	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200	<b>2x240</b>	250,37/0,512	75
14	18	22	29	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200	<b>2x240</b>	250,37/0,512	75
14	17	22								
15	20	23	55	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200	2x240	250,37/0,512	75
15	16	23								
16	15	24								
16	17	24	65	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	84,6	630/514	3x240/150	540/1	
17	24	25	9	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	84,42	630/513	3x240/150	540/1	
18	24	13	125	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	0,18	10	4x6	46/1	



### 9.3. Cableado a los puestos de recarga V.E

Para la selección del conductor de la instalación de recarga se tiene en cuenta tanto la intensidad máxima de trabajo como la caída de tensión máxima admisible según reglamento (ITC BT-52). Dicha instrucción impone una caída de tensión máx. admisible en cualquier circuito desde su origen hasta el punto de carga no superior al 5%.

Se suman la potencia de los tres puestos de recarga

$$P_{tot\ RVE} = (50 + 43) \frac{\text{kW}}{\text{día}} \times 3 \text{ Cargadoes} = 279 \text{ KW/día}$$

Considerando los parámetros

$$L_{18} = 38 \text{ m}$$

$$\Delta U = 0.05 \times 500 = 25 \text{ V}$$

Y considerando los factores de corrección para tres bandejas con tres circuitos.

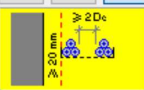
Una bandeja por cargador y su alimentación en CC (baterías), CA (línea) y CC (fotovoltaica).

FACTORES DE CORRECCION REDES SUBTERRANEAS UNIP., GALERIAS

Agrupamiento de cables al aire libre o en galerías

Tipo Instalacion

	Nº bandejas	Nº circuitos trifasicos		
		1	2	3
<input checked="" type="radio"/> Bandejas horz. perf. - Tres cables en triángulo	1	1	0.98	0.96
<input type="radio"/> Bandejas vert. perf. - Tres cables en triángulo	2	0.97	0.93	0.89
<input type="radio"/> Bridas, soportes, ménsulas - Tres cables en triángulo	3	0.96	0.92	0.86



Instalación en locales con riesgo de incendio o explosión

Fct: 0.85

Temperatura ambiente

Tª (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Fct:	1.27	1.22	1.18	1.14	1.1	1.05	1	0.95	0.89	0.84	0.77

Factor corrección total: 0.86

Ilustración 128.- Factores de corrección línea cargadores VE. dmELECT

Se determina la sección mínima:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot \Delta U \cdot U \cdot f_c}$$

$K = \text{Conductividad eléctrica del cobre} = 56$

$$S = \frac{2 \cdot 38 \cdot 279E^3}{56 \cdot 25 \cdot 500 \cdot 0.86} = 35.22 \text{ mm}^2$$



## SOLAR PV DESIGN IN SHIPYARD NAVANTIA CARTAGENA

Autor: Juan Antonio Sánchez Ortega  
Titulación.: «Grado en Ingeniería Eléctrica»  
«TRABAJO FIN DE GRADO»

Por lo tanto, seleccionamos la sección normalizada en XLPE **S=50 mm<sup>2</sup>**.  
Coincidiendo con la información proporcionada por la simulación en dmeLECT.

Linea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Long. (m)	Metal/ Xu(mW/m)	Canal./Design./Polar.	I.Cálculo (A)	In/Ireg (A)	In/Sens. Dif(A/mA)	Sección (mm2)	I. Admisi. (A)/Fc	D.tubo (mm)
13	1	9	13	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200		2x240	250,37/0,512	75
16	15	17	26	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	162,43	250/174		3x50/25	185/1	
14	16	17	25	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	162,43	250/174		3x50/25	185/1	
15	17	17	27	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	162,43	250/174		3x50/25	185/1	
16	17	18	19	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	134,23	160/160	R.T.Dif./300	<b>3x50/25</b>	185/1	
17	17	17	33	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	134,23	160/160	R.T.Dif./300	<b>3x50/25</b>	185/1	
18	17	16	38	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	134,23	160/160	R.T.Dif./300	<b>3x50/25</b>	185/1	
15	17	18	5	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200		2x240	250,37/0,512	75
17	16	20	10	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200		2x240	250,37/0,512	75
15	9	24	80	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200		2x240	250,37/0,512	75
14	18	22	29	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200		2x240	250,37/0,512	75
14	17	22									
15	20	23	55	Cu	Tubos Sup.E.O RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1 2 Unp.	192,7	200		2x240	250,37/0,512	75
15	16	23									
16	15	24									
16	17	24	65	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	84,6	630/514		3x240/150	540/1	
17	24	25	9	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	84,42	630/513		3x240/150	540/1	
18	24	13	125	Cu/0.08	Galerias RV-K Eca 3 Unp.	0,18	10	25/300	4x6	46/1	

La caída total de tensión para esa línea es:

$$\Delta U' = \frac{2 \cdot L \cdot W}{K \cdot S \cdot U} = \frac{2 \cdot 38 \cdot 279E^3}{56 \cdot 50 \cdot 500} = 15.15 V$$

$$\Delta U'(\%) = \frac{15.15}{500} \cdot 100 = 3.03\% < 5\%$$

Por tanto, el criterio es Válido.



## 9.4. Cálculo de las protecciones

Tanto el circuito de CC como el de CA dispondrán de una instalación de p.a.t común a ambos circuitos, pero diferente a la de la línea de distribución. Ambos dispondrán de un diferencial propio y una serie de fusibles e interruptores magnetotérmicos calculados según sus requerimientos.

Se cumplirá la normativa europea de protección frente a sobrecargas:

$$1. \quad I'_b \leq I_N \leq I'_Z$$

$$2. \quad I_2 \leq 1.45 \cdot I_Z$$

$$I_2 = 1.6 \cdot I_N \text{ (Fusibles)} \quad I_2 = 1.45 \cdot I_N$$

Siendo:

$I'_b$ : Intensidad sobredimensionada que circula por el cable.

$I_N$ : Intensidad del fusible normalizada.

$I'_Z$ : Intensidad máxima admisible corregida por el cable seleccionado.

### V. FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN

La corriente asignada del cartucho fusible debería elegirse entre los siguientes valores: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250

Fuente: UNE EN 60269-1:2007

Ilustración 129.- Calibres comerciales e IA. UNE EN 60269-1:2007

### 9.4.1. Circuito de CC

«Los siguientes elementos constituyen las protecciones de corriente continua:

#### **Diodos de bypass:**

Evitan que la corriente circule por células dañadas o que se encuentren en sombra. Vienen integrados técnicamente en la caja de conexiones del módulo.

#### **Diodos de bloqueo:**

Evitan que la corriente que genera una cadena circule por otra.

**Fusibles:** Uno por cada polo de la cadena. En el esquema de la ilustración 100 se interconectan ocho cadenas y por tanto hay ocho fusibles para los terminales positivos y ocho para los negativos.

**Varistores:** Se encargan de desviar las sobretensiones a tierra que podrían ocurrir por descargas atmosféricas, con objeto de evitar daños en el inversor. Suele haber tres. Identificados en la ilustración 100 y representados en el esquema de la ilustración 101.

**Interruptor general de CC:** Permite realizar la desconexión entre generador fotovoltaico e inversor (por ejemplo para tareas de mantenimiento o reparaciones). Se instalará justo antes de la entrada al inversor.» (Serrano, 2016)

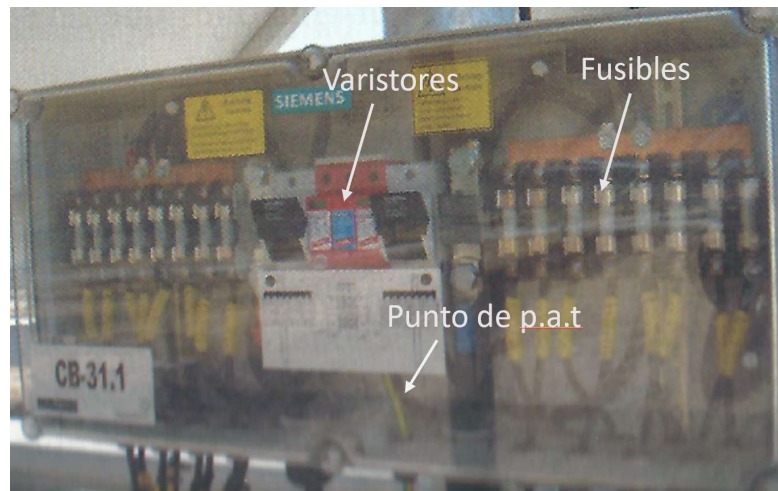


Ilustración 130.- Caja de conexiones de ocho cadenas de módulos. Parainfo. Julián Cantos Serrano.

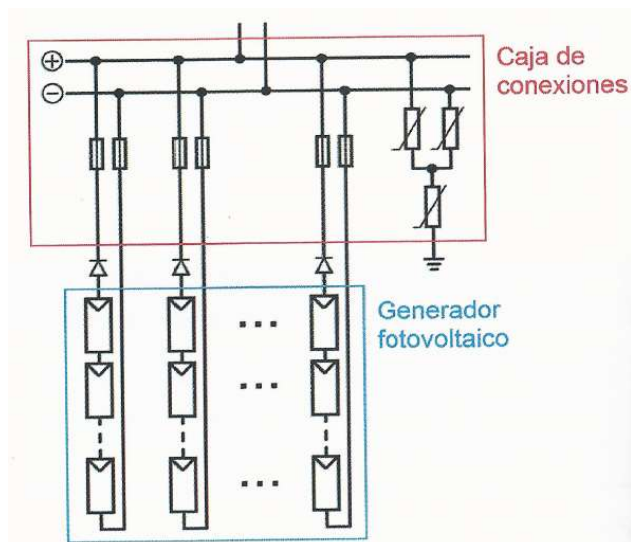


Ilustración 131.- Esquema de una caja de conexiones. Parainfo. Julián Cantos Serrano

#### 9.4.1.1. Protecciones input Inversor:

$$I'_b = \frac{I_b}{F_{\text{corrección}}} = \frac{192}{0.86} = 223.3 \text{ A}$$

$I_N = 250 \text{ A}$  (corriente normalizada del fusible)

$$S = 150 \text{ mm}^2 \Rightarrow I_Z = 260 \text{ A} \Rightarrow I'_Z = 260 \cdot 0.86 = 223.6 \text{ A}$$

Condiciones:

1.  $I'_b \leq I_N \leq I'_Z \Rightarrow 223.3 < 250 < 223.6$  (No cumple)

2.  $I_2 \leq 1.45 \cdot I_Z$



$$S = 185 \text{ mm}^2 \Rightarrow I_Z = 297 \text{ A} \Rightarrow I'_Z = 297 \cdot 0.86 = 255.4 \text{ A}$$

Condiciones:

1.  $I'_b \leq I_N \leq I'_Z \Rightarrow 223.3 < 250 < 255.4$  (**Cumple**)
2.  $I_N \leq 1.45 \cdot I'_Z \Rightarrow 250 \leq 1.45 \cdot 255.4 \Rightarrow 250 \leq 370.3$  (**Cumple**)

Por tanto, se selecciona un fusible y un I.A de **250 A**





#### 9.4.2. Circuito de CA

«Para el circuito de corriente alterna de la instalación, deben considerarse las siguientes protecciones:

**Interruptor general magnetotérmico:**

Su accionamiento debe poder ser tanto manual como automático, con una intensidad de c.c superior a la indicada por la compañía eléctrica en el punto de conexión.

**Interruptor automático diferencial:**

Garantiza la protección de las personas y la propia instalación en caso de derivación de algún conductor o de alguna parte activa de los equipos.

**Interruptor automático de interconexión, para la desconexión y conexión automática de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Esta protección está incluida en el inversor.**

**Separación galvánica entre la red de distribución y la instalación:** Se debe incluir un transformador de aislamiento u otro dispositivo que realice la misma función. Esta protección garantiza que no se inyecta corriente continua en la red de alterna. Esta protección también viene incluida en el inversor.» (Serrano, 2016)

#### 9.4.3. Resumen.

En las siguientes tablas se resumen los tipos y costes de las protecciones y diferenciales necesarios en la instalación.

Tabla 6.- Medición de protecciones. dmELECT

<b>MEDICION DE PROTECCIONES.</b>						
Descripción	Intens(A)	Cantidad	Pu(Euros)	Ptotal(Euros)	Marca	ref.
I.Aut.Tetrap.	10	1	97,62	97,62 €	Hager	MUN310A
I.Aut.Tetrap.	160	3	290,52	871,56 €	Hager	HDA016L
Fusibles	250	12	15	5,15 €	df electric	Gg NH2 383270
I.Aut.Tetrap.	250	3	2859,72	8.579,16 €	Hager	HND250H
I.Aut.Tetrap.	630	2	3029,46	6.058,92 €	Hager	HCD631H
<b>Total</b>				<b>€ 15.612,41</b>		

Tabla 7.- Medición de diferenciales. dmELECT

<b>MEDICION DE DIFERENCIALES.</b>							
Descripción	Intens(A)	Sensibilidad (mA)	Cantidad	Pu (Euros)	Ptotal (Euros)	Marca	ref.
Diferen./Tetr.	25	300	1	280	280,00 €	Hager	CDA225SC
Relé y Transf.	160	300	3	504,5	1.513,50 €	Hager	HR441
<b>Total</b>					<b>€ 1.793,50</b>		



## 10. PUESTA A TIERRA

*«Además de las propias protecciones, debemos tener en cuenta la puesta a tierra de la instalación, tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna. Esta puesta a tierra no debe afectar a las condiciones de p.a.t de la red de la empresa distribuidora, garantizando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Por ello, las masas de la instalación fotovoltaica deben conectarse a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, según lo exigido por el RBET, así como las masas del resto del suministro. Según ITC-BT-18 del RBET se establece como necesarios para una correcta instalación de p.a.t los siguientes elementos:» (Serrano, 2016)*

**Conductores de protección:** Se utilizan para unir eléctricamente las masas de una instalación con el objetivo de asegurar la protección ante contactos indirectos.

**Bornes de puesta a tierra:** Compuestos por la unión de cada conductor de protección con el conductor de tierra.

**Conductores a tierra:** Compuestos por la unión de cada electrodo con el borne principal de la puesta a tierra.

**Electrodos:** Se definen como los elementos en contacto directo con el terreno para suministrar la corriente de fuga en caso de ser necesario. Se deben enterrar al menos medio metro. Los electrodos pueden estar formados por barras, placas, tubos, pletinas, conductores desnudos o cualquier estructura enterrada que pueda realizar su función.

En cuanto a la p.a.t de los puestos de recarga ubicados en el exterior, deben cumplir las siguientes características:

Instalación al exterior (vías públicas o a la intemperie)

*«La máxima resistencia a puesta a tierra, durante toda la vida de la instalación tal que no se pueda producir nunca tensiones de contacto mayores de 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación.*

*Cada poste de recarga dispondrá de un borne de p.a.t conectado al circuito general de p.a.t de la instalación.*

*Los conductores de la red de p.a.t que unen los electrodos podrán ser:  
Desnudos, de cu de 35 mm<sup>2</sup> de sección mínima, si forman parte de la propia red de tierra, en cuyo caso irán por fuera de las canalizaciones de los cables de alimentación.*

*Aislados, mediante cables de tensión asignada 450/750V, con recubrimiento de color verde-amarillo, con conductores de cu de sección mínima de 16 mm<sup>2</sup>*

Todas las conexiones de los circuitos de tierra se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.» (Serrano, 2016). Según el esquema de la siguiente ilustración

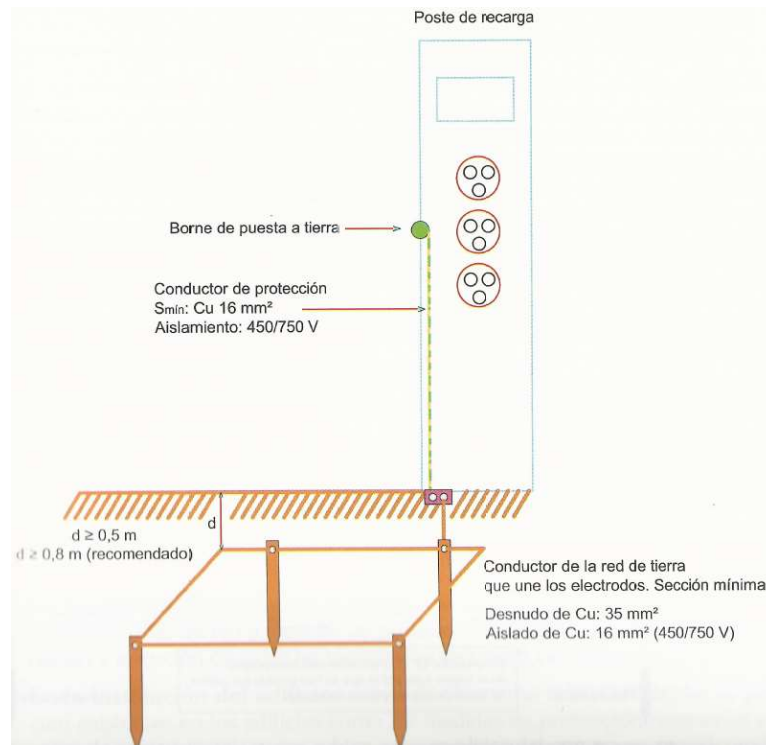


Ilustración 132.- Red de tierra de un puesto de recarga. Parainfo Jesús Trashorras Montecelos

Esquema de la red de p.a.t con conductores aislados.

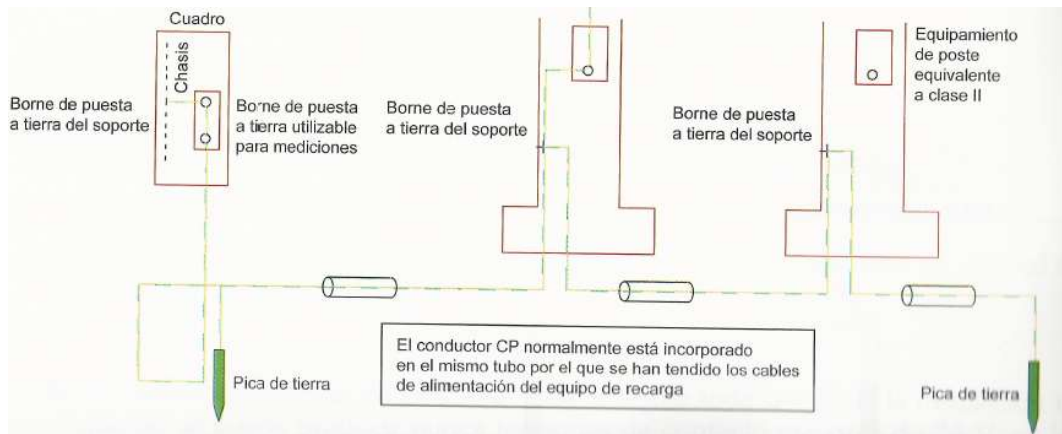
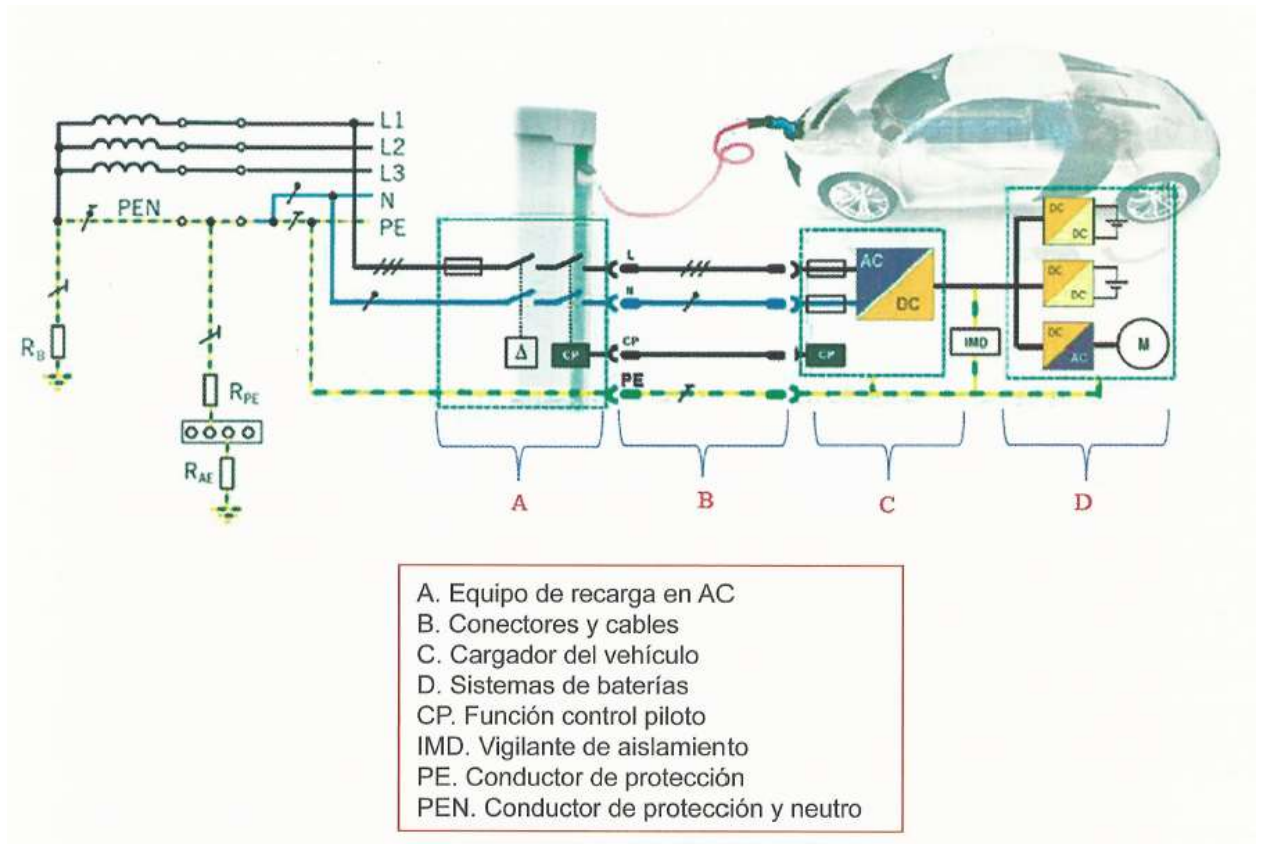


Ilustración 133.- Red de p.a.t con conductores aislados. Parainfo. Jesús Trashorras Montecelos



En el siguiente esquema se muestra para los diferentes modos de recarga cómo se prevé un conductor de puesta a tierra de protección entre el borne de tierra en la entrada de la alimentación en AC del equipo de recarga y el VE.



*Ilustración 134.- Esquema de protección según norma UNE-EN 61851-1. Parainfo Jesús Trashorras Montecelos*



## **11. PLANOS**

- 11.1.** Plano de distribución en planta
- 11.2.** Esquema eléctrico general de la instalación.



## 12. CONCLUSIONES

El objetivo principal de este proyecto es el de mejorar la imagen pública del Astillero de cara al futuro de la empresa y posibles contratos de venta a otros países de su proyecto estrella, el S80-Plus.

Navantia tiene como prioridad estratégica la innovación tecnológica y es conocedora de la importancia de implementar las nuevas tecnologías y hacerlas su principal motor de crecimiento y desarrollo. Al mismo tiempo le preocupa e invierte innumerables esfuerzos en mejorar la eficiencia de sus procesos internos. Por todo esto, no podía dejar escapar la oportunidad de implementar la tecnología de los V.E en la renovación de su flota de vehículos de empresa. Para conseguir el objetivo principal se debía completar la idea de la concienciación con el medio ambiente y la reducción de emisiones de gases nocivos con la de la autosuficiencia energética y la reducción del consumo eléctrico proveniente de energías no renovables.

Este proyecto cumple dichos objetivos. Si bien, su principal premisa es asegurar la productividad. Esto implica mantener enfocadas las exigencias del cliente. Una rapidísima disponibilidad de los V.E en conjunción con la exigente normativa de seguridad de la empresa. Estos requisitos se reflejan sin duda en el presupuesto. Encarecido en parte por la incorporación de baterías como por las condiciones de funcionamiento de los cargadores rápidos y por ende el sobredimensionado de la instalación fotovoltaica.

Por otro lado, esta instalación permite la posibilidad de aumentar la demanda eléctrica en un futuro sin tener que ampliar la instalación PV. Pudiendo derivar puntos de recarga adyacentes destinados para usos particulares.



## 13. BIBLIOGRAFÍA

### 1.1. Páginas didácticas

- <http://pfcherramientassfv.blogspot.com/p/analisis-de-software.html>
- <http://energiasolar.net/filedist.htm>
- <https://autosblogmexico.com/respuestas/que-significa-chademo-ta2177>
- <https://www.electricidad-gratuita.com/software-fotovoltaico-gratis/>
- <https://pvcomplete.com/trial-download/>
- <https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa/subvenciones>
- <https://sede.carm.es>

### 1.2. Páginas comerciales

- <https://www.legrand.es/residencial/plexo-material-de-instalacion/Green-UP>
- <https://new.abb.com/ev-charging/es>
- <https://www.simonelectric.com/blog/puntos-de-recarga-de-vehiculos-electricos-en-centros-comerciales>
- <https://www.tesla.com/es>
- <https://alwitra.de/en/international/spain/>
- <http://www.kolter.es>
- <http://www.ae-electronics.com/Choose-Your-Ev-Charger.html>
- <https://www.winaico.com/photovoltaik/modules/wsp-mx-perc-mono/>
- <https://www.aeg-industrialsolar.de/>
- <https://masdar.ae/en/masdar-clean-energy/technologies/photovoltaic-power>
- <https://www.aleo-solar.com/>
- <http://circuitor.es/es>
- <https://www.alubel.com/it/fotovoltaico/alubel-first-curvo-soluzione-per-impianto-fotovoltaico-su-struttura-curva.html>
- <https://www.hager.es/>

### 1.3. Libros

- Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas (ISBN-978-84-283-3756-4)
- Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada. (Marcombo)
- Guía completa de la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica. (J.M.Fernández Salgado)
- Vehículos eléctricos (Jesús Trashorras Montecelos)
- Reglamento Electrotécnico para baja tensión. (ISBN-978-84-1622-891-1)
- Manual de instalaciones eléctricas 3ª Edición (Franco Martín Sánchez)
- Fundamentos de instalaciones eléctricas (Fermín Barrero González)
- Instalaciones de distribución (ISBN-978-84-267-2221-8)

### 1.4. Normas y recomendaciones

- Guía ITC-BT-52 del REBT
- RD 244/2019, 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- UNE-EN 61851: Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos
- UNE-HD 60364-7-722: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Suministro del vehículo eléctrico.
- UNE-EN 62752: Dispositivo de control y protección integrado en el cable para el modo de carga 2 de V.E (IC-CPD).
- UNE 0048: Infraestructura para la recarga de V.E. Sistema de protección SPL.



## **14. ANEXOS**

### **14.1. Cálculos**

- 14.1.1. Simulación sistema fotovoltaico (PVSyst)
- 14.1.2. Secciones de conductores, c.d.t y protecciones (dmELECT)
- 14.1.3. Medición del proyecto (dmELECT)
- 14.1.4. Resistencia estructural (ANSYS)

### **14.2. Cargadores**

- 14.2.1. Cargador EVBox Troniq (Manual de instalación)

### **14.3. Placas Solares**

- 14.3.1. Alwitra\_Evalon\_Solar\_cSi\_2019\_01
- 14.3.2. Alwitra\_lamina\_Brochure\_evalon-solar\_en

### **14.4. Inversores**

### **14.5. Baterías**

### **14.6. Cables**

### **14.7. Protecciones**





## ÍNDICE DE FIGURAS

ILUSTRACIÓN 1-SITUACIÓN GEOGRÁFICA INSTALACIÓN PVSYS .....	6
ILUSTRACIÓN 2-PARÁMETROS DEL SITIO GEOGRÁFICO PVSYS .....	6
ILUSTRACIÓN 3-METEOROLOGÍA DEL SITIO GEOGRÁFICO .....	7
ILUSTRACIÓN 4- PLANO DE DISPOSICIÓN DEL ASTILLERO. ....	8
ILUSTRACIÓN 5-REPRESENTACIÓN 3D DE LA N.A.S .....	8
ILUSTRACIÓN 6-REPRESENTACIÓN 3D DE LA ZONA DESTINADA A PUESTOS DE RECARGA V.E .....	9
<i>ILUSTRACIÓN 7-TIPOS DE CARGA. RENAULT.....</i>	<i>10</i>
ILUSTRACIÓN 8-TIEMPOS DE CARGA. RENAULT .....	10
ILUSTRACIÓN 9-MODOS DE CARGA. CIRCUTOR.....	11
ILUSTRACIÓN 10-KILÓMETROS RECUPERADOS. RENAULT .....	11
ILUSTRACIÓN 11-MODO CARGA 1 .....	14
ILUSTRACIÓN 12-MODO CARGA 2 .....	15
ILUSTRACIÓN 13-MODO CARGA 3 .....	16
ILUSTRACIÓN 14-MODO CARGA 4 .....	17
ILUSTRACIÓN 15-CONEXIÓN CASO A. RBT-ITC52 .....	18
ILUSTRACIÓN 16-CONEXIÓN CASO B. RBT-ITC52 .....	19
ILUSTRACIÓN 17-CONEXIÓN CASO C. RBT-ITC52 .....	19
ILUSTRACIÓN 18. CONEXIÓN CASO D. RBT-ITC52.....	20
ILUSTRACIÓN 19- ESQUEMA 1A: INSTALACIÓN COLECTIVA TRONCAL CON CONTADOR PPL. EN ORIGEN Y SEC. EN ESTACIONES DE RECARGA. RBT-ITC52.....	21
ILUSTRACIÓN 20-RESUMEN CONECTORES .....	24
ILUSTRACIÓN 21-CARGADORES AE-ELECTRONICS.....	26
ILUSTRACIÓN 22-CONFIGURACIÓN AE-ELECTRONICS. A .....	26
ILUSTRACIÓN 23-CARGADORES CIRCUTOR .....	27
ILUSTRACIÓN 24-CONFIGURACIÓN CIRCUTOR A .....	27
ILUSTRACIÓN 25-CONFIGURACIÓN CIRCUTOR B .....	28
ILUSTRACIÓN 26-CARGADORES INGEREV.....	28
ILUSTRACIÓN 27-CONFIGURACIÓN INGEREV A .....	29
ILUSTRACIÓN 28-CONFIGURACIÓN INGEREV B .....	29
ILUSTRACIÓN 29-CARGADORES EVBOX .....	30
ILUSTRACIÓN 30-CONFIGURACIÓN EVBOX A.....	30
ILUSTRACIÓN 31-CONFIGURACIÓN EVBOX B .....	31
ILUSTRACIÓN 32-CONFIGURACIÓN EVBOX C .....	31
ILUSTRACIÓN 33- MODELOS DE LUMINARIAS.....	34
ILUSTRACIÓN 34-MODELO 3D DE INSTALACIÓN. DIALUX .....	35
ILUSTRACIÓN 35- ZONA DE ESTUDIO LUMÍNICO. ....	35
ILUSTRACIÓN 36.-DIALUX- NATH L 269W .....	36
ILUSTRACIÓN 37.- DIALUX- NATH L RJ 63W .....	36
ILUSTRACIÓN 38-DIALUX- NATH L RE 63W .....	37
ILUSTRACIÓN 39.-DIALUX- NATH M RJ 59W .....	37
ILUSTRACIÓN 40.-DIALUX- NATH M RE 45W .....	38
ILUSTRACIÓN 41.-DIALUX- NATH S RJ 64W .....	38
ILUSTRACIÓN 42.-DIALUX- NATH S RE 49W .....	39
ILUSTRACIÓN 43.-DIALUX- PHILIPS UNISTREET 64W .....	39
ILUSTRACIÓN 44.-DIALUX- PHILIPS UNISTREET 77W .....	40
ILUSTRACIÓN 45-NATH M FRENTE NATH S.....	41
ILUSTRACIÓN 46-CONFIGURACIÓN LUMINARIA NATH M .....	42
ILUSTRACIÓN 47-DETALLE ESTRUCTURAL DE LA N.A.S .....	43
ILUSTRACIÓN 48.- ESQUEMA SIMPLIFICADO DE LA INSTALACIÓN. PVSYS .....	44
ILUSTRACIÓN 49-IRRADIACIÓN ANUAL. PVSYS.....	44
ILUSTRACIÓN 50-ORIENTACIÓN PANELES P.V. PVSYS .....	45
ILUSTRACIÓN 51.-ÁNGULO LÍMITE DE INCIDENCIA.....	45
ILUSTRACIÓN 52.- OPTIMIZACIÓN INCLINACIÓN .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ILUSTRACIÓN 53-SIMULACIÓN DE SOMBRA MONTE GALERA. PVSYS .....	46
ILUSTRACIÓN 54-FACTOR DE SOMBREADO. PVSYS .....	47



ILUSTRACIÓN 55-DATOS ELÉCTRICOS WINAICO .....	49
ILUSTRACIÓN 56.-DISTRIBUCIÓN PV WINAICO 30º .....	49
ILUSTRACIÓN 57.- DISTRIBUCIÓN PV 30º CON ÁNGULO DE INCIDENCIA MÍNIMO .....	50
ILUSTRACIÓN 58.- INICIO SIMULACIÓN. PVSYSY .....	51
ILUSTRACIÓN 59.- ORIENTACIÓN WINAICO 30º. PVSYSY .....	51
ILUSTRACIÓN 60.- VARIABLES DE RED PARA SUBCONJUNTO 1. PVSYSY.....	52
ILUSTRACIÓN 61.- VARIABLES DE RED PARA SUBCONJUNTO 2. PVSYSY.....	53
ILUSTRACIÓN 62- CARGA AUTOCONSUMO. PVSYSY.....	54
ILUSTRACIÓN 63- REPARTO HORARIO AUTOCONSUMO. PVSYSY.....	54
ILUSTRACIÓN 64.- SOMBREADOS CERCANOS WINAICO 30º. PVSYSY .....	55
ILUSTRACIÓN 65.- SHADINGPLOTFORM SUBCONJUNTO 1. PVSYSY .....	55
ILUSTRACIÓN 66.- SHADINGPLOTFORM SUBCONJUNTO 2. PVSYSY .....	56
ILUSTRACIÓN 67.- CONFIGURACIÓN DE ACUMULADORES. PVSYSY .....	57
ILUSTRACIÓN 68.- BATERÍAS RACK R800_ LG CHEM .....	57
ILUSTRACIÓN 69- INSTALACIÓN PANELES FLEXIBLES ALWITRA CORTESÍA DE KOLTER.....	59
ILUSTRACIÓN 70-CONFIGURACIÓN PV ALWITRA. SKETCHUP.....	59
ILUSTRACIÓN 71.- INICIO SIMULACIÓN ALWITRA. PVSYSY .....	60
ILUSTRACIÓN 72-INCLINACIÓN VARIABLE ALWITRA. PVSYSY.....	60
ILUSTRACIÓN 73-CONFIGURACIÓN SUBCONJUNTO 1 ALWITRA 408 Wp. PVSYSY.....	61
ILUSTRACIÓN 74- CONFIGURACIÓN SUBCONJUNTO 2 ALWITRA 408 Wp. PVSYSY.....	62
ILUSTRACIÓN 75.-CONFIGURACIÓN SUBCONJUNTO 3 ALWITRA 408 Wp. PVSYSY.....	63
ILUSTRACIÓN 76- CARGA AUTOCONSUMO. PVSYSY.....	64
ILUSTRACIÓN 77- REPARTO HORARIO AUTOCONSUMO. PVSYSY.....	64
ILUSTRACIÓN 78- SUPERFICIES ACTIVAS .....	65
ILUSTRACIÓN 79- FACTOR SOMBREADO SUBCONJUNTO1 NAS1 .....	65
ILUSTRACIÓN 80-FACTOR SOMBREADO SUBCONJUNTO 2 NAS2 .....	66
ILUSTRACIÓN 81-FACTOR SOMBREADO SUBCONJUNTO 3 NAS3 .....	66
ILUSTRACIÓN 82- CONFIGURACIÓN ACUMULADORES. PVSYSY.....	67
ILUSTRACIÓN 83- BATERÍAS RACK R800_ LG CHEM .....	67
ILUSTRACIÓN 84- DIAGRAMA DE PÉRDIDAS. ALWITRA 3 NAS.....	68
ILUSTRACIÓN 85- DETALLE DE MONTAJE .....	69
ILUSTRACIÓN 86- INSTALACIÓN CORTESÍA DE ALUBEL .....	70
ILUSTRACIÓN 87.-DATOS ELÉCTRICOS JINKO SOLAR.....	70
ILUSTRACIÓN 88-DISPOSICIÓN DE PV ALWITRA SOBRE CUBIERTA NAS2.....	71
ILUSTRACIÓN 89- ÁNGULOS Y ACIMUT ALWITRA.....	71
ILUSTRACIÓN 90.- VARIABLES SUBCONJUNTO 1. PVSYSY.....	72
ILUSTRACIÓN 91.- VARIABLES SUBCONJUNTO 2. PVSYSY.....	73
ILUSTRACIÓN 92.- VARIABLES SUBCONJUNTO 3. PVSYSY.....	74
ILUSTRACIÓN 93.- VARIABLES SUBCONJUNTO 4. PVSYSY.....	75
ILUSTRACIÓN 94.- VARIABLES SUBCONJUNTO 5. PVSYSY.....	76
ILUSTRACIÓN 95.- VARIABLES SUBCONJUNTO 6. PVSYSY.....	77
ILUSTRACIÓN 96.- VARIABLES SUBCONJUNTO 7. PVSYSY.....	78
ILUSTRACIÓN 97.- VARIABLES SUBCONJUNTO 8. PVSYSY.....	79
ILUSTRACIÓN 98.- CARGA AUTOCONSUMO. PVSYSY.....	80
ILUSTRACIÓN 99- REPARTO HORARIO AUTOCONSUMO. PVSYSY.....	80
ILUSTRACIÓN 100.- DEFINICIÓN DE SOMBREADOS. 8 ORIENTACIONES PVSYSY .....	81
ILUSTRACIÓN 101.- 8 ORIENTACIONES. PVSYSY .....	81
ILUSTRACIÓN 102.- CONFIGURACIÓN DE ACUMULADORES. PVSYSY .....	82
ILUSTRACIÓN 103.- BATERÍAS RACK R800_ LG CHEM .....	82
ILUSTRACIÓN 104.- DIAGRAMA DE PÉRDIDAS. PVSYSY.....	83
ILUSTRACIÓN 105.- PROPIEDADES DEL ACERO UTILIZADO. ....	84
ILUSTRACIÓN 106.- PROPIEDADES DEL ALUMINIO UTILIZADO. ....	85
ILUSTRACIÓN 107. MALLADO DEL MODELO. ....	85
ILUSTRACIÓN 108.- DISTRIBUCIÓN DE ASPECT RATIO. ....	86
ILUSTRACIÓN 109.-MODELO BAJO CONDICIONES DE CONTORNO .....	87
ILUSTRACIÓN 110.- MAPA DE DEFORMACIONES.....	88
ILUSTRACIÓN 111.-MAPA DE DEFORMACIONES. DETALLE DE MÁXIMO VALOR.....	88



ILUSTRACIÓN 112.- DISTRIBUCIÓN DE TENSIONES (VON MISES) .....	89
ILUSTRACIÓN 113.- DISTRIBUCIÓN DE TENSIONES. DETALLE DE VALOR MÁXIMO. ....	89
ILUSTRACIÓN 114.- FACTOR DE SEGURIDAD MECÁNICO. ....	90
ILUSTRACIÓN 115.-EVALON-SOLAR (72 CELLS).....	96
ILUSTRACIÓN 116.-EVALON-SOLAR. IRRADIACIÓN.....	96
ILUSTRACIÓN 117.-LANA DE ROCA 4CM .....	97
ILUSTRACIÓN 118.- CAJAS DE CONEXIÓN ALWITRA.....	97
ILUSTRACIÓN 119.- EJEMPLO DE INSTALACIÓN ALWITRA .....	98
ILUSTRACIÓN 120.- CONEXIONADO PV .....	99
ILUSTRACIÓN 121.- ENLACE CT-CARGADORES-BATERÍAS-INVERSORES-PV. 01. SKETCHUP .....	100
ILUSTRACIÓN 122.- ENLACE CT-CARGADORES-BATERÍAS-INVERSORES-PV. 02. SKETCHUP .....	100
ILUSTRACIÓN 123.- ENLACE CT-CARGADORES-BATERÍAS-INVERSORES-PV. 03. SKETCHUP .....	101
ILUSTRACIÓN 124.- ENLACE CT-CARGADORES-BATERÍAS-INVERSORES-PV. 04. SKETCHUP .....	101
ILUSTRACIÓN 125.- INSTALACIÓN PV ASTILLERO. DMELECT .....	102
ILUSTRACIÓN 126.- CONFIGURACIÓN PV. DMELECT.....	103
ILUSTRACIÓN 127.- FACTORES DE CORRECCIÓN. DMELECT .....	104
ILUSTRACIÓN 128.- AISLAMIENTO, CANALIZACIÓN Y POLARIDAD. DMELECT.....	104
ILUSTRACIÓN 129.- FACTORES DE CORRECCIÓN LÍNEA CARGADORES VE. DMELECT.....	108
ILUSTRACIÓN 130.- CALIBRES COMERCIALES E IA. UNE EN 60269-1:2007 .....	110
ILUSTRACIÓN 131.- CAJA DE CONEXIONES DE OCHO CADENAS DE MÓDULOS. PARAINFO. JULIÁN CANTOS SERRANO. ....	111
ILUSTRACIÓN 132.- ESQUEMA DE UNA CAJA DE CONEXIONES. PARAINFO. JULIÁN CANTOS SERRANO.....	111
ILUSTRACIÓN 133.- RED DE TIERRA DE UN PUESTO DE RECARGA. PARAINFO JESÚS TRASHORRAS MONTECELOS .....	115
ILUSTRACIÓN 134.- RED DE P.A.T CON CONDUCTORES AISLADOS. PARAINFO. JESÚS TRASHORRAS MONTECELOS .....	115
ILUSTRACIÓN 135.- ESQUEMA DE PROTECCIÓN SEGÚN NORMA UNE-EN 61851-1. PARAINFO JESÚS TRASHORRAS MONTECELOS .....	116



## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.- SELECCIÓN DE CARGADOR.....	32
TABLA 2.- VALORACIÓN DE VARIABLES EN INSTALACIÓN PV .....	91
TABLA 3.- DETALLE DE COSTES INSTALACIÓN PV .....	92
TABLA 4.- INTENSIDADES ADMISIBLES (A) AL AIRE (40°C). A.52-1 BIS. RBET .....	105
TABLA 5.- TABLA DE RESULTADOS OBTENIDOS PARA DISTINTAS RAMAS Y NUDOS. DMELECT .....	107
TABLA 6.- MEDICIÓN DE PROTECCIONES. DMELECT .....	113
TABLA 7.- MEDICIÓN DE DIFERENCIALES. DMELECT .....	113