



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA AISLADA DE RED PARA EL  
AUTOCONSUMO DEL CAMPO DE GOLF  
"ALBORAN GOLF" EN TOYO, RETAMAR  
(ALMERÍA)

AUTOR: MANUEL GUILLERMO SIMARRO PACHÓN

TUTOR: EMILIO FIGUERES AMORÓS

**Curso Académico: 2017-18**



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA



## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a IMS 2020 SOLUCIONES DE ENERGÍA S.L. por permitir me usar sus medios para poder realizar adecuadamente este proyecto. A mi tutor, Emilio Figueres, por orientarme tan acertadamente para finalizar el trabajo. A sí mismo, quiero agradecer a toda mi familia por apoyarme en todo momento a lo largo de la realización de mi grado.



## RESUMEN

El presente trabajo de fin de grado desarrolla el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con almacenamiento mediante baterías y aislada de la red. Se procederá a calcular la potencia necesaria en función del consumo registrado. Se elegirán los elementos adecuados para un correcto funcionamiento de la instalación de entre los productos que ofrece el mercado, atendiendo también a factores económicos. Se verificará que el diseño de la instalación cumpla toda la normativa vigente y se hará un estudio de la viabilidad económica del proyecto en función de los costes y los beneficios estimados a partir de la producción solar histórica del emplazamiento.

Palabras clave:

Instalación solar aislada. Instalación fotovoltaica. Aparcamiento solar. Fotovoltaica con almacenamiento de energía mediante baterías. Autoconsumo.



## RESUM

El present treball de finalització de grau desenvolupa el disseny d'una instal·lació fotovoltaica de autoconsum amb emmagatzematge mitjançant bateries i aïllada de la xarxa. Es procedirà a calcular la potència necessària en funció del consum registrat. Es triaran els elements adequats per a un correcte funcionament de la instal·lació d'entre els productes que ofereix el mercat, atenent també a factors econòmics. Es verificarà que el disseny de la instal·lació compleixi tota la normativa vigent i es farà un estudi de la viabilitat econòmica del projecte en funció dels costos i els beneficis benvolguts a partir de la producció solar històrica de l'emplaçament.

Paraules clau:

Instal·lació solar aïllada. Instal·lació fotovoltaica. Aparcament solar. Fotovoltaica amb emmagatzematge d'energia mitjançant bateries. Autoconsum.



## **ABSTRACT**

The present work of end of degree develops the design of a photovoltaic installation of self-consumption with storage by batteries and isolated from the network. The necessary power will be calculated according to the consumption recorded. The appropriate elements will be chosen for a correct operation of the installation among the products offered by the market, also considering economic factors. It will be verified that the design of the installation complies with all current regulations and a study of the economic viability of the project based on the costs and benefits estimated from the historical solar production of the site.

Keywords:

Isolated solar installation. Photovoltaic installation Solar parking Photovoltaic with energy storage by batteries. Self-consumption



## ÍNDICE

1.	MEMORIA.....	9
1.1.	ASPECTOS GENERALES .....	9
1.2.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN.....	12
2.	CÁLCULOS.....	14
2.1.	INTRODUCCIÓN .....	14
2.2.	DEMANDA ENERGÉTICA.....	14
2.3.	DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.....	22
2.4.	DIMENSIONADO DEL CABLEADO .....	35
2.5.	PUESTA A TIERRA.....	44
2.5.1.	TOMA DE TIERRA.....	45
2.5.2.	CONDUCTORES DE TIERRA.....	45
3.	PLANOS.....	46
4.	ESTUDIO ECONÓMICO .....	51
5.	CONCLUSIONES .....	59
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	60
	ANEXOS .....	61



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA



## 1. MEMORIA

### 1.1. ASPECTOS GENERALES

#### 1.1.1. ANTECEDENTES

La presente instalación dispone de un recinto denominado *Casa Club* que cuenta con suministro eléctrico alimentado por su distribuidora, Iberdrola, a través de la red eléctrica. Junto a él se ha construido un nuevo restaurante. Debido a este aumento de consumo que se produce al ampliar la instalación, surge la necesidad de aumentar la potencia contratada.

Como alternativa, se propone usar la actual línea que alimenta la *Casa Club* para que abastezca al nuevo restaurante y, en lugar de ampliar la conexión eléctrica, se aislará de la red el recinto *Casa Club*, instalando una planta generadora fotovoltaica que disponga de almacenamiento.

Como se verá posteriormente, el campo de golf dispone de una flota de coches de golf eléctricos que son recargados desde la *Casa Club*, por lo que la solución que se adopta a la hora de aislar la red debe contemplar este consumo que es crítico debido a su alta demanda energética.

Cerca a la *Casa Club* se encuentra una explanada que se usa de aparcamiento. La clientela tipo que suele acudir a este tipo de recintos son personas de clase media-alta. Debido a esto, el titular de la instalación añade una necesidad de consolidar la explanada en su función de aparcamiento añadiendo marquesinas. Esto aumentará el confort y la experiencia de usuario al disminuir la carga térmica solar a causa de la sombra que produce esta marquesina.

#### 1.1.2. OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto pretende definir detalladamente los aspectos técnicos de una instalación generadora de energía de autoabastecimiento para la *Casa Club* del campo de golf nombrado "*Alborán Golf*" en aras de reducir su dependencia energética.

El contenido del proyecto describe técnicamente la configuración de una planta fotovoltaica de autoconsumo con una potencia nominal de 48,72 kW definida a partir del análisis detallado de la demanda durante un año a partir de los registros de la distribuidora eléctrica y sus hábitos de consumo gracias a un analizador de redes. La planta se ha configurado de manera que esté aislada de la red, por lo que dispone de un banco de baterías que abastece al campo de golf en los periodos carentes de producción solar.

Del mismo modo, se incluye un estudio económico de la instalación para analizar la viabilidad económica a la hora de ejecutar la instalación.

#### 1.1.3. TITULAR DE LA INSTALACIÓN

El promotor y titular de la instalación que se proyecta es el Excmo. Ayuntamiento de Almería, con CIF P-0401300-I

#### 1.1.4. EMPLAZAMIENTO

La instalación se ubica en la calle de los Juegos de Barcelona s/n, Urbanización El Toyo, 04131, El Retamar, ALMERÍA. Esta ubicación corresponde al punto cardinal con latitud 36.846 y longitud -2.320. En el capítulo de planos se puede apreciar un detalle del emplazamiento.

En concreto, la planta fotovoltaica está propuesta para que sea ejecutada en el aparcamiento del campo de golf.

#### 1.1.5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

El campo de golf “Alborán Golf” dispone de una flota de coches de golf eléctricos que son usados durante la jornada de juego y que, al acabar esta, son puestos a cargar.



Ilustración 1: Detalle Coche De Golf de "Alborán Golf"(Fuente: Campo de Golf Alborán)

Como se puede intuir, el periodo de cargar de los coches coincide con el de finalización de producción solar, es decir a lo largo de la tarde. Es por ello, que una instalación solar fotovoltaica conectada a red, de menor coste económico al no necesitar de un banco de baterías, es poco útil. Esto se debe a que se vertería mucha energía a la red cuando hay producción solar, pues a largo del día el consumo es bastante bajo, y al llegar la tarde, cuando se necesita cargar las baterías de los coches eléctricos, se tiene que consumir energía de la red.

Como se puede ver en el gráfico 1, a lo largo de la tarde se tiene periodo punta en invierno y llano en verano. Es decir, cuando se tiene que consumir energía de la red es justamente los momentos más caros para consumir energía.

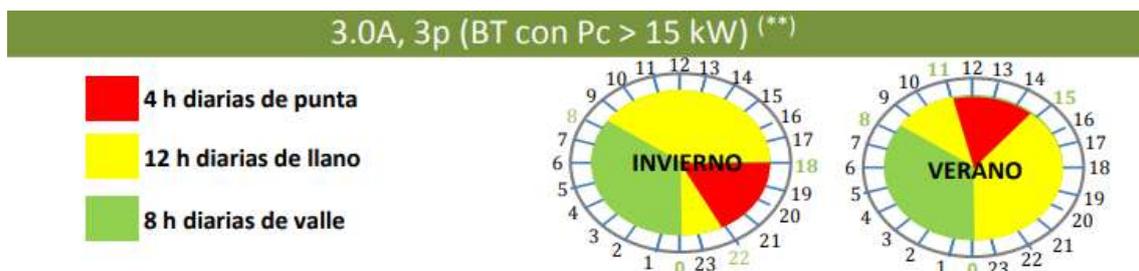


Gráfico 1: Periodos de Facturación (Fuente: Iberdrola)

Por lo anterior, se propone una planta fotovoltaica aislada de red consiguiendo que el principal consumo eléctrico del campo de golf sea asumido por esta misma planta generadora.

La instalación consta de 168 módulos fotovoltaicos que serán ubicados sobre una marquesina metálica que se construirán para esta función, y colateralmente, proveerán sombra a los coches que lleguen al campo de golf.

Los equipos, como inversor y baterías, se propone que se ubiquen en una caseta prefabricada de hormigón que se ubicará junto a las marquesinas para reducir la distancia entre los paneles y el inversor, tal como aparece descrito en los planos.



#### 1.1.6.LEGISLACIÓN

La instalación proyectada deberá cumplir las siguientes normas para poder ser legalizada una vez haya sido ejecutada.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Reglamento (UE) Nº 548/2014 de la comisión de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.
- Reglamento Delegado (UE) 2016/364 de la comisión de 1 de julio de 2015 relativo a la clasificación de las propiedades de reacción al fuego de los productos de construcción de conformidad con el Reglamento (UE) nº 305/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo. (Reglamento de Productos de la Construcción, CPR)
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- RD 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- UNE 20.324: Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP).
- UNE-EN 50272 Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías
- UNE 20460-7-712 Instalaciones eléctricas en edificios. Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica. (PV)



## 1.2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

En el presente capítulo se describirán brevemente los componentes de los que van a estar compuestos la instalación para su correcto funcionamiento a la hora de suministrar energía eléctrica al campo de golf.

### 1.2.1. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

#### MÓDULO

La planta generadora está proyectada para satisfacer la demanda total del emplazamiento, para ello la instalación fotovoltaica está constituida por 168 paneles fotovoltaicos del modelo *SUNMODULE PLUS SW 290 MONO* de la marca *SOLARWORLD*, con una potencia nominal en condiciones STC de 290 kW dando lugar a una potencia instalada de 48,72 kW. Se han distribuido de la siguiente manera: 21 paneles en serie y 8 en paralelo, provocando que trabajen a una tensión de 669,90 V y discurra una corriente de 73,60 A.

#### INVERSOR

El consumo de la *Casa Club* se realiza mediante corriente alterna a 230/400 V y 50 Hz. Para poder abastecer el consumo en esas condiciones, se precisará de un inversor que tenga una capacidad de transformar toda corriente continua en la que se produce en la planta generadora. Por lo que es necesario un inversor con potencia nominal mayor o igual a la máxima potencia que se pueda producir. En este caso, se escoge un inversor de potencia nominal de 50 kW, en concreto del inversor *TRIO-50.0-TL-OUTD* de la casa ABB.

#### BATERIAS

Como se plantea una instalación aislada de red, la acumulación de energía es imprescindible, pues hay que poder dar energía eléctrica a la *Casa Club* en los periodos que no haya, o haya poca, producción solar, que como se ha comentado, en el periodo de carga de los coches que dispone la instalación ocurre precisamente esto.

Se propone instalar una bancada de 48 baterías modelo HOPPECKE 14 OPzS 1750. 2 vasos en paralelo y 24 en serie para que se trabaje en 48 V, dada la alta potencia a la que se trabaja, y una capacidad C10 de 3.762 Ah.

#### CARGADOR

Las baterías se cargarán mediante unos inversores-cargadores, de esta manera los módulos pueden trabajar a una tensión mayor y disminuir la corriente que a la que se trabaja. Se han elegido tres cargadores-inversores modelo *Quattro 48/15000/200-100/200 inversor* de la marca Victron. Cada uno de ellos tienen una potencia de 15.000 W y resisten una potencia pico de 29.000 W

#### ESTRUCTURA DE SOPORTE

Como se ha dicho previamente, los módulos se ubicarán sobre una marquesina que se construirá para esta función y para dar sombra a los coches de los clientes del campo de golf, dando lugar a lo que se conoce como un aparcamiento solar.



Se deberán instalar tres marquesinas de 5m de ancho, 4,14 m de alto y 36 m de largo. Se distribuirán acorde al plano de planta de la instalación.



## 2. CÁLCULOS

### 2.1. INTRODUCCIÓN

A continuación, se describirán y justificarán detalladamente todos los cálculos realizados para llegar a los resultados técnicos anteriores.

### 2.2. DEMANDA ENERGÉTICA

Al ser la presente instalación fotovoltaica aislada, uno de los aspectos más importantes a la hora del diseño es la producción que va a tener. Esta debe ser lo suficientemente grande como para abastecer por completo la instalación y evitar dejar sin suministro eléctrico a la instalación.

Es por ello, que antes de dimensionar la instalación es necesario estudiar en detalle la instalación y sus patrones de consumo.

Los datos de potencia y consumo con los que se pretende estudiar el consumo son los registrados por la compañía distribuidora en el periodo del 23 de septiembre de 2016 hasta el 19 de octubre del 2017.

Además, para analizar los patrones de consumo de la instalación se ha procedido a recabar datos mediante un analizador de redes que nos darán unas *curvas de consumo* a lo largo de una semana de estudio y a lo largo de los días de esa semana.

#### 2.2.1. POTENCIA INSTALADA

El campo de golf presenta una facturación eléctrica mediante la tarifa 3.0 A con una instalación trifásica con tensión 3x400/230 V y con una potencia máxima contratada de 20,7 kW.

Este tipo de tarifa contabiliza los picos de potencia en tres periodos: P1(Punta), P2(Llano) y P3(Valle), que corresponden a una franja horaria diaria donde el precio de la energía y de la potencia es diferente.

De cada periodo, la compañía contabiliza la potencia más alta demanda con un maxímetro y es este valor con el que factura la parte de potencia.

Para el periodo de estudio en cuestión las potencias máximas en cada período son las siguientes:

PERIODO		POTENCIA		
INICIO	FINAL	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)
23-sep.-2016	25-oct.-2016	25	21	11
25-oct.-2016	23-nov.-2016	16	25	13
23-nov.-2016	23-dic.-2016	14	21	12
23-dic.-2016	25-ene.-2017	15	20	17
25-ene.-2017	22-feb.-2017	17	22	15
22-feb.-2017	22-mar.-2017	15	22	15
22-mar.-2017	26-abr.-2017	20	29	9
26-abr.-2017	19-may.-2017	14	18	9
19-may.-2017	22-jun.-2017	25	28	8
22-jun.-2017	24-jul.-2017	22	26	23
24-jul.-2017	22-ago.-2017	19	19	9
22-ago.-2017	21-sep.-2017	16	15	9
21-sep.-2017	19-oct.-2017	15	16	9

Tabla 1: Potencias máximas(Fuente: Iberdrola)

Se puede observar que se han resaltado las potencias más altas a lo largo del periodo de estudio. De esta tabla se puede extraer que el sistema fotovoltaico aislado tendrá que suplir una potencia máxima de 29 kW.

### 2.2.2.CONSUMO

De los datos recabados por parte de la distribuidora, Iberdrola, también se puede extraer el consumo realizado por parte del campo de golf durante cada periodo de facturación. De esta, también podemos calcular la media diaria para cada mes.

PERIODO		ENERGÍA				Energía media diaria
INICIO	FINAL	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	TOTAL (kWh)	(kWh/día)
23-sep.-2016	25-oct.-2016	1.197	3.265	1.131	5.594	174,80
25-oct.-2016	23-nov.-2016	978	2.953	873	4.803	165,63
23-nov.-2016	23-dic.-2016	764	2.721	838	4.323	144,10
23-dic.-2016	25-ene.-2017	804	3.437	878	5.119	155,12
25-ene.-2017	22-feb.-2017	822	2.958	933	4.713	168,32
22-feb.-2017	22-mar.-2017	935	2.995	1.002	4.932	176,14
22-mar.-2017	26-abr.-2017	1.188	3.061	1.014	5.263	150,37
26-abr.-2017	19-may.-2017	784	2.076	728	3.588	156,00
19-may.-2017	22-jun.-2017	1.326	3.377	1.229	5.933	174,49
22-jun.-2017	24-jul.-2017	1.247	3.042	1.198	5.487	171,47
24-jul.-2017	22-ago.-2017	785	2.029	638	3.452	119,03
22-ago.-2017	21-sep.-2017	632	1.889	513	3.034	101,13
21-sep.-2017	19-oct.-2017	549	2.260	468	3.277	117,04

Tabla 2: Consumos de la instalación. (Fuente: Iberdrola)

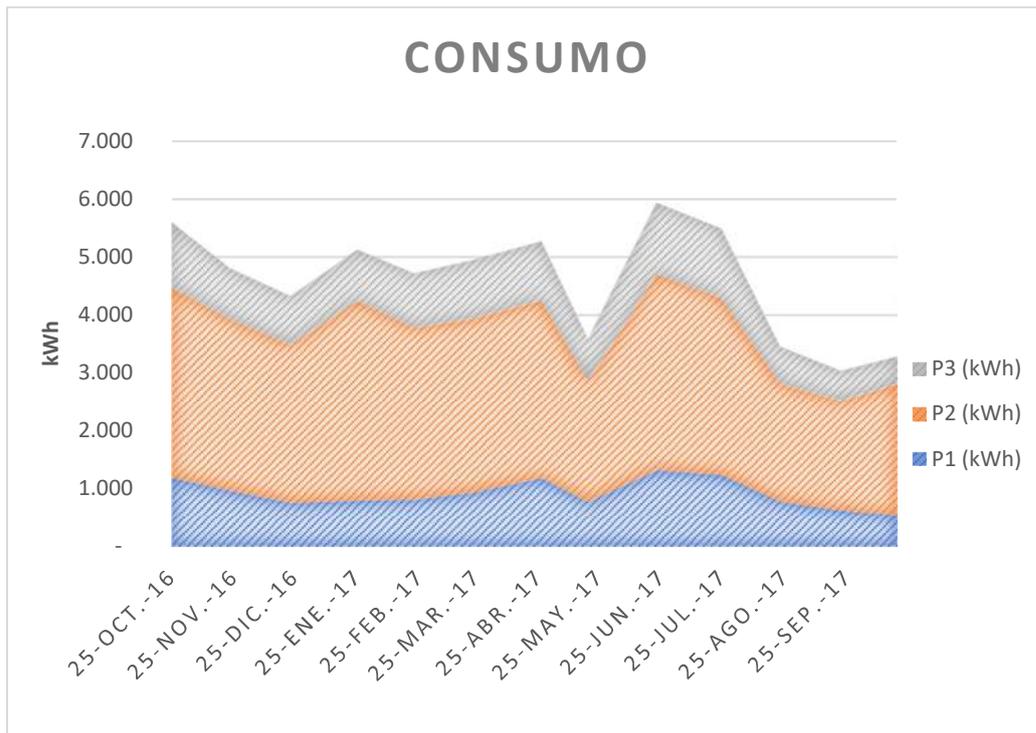


Gráfico 2: Curva de consumo

De los datos que se encuentran en la *Tabla 2: Consumo de la instalación* se puede apreciar resaltado el consumo pico que se ha tenido durante octubre: 176,14 kWh/día. También cabe destacar que el consumo anual de energía es de 59.518 kWh, y el promedio de consumo a lo largo del año es de 151.82 kWh/día.

Por otra parte, analizando el *Gráfico 1: Curva de consumo medio diario* se puede sacar las siguientes conclusiones:

- El principal consumo es del periodo P2, el cual corresponde a las horas de la mañana y de la tarde. También incluye la de los fines de semana.
- Se observa un fuerte descenso en mayo, seguido de un repunte. Esto puede atribuirse a malas condiciones atmosféricas pues el uso de la instalación está fuertemente reñido con estas.

### 2.2.3. EVOLUCIÓN DIARIA DEL CONSUMO

Para poder obtener información de cómo se desarrolla el consumo eléctrico a lo largo del día se ha utilizado registrador de consumo trifásico 1734 de la marca Fluke.



Imagen 1: analizador de redes (Fuente: Flurke)

El periodo del análisis se realizó entre el viernes 10/11/2017 a las 14:13hr hasta el lunes 14:21hr. Con esto se consigue analizar todo el fin de semana, pues al ser una instalación de ocio se espera un mayor consumo, y parte de los días laborables para tener una imagen más completa de cómo evoluciona el consumo.

A continuación, se muestran las curvas de consumo con medición de potencia media por día analizado:

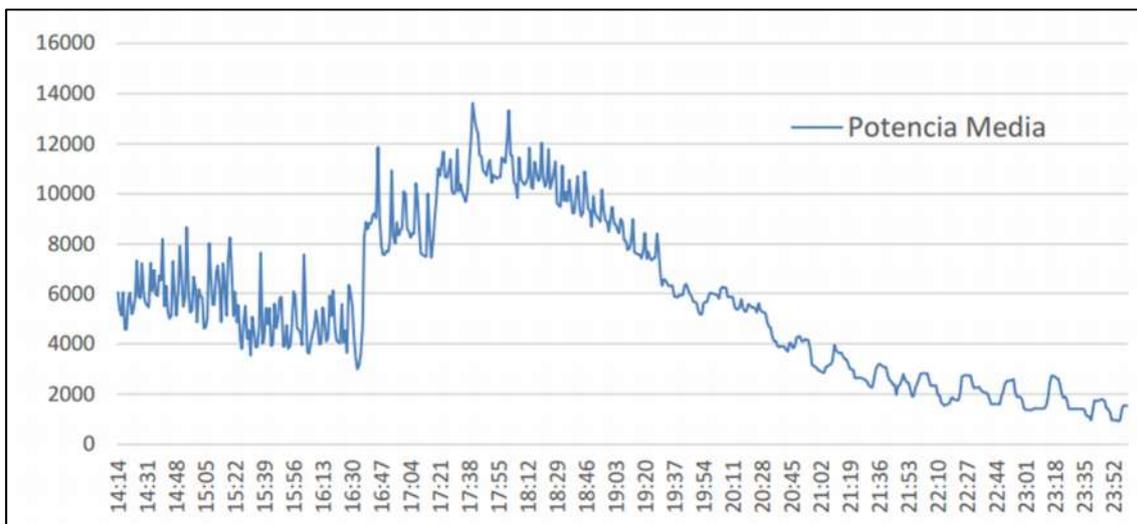


Gráfico 3: Curva Consumo Instantáneo Día 10/11/2017

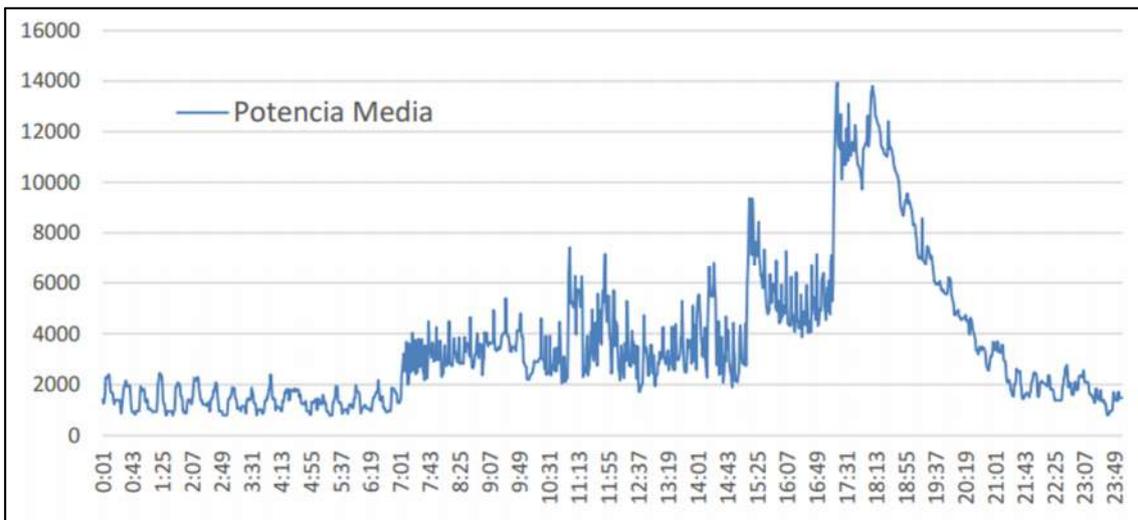


Gráfico 4: Curva Consumo Instantáneo Día 11/11/2017

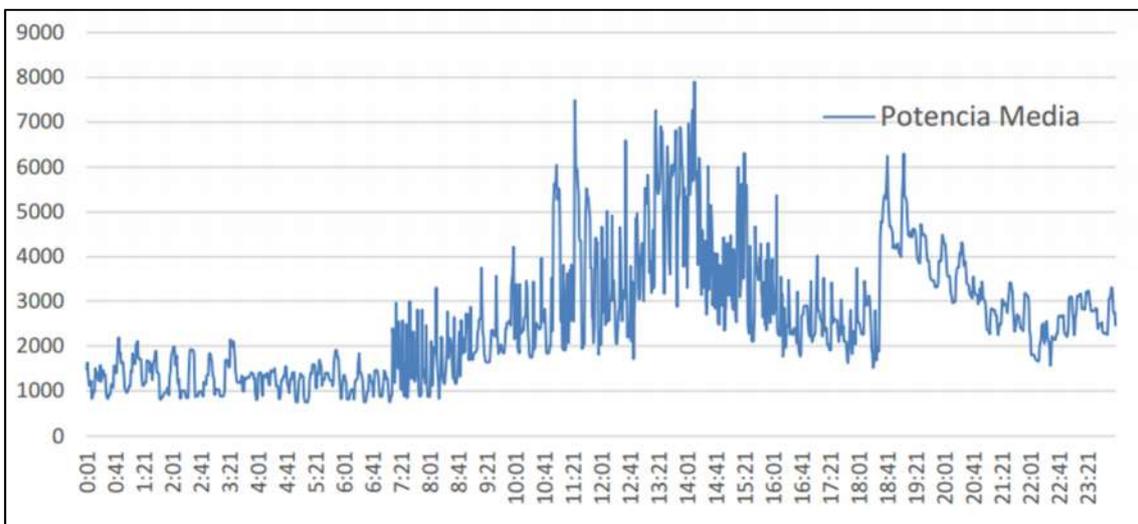


Gráfico 5: Curva Consumo Instantáneo Día 12/11/2017

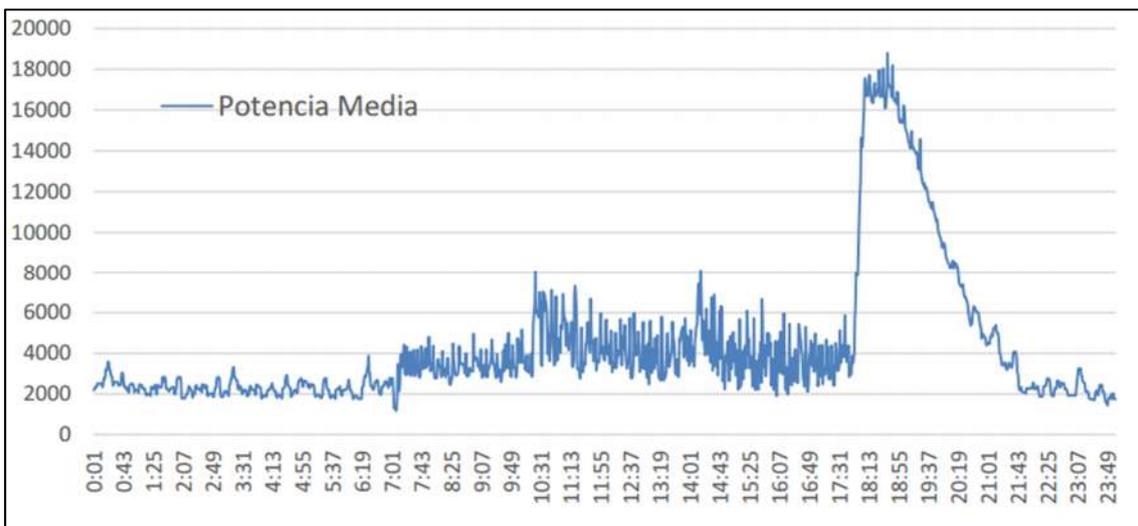


Gráfico 6: Curva Consumo Instantáneo Día 13/11/2017

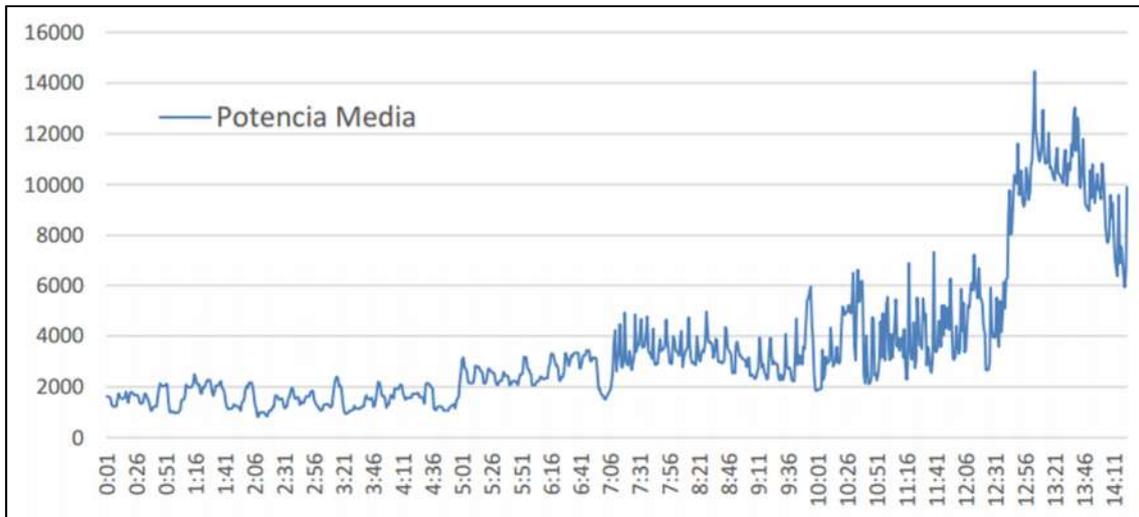


Gráfico 7: Curva Consumo Instantáneo Día 14/11/2017

Observando las gráficas del consumo instantáneo, se puede sacar las siguientes conclusiones:

- Los gráficos no muestran un patrón de consumo instantáneo constante, pero si se repite que sobre las 17:30h se eleva de manera apreciable el consumo. Esto coincide con el momento en el que se pone el sol y cuando se ponen los vehículos a cargar.
- Del hecho de que no hay patrones constantes, también se extrae que no hay demasiada diferencia entre fines de semana y días laborables.
- Otros datos que se pueden remarcar son:
  - El consumo base durante la noche es de alrededor de 2kW.
  - El consumo base durante el día es de alrededor de 5 kW

#### 2.2.4. DÍA DE DISEÑO

Se propone el día 13/11/2017 como día de diseño de cómo evoluciona el consumo a lo largo del día en base a que refleja un mayor consumo, una demanda de potencia mayor y una diferenciación clara de cómo hace ese consumo a lo largo del día. Si se analiza la curva de ese día se puede extraer lo siguiente:

Después de una noche en la que se tiene el consumo base apreciado anteriormente, 2 kW, sobre las siete el consumo empieza a incrementarse hasta llegar a su consumo base diario sobre las 10:30hr. A pesar de existir varios picos, el consumo se mantiene estable alrededor de ese consumo base hasta las 17:30hr, que es cuando finaliza la jornada de juego. En este momento, surge un repunte de l consumo hasta los 18 kW debido a que los vehículos de la instalación se ponen a cargar. Este período de carga se completa hacia las 21:40hr, que es cuando se vuelve al consumo base nocturno.

El día de diseño es sensiblemente superior a los reflejados con el analizador de redes y tiene un consumo de 138,70 kWh. Al estar muy por debajo del máximo histórico reflejado por los datos de la distribuidora, 176,14 kWh, a la hora de estudiar la autonomía de la instalación se sobredimensionará de manera que se muestre un día de mayor demanda.

HORA	Potencia (kW)
0:00	2,00
1:00	2,00
2:00	2,00
3:00	2,00
4:00	2,00
5:00	2,00
6:00	2,00
7:00	4,00
8:00	4,00
9:00	4,00
10:00	6,00
11:00	5,50
12:00	5,80

13:00	6,00
14:00	8,00
15:00	5,60
16:00	5,50
17:00	5,50
18:00	5,80
19:00	18,00
20:00	18,00
21:00	13,00
22:00	8,00
23:00	2,00
138,70 kWh	

Tabla 3: Consumo Día de Diseño

### 2.3. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

Conociendo el volumen de consumo de la que precisa la instalación se puede proceder a dimensionar la instalación.

Las características a las que debe hacer frente la instalación son:

- Una potencia pico de 29 kW.
- Un consumo energético anual de 59.518 kWh con un promedio de consumo de energía de 151,82 kWh/día, aunque la instalación se sobredimensionará un 10 % para poder asegurarse de que será capaz de suministrar energía cuando la demanda sea alta. El Pliego de instalaciones aisladas del IDEA recomienda aumentar como máximo hasta un 20 % el tamaño del generador.

Hay que tener en cuenta que esto es lo que consume el campo de golf y no están incluidas las pérdidas que pueda presentar la planta fotovoltaica por todos los elementos que contienen.

Como también se pudo apreciar en el apartado del análisis de consumo, este no presenta una estacionalidad clara en la que haya mayor consumo en una determinada estación, dándose en cambio, un consumo constante dentro de un rango.

También hay que tener muy en cuenta una característica crítica del uso de la instalación. Al ser el principal uso uno deportivo al aire libre, pues es un campo de golf, es una instalación en la que presentará mayor consumo cuando haga buen tiempo y consiguientemente, por hacer buen

tiempo esos días habrá una mayor producción. Esto ocurrirá igualmente al revés, los días de mal tiempo, menor producción, habrá menor demanda. Esto es un aspecto clave que jugará a favor de la planta fotovoltaica pues evitará que haya un balance crítico (muchísima demanda y poca producción) a lo largo del año.

A causa de esto, solo se sobredimensionará un 10%. Pues se diseñará para el periodo más desfavorable, invierno, por lo que, para los periodos de mayor demanda, y mayor producción, coincidirán y se podrá abastecer sin dificultades.

PÉRDIDAS	
RENDIMIENTO BATERÍA	10,0%
RENDIMIENTO INVERSOR	5,0%
RENDIMIENTO REGULADOR	5,0%
OTRAS (CABLES, CAIDAS DE TENSION)	10,0%
	30%

Tabla 4: Pérdidas estimadas

Asumiendo el consumo constante de 151,82 kWh/día que se dijo antes, con un sobredimensionamiento de 10 % y unas pérdidas aproximadas al 30 %, siendo conservadores pues los equipos finales todavía no se han elegido, nos da como resultado:

$$\frac{151,82 * 1,10}{0,7} = 238,57 \frac{kWh}{día} (1)$$

### 2.3.1. INCLINACIÓN ÓPTIMA

Los módulos deben estar orientados de tal manera que su producción eléctrica consiga satisfacer las necesidades del campo durante todo el año usando los módulos fotovoltaicos justos y necesarios.

La orientación se define por dos parámetros:

- Ángulo de inclinación ( $\beta$ ): Es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor toma 0° para el módulo en el plano horizontal y 90° para el módulo en el plano vertical.

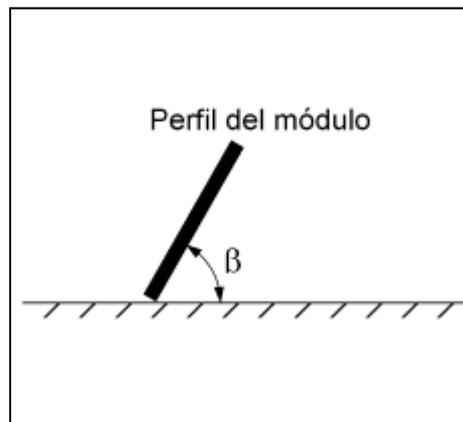


Imagen 2: Ángulo de inclinación (Fuente: IDAE)

- Ángulo de azimut ( $\alpha$ ): Es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Su valor toma  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.

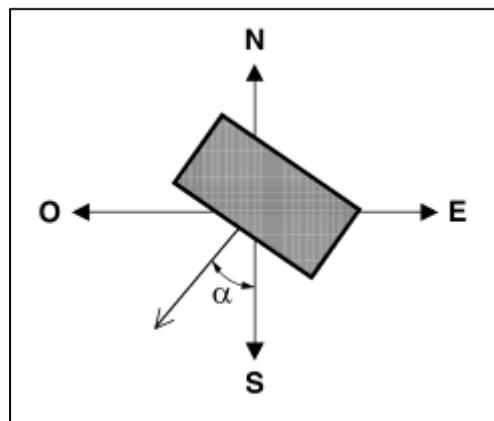


Imagen 3: Ángulo de azimut (Fuente: IDAE)

Se elegirá por periodo de diseño el de invierno. Se hace de esta manera porque es el periodo donde tendremos menor producción para hacer frente a esa demanda. La instalación se localiza en la latitud  $37,84^\circ$ . Para estas latitudes y optimizando en invierno se suele escoger un ángulo de inclinación ( $\beta$ ) de:

$$\beta = \text{Latitud} + 15^\circ = 37,84^\circ + 15 = 52,84^\circ \quad (2)$$

Por simplicidad de construcción, el ángulo de inclinación final será de  $\beta=50^\circ$ .

El ángulo de acimut se tomará orientado al sur ( $\alpha=0$ ) para que le dé siempre los rayos del sol y se maximice la producción.

Para esta disposición es necesario saber la irradiación que vamos a tener a lo largo del año. Para eso se recurre al PVGIS.

PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) es un software desarrollado por la Comisión Europea, dónde se encuentran datos de irradiación para cualquier ubicación de Europa o África.

En la localización que nos ocupa, se ha obtenido información de la irradiación para un panel que tiene una inclinación de 50°. También para el ángulo de inclinación óptima, el cual es el que maximiza la producción anual.

Mes	H <sub>opt</sub> (Wh/m <sup>2</sup> /dia)	H <sub>50</sub> (Wh/m <sup>2</sup> /dia)
Ene	4.590	5.030
Feb	5.500	5.810
Mar	6.680	6.650
Abr	6.790	6.320
Mayo	6.900	6.050
Jun	7.210	6.110
Jul	7.290	6.260
Ago	7.240	6.570
Sep	6.550	6.360
Oct	5.860	6.050
Nov	4.850	5.260
Dic	4.430	4.920
Año	6.160	5.950

Tabla 5: Irradiación en el Campo de Golf El Toyo

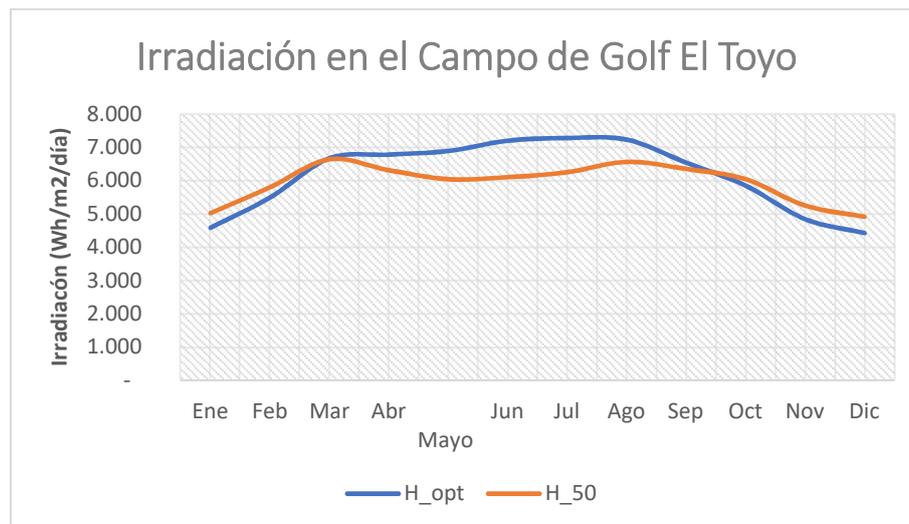


Gráfico 8: Irradiación en el Campo de Golf El Toyo

Viendo la gráfica 8, se puede distinguir el resultado de la elección de un ángulo diferente al que maximiza la producción anual. Una mayor producción en los meses de invierno a expensas de una menor en verano. Como el consumo es, relativamente, constante, una irradiación constante a lo largo del año beneficiará a la instalación puesto que no se tendrá demasiado exceso de producción en verano, el cual hay que almacenarlo o usarlo, ya que no hay red a la que verterlo.

### 2.3.2.SOMBRAS

Como se verá más adelante, en el emplazamiento de los módulos fotovoltaicos carece de edificios que puedan provocar sombras sobre la planta generadora. El único elemento que podría probar sombras es un árbol que está junto al aparcamiento. Por ello, este elemento se eliminará o reubicará.

Además, los módulos se instalarán sobre marquesinas que se construirán en el aparcamiento del campo de golf para resguardar los coches del sol. Esta elevación de los módulos provocará que las posibilidades de sombra sean aún menores.



Imagen 4: Posibles sombras del emplazamiento (Fuente: Google Maps)

### 2.3.3. PANELES NECESARIOS

Al saber la producción necesaria,  $238,57 \text{ kWh/día}$ , tenemos que averiguar cuántos paneles serán necesarios para poder abastecerla.

La producción varía según el panel que se elija. Para el presente estudio se elige el modelo *SUNMODULE PLUS SW 290 MONO* de la marca *SOLARWORLD*. Es un módulo con un tipo de célula monocristalina con una potencia unitaria de  $290 \text{ Wp}$  en STC. La elección de este modelo se debe a la amplia experiencia del fabricante, su calificación de rendimientos en tests internacionales (como el Pv+Test hecho por TÜV Rheinland) y sobre todo por su garantía de 20 años.

Sus principales características técnicas, que se encuentran en el anexo de fichas técnicas, son:

$$P_{max-STC} = 290 \text{ Wp}$$

$$U_{circuito-abierto} = 39,6 \text{ V}$$

$$U_{mpp} = 31,9 \text{ V}$$

$$I_{corcocircuito} = 9,75 \text{ A}$$

$$I_{mpp} = 9,20 \text{ A}$$

Elegido el panel, para saber la producción unitaria de un panel es necesario saber las Horas de Pico Solar (HPS). Las HPS son las horas hipotéticas en las que se recibiría una irradiación solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  a lo largo del día. Con este valor se puede usar el dato de la potencia pico que aparece en la tabla de características del módulo solar.

Este dato se puede extraer usando el valor de la irradiación con la inclinación elegida dada por EL PVGIS.

El valor más desfavorable, para la inclinación de 50° elegida, es el de diciembre:  $G(50)=4.920$  Wh/m<sup>2</sup>. Con lo que las horas solares serían:

$$HPS = \frac{4.920 \text{ Wh/m}^2}{1.000 \text{ W/m}^2} = 4.92 \text{ h} \quad (3)$$

Con lo que la energía diaria producida por cada módulo solar ( $E_{panel}$ ) es:

$$E_{panel} = Potencia_{mpp} (W) * HPS (h) = (U_{mpp} * I_{mpp}) * HPS = (31.9 * 9.20) * 4.92 \\ = 1.441,56 \text{ Wh} \quad (4)$$

La energía producida por en panel se calcula en el punto de máxima potencia, mpp, porque se elegirá un inversor que sea capaz de mantener a los módulos trabajando en este punto. Consecuentemente, el número necesario de paneles sería:

$$Número_{paneles} \geq \frac{Producción\ necesaria}{Producción\ por\ panel} = \frac{238.572,79 \text{ Wh}}{1.441,56 \frac{\text{Wh}}{\text{panel}}} = 165,49 \quad (5)$$

$$Número_{paneles} = 166 \text{ unidades} \quad (6)$$

Como el número de unidades paneles tiene que ser un número entero, se elige el inmediatamente superior. La cantidad final de paneles que se instalarán estará condicionada por la distribución de paneles en paralelo y en serie final de la instalación, pero tendrá que ser lo más cercana a este valor posible.

#### 2.3.4. ORGANIZACIÓN DE PANELES

Las 168 unidades de paneles en serie y en paralelo se adaptarán a las características técnicas del inversor. Este es el que limitará la distribución por la tensión y corriente que sea capaz de admitir.

La elección del inversor viene definida por la potencia pico de la planta generadora, pues el inversor tiene que ser capaz de asumirla toda y pasar toda esa corriente continua a corriente alterna.

$$Potencia_{instalacion} = Número_{paneles} * Potencia_{mpp-panel} = 166 \text{ u.} * 293,48 \text{ W} \\ = 48.717 \text{ kW} \quad (7)$$

De modo que se elige una potencia normalizada superior a este valor, en este caso, 50 kW. En este caso, se ha elegido el inversor *TRIO-50.0-TL-OUTD* de la casa ABB. Esta es una marca muy reconocida y de alta fiabilidad que dispone de un inversor de esta capacidad y con un muy alto rendimiento (del hasta el 98,3%). Las principales características de este inversor, y que están en los ANEXOS, son:

$$P_{DC-max} = 51.200 \text{ W}$$

$$P_{AC-max} = 50.000 \text{ W}$$

$$V_{mpp-min} = 480 \text{ V}_{dc}$$

$$V_{mpp-nominal} = 610 \text{ V}_{dc} (\eta = 98,3\%)$$

$$V_{mpp-max} = 800 \text{ V}_{dc}$$

$$V_{DC-max} = 1000 V$$

$$I_{DC-max} = 110 A$$

$$I_{max-cortocircuito} = 160 A$$

En primer lugar, veremos cuantos módulos se pueden poner en serie. Este aspecto viene limitado por el rango de tensión que es capaz de soportar el inversor. Y tendrá que ser lo más próximo al valor de  $V_{mpp-nominal}$ . De manera que el número de paneles que se pueden poner son:

$$N_{serie-min.} \geq \frac{V_{DC-mpp-min}}{V_{panel-mpp}} = \frac{480 V_{DC}}{31,90 \frac{V}{panel}} = 15,04 \text{ paneles (8)}$$

$$N_{serie-min} \geq 16 \text{ paneles}$$

$$N_{serie-ideal.} \geq \frac{V_{DC-mpp-nominal}}{V_{panel-mpp}} = \frac{610 V_{DC}}{31,90 \frac{V}{panel}} = 19,12 \text{ paneles (9)}$$

$$N_{serie-ideal.} \geq 19 \text{ paneles (10)}$$

$$N_{serie-max.} \leq \frac{V_{DC-mpp-max}}{V_{panel-mpp}} = \frac{800 V_{DC}}{31,90 \frac{V}{panel}} = 25,078 \text{ paneles (11)}$$

$$N_{serie-max.} \leq 25 \text{ paneles (12)}$$

El otro factor que determinará la disposición de los paneles es la cantidad de ramas en paralelos que se va a poner. El inversor pone un límite de:

$$N_{paralelo-max-cortocircuito} \leq \frac{I_{DC-max-cortocircuito}}{I_{módulo-cortocircuito}} = \frac{160 A}{9,75 A} = 16,41 \text{ líneas (13)}$$

$$N_{paralelo-max} \leq 16 \text{ paneles (14)}$$

$$N_{paralelo-max-operacion} \leq \frac{I_{DCmax}}{I_{mpp-panel}} = \frac{110 A}{9,2 A} = 11,95 \text{ líneas (15)}$$

$$N_{paralelo-max-operacion} \leq 11 \text{ líneas (16)}$$

Con esos rangos, se busca la mejor combinación posible que el número más cercano a 166 paneles:

N_serie	N_paralelo	N_total
19	8	152
19	9	171
20	8	160
20	9	180

<b>21</b>	<b>8</b>	<b>168</b>
21	9	189

Tabla 6: Iteración para distribución de la instalación

La tabla 6 muestra varias iteraciones para conseguir el número más cercano al necesario y se concluye que la mejor distribución para la instalación es 21 paneles en serie y 8 líneas en paralelo, por lo que instalación quedaría con las siguientes características:

N_serie	21	paneles
N_paralelo	8	paneles
N_total	168	paneles
V_mpp_instalación	669,90	V
I_mpp_instalación	73,60	A
Potencia_pico_instalación	49.304,64	W

Tabla 7: Características principales de la instalación

### 2.3.5.BATERIA

Al ser la presente instalación una planta fotovoltaica aislada, esta no dispone de un suministro externo cuando no hay horas de sol, por lo que tenemos que disponer de un suministro de energía que pueda abastecer el consumo en estas ocasiones. Por ello, en el presente apartado se dimensionará un banco de baterías que supla a la instalación.

Se ha comentado anteriormente que la presente instalación tiene una característica determinante a la hora de dimensionar la producción en función de la demanda. Los días en que las condiciones atmosféricas no sea buena y haya poca producción de energía coincidirán con los días en que habrá poca demanda. En base a esto, no se dimensionará el almacenamiento mediante baterías para proveer varios días de autonomía para no encarecer innecesariamente la instalación.

Sin embargo, lo que si existe en la instalación es un desfase horario entre el consumo y la producción por el mismo motivo. Cuando se pone el sol es cuando los coches de la instalación se ponen a cargar produciendo un alto consumo.



HORA	PRODUCCIÓN SOLAR (kWh)	CONSUMO INSTALACIÓN (kWh)	CONSUMO SUMINISTRADO POR BATERÍA (kWh)
0:00		2,00	2,00
1:00		2,00	2,00
2:00		2,00	2,00
3:00		2,00	2,00
4:00		2,00	2,00
5:00		2,00	2,00
6:00		2,00	2,00
7:00	7,18	4,00	
8:00	13,14	4,00	
9:00	19,07	4,00	
10:00	23,06	6,60	
11:00	25,08	6,05	
12:00	25,08	6,38	
13:00	23,06	6,60	
14:00	19,07	8,80	
15:00	13,14	6,16	
16:00	5,97	6,05	0,08
17:00		6,05	6,05
18:00		6,96	6,96
19:00		21,60	21,60
20:00		21,60	21,60

21:00		15,60	15,60
22:00		9,60	9,60
23:00		2,00	2,00
<b>TOTAL</b>	<b>173,85</b>	<b>156,05</b>	<b>97,49</b>

Tabla 8: Producción y consumo de la instalación

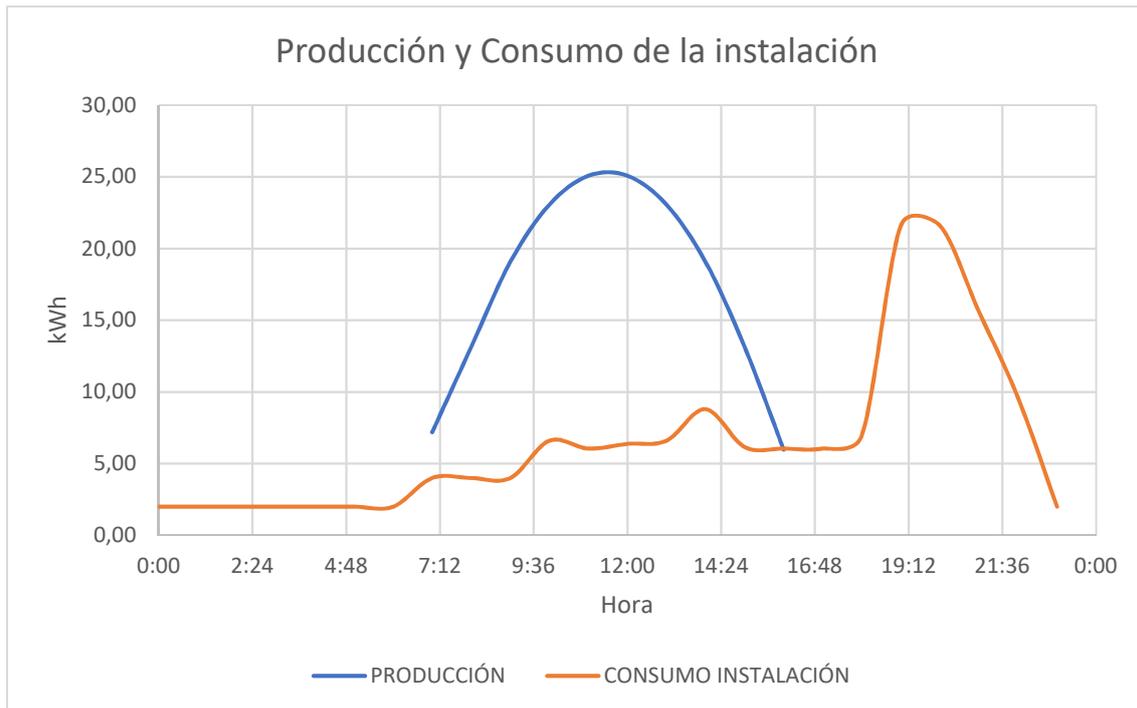


Gráfico 9: Producción y consumo de la instalación

Esto se puede ver en la anterior tabla, la cual sigue la curva del día de diseño que se obtuvo con el analizador de redes pero que se ha sobredimensionado para que reproduzca un día de mayor demanda y poder tener asegurarse de que no habrá falta de suministro.

En el gráfico 8 Se aprecia claramente que las curvas de producción y consumo están completamente desfasadas. Esto provoca que sean las baterías las que tengan que asumir el pico de demanda registrado entre las 18:00h y 22:00h.

El almacenamiento neto que se precisa el sistema es de 97,49 kWh a lo largo de 15 horas. En el periodo de 5hr en el que se produce el pico se precisan 75,36 kWh y en el periodo de 10 horas que incluye este pico es de 87,49 kWh.

Debido a este alto nivel de almacenamiento necesario, se asociarán las baterías para que trabajen con 48 V. Para instalación solares, lo más recomendable es usar baterías de Plomo-Ácido. En el presente caso, se usarán las baterías HOPPECKE OPzS que tienen una vida útil de más de 20 años y están recomendadas para instalaciones solares aisladas. Con estas baterías se

puede trabajar con una profundidad de descarga (PD) de 60 % para un periodo de 10hr. Aquí se asignará una profundidad de 50 % para prolongar su vida útil.

Con estos datos se tienen los siguientes requisitos de almacenamiento:

$$\text{Capacidad Bruta } C5 = \frac{\text{Demanda}}{\text{Tensión batería} * PD} = \frac{75,36 \text{ kWh}}{48 \text{ V} * 0,5} = 3140 \text{ Ah} \quad (17)$$

$$\text{Capacidad Bruta } C10 = \frac{\text{Demanda}}{\text{Tensión batería} * PD} = \frac{87,49 \text{ kWh}}{48 \text{ V} * 0,5} = 3.645 \text{ Ah} \quad (18)$$

$$\text{Capacidad Bruta } C20 = \frac{\text{Demanda}}{\text{Tensión batería} * PD} = \frac{97,49 \text{ kWh}}{48 \text{ V} * 0,5} = 4061.98 \text{ Ah} \quad (19)$$

Teniendo en cuenta estos requisitos se elige el modelo de batería HOPPECKE 14 OPzS 1750. Este modelo proporciona 1881 Ah por lo que la disposición será:

$$\text{Baterías en serie} = \frac{48 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 24 \text{ baterías} \quad (20)$$

$$\text{Baterías en paralelo} \geq \frac{3.645 \text{ Ah}}{1881 \text{ Ah}} = 1,9378 \text{ bancadas} \quad (21)$$

$$\text{Baterías en paralelo} = 2 \text{ bancadas} \quad (22)$$

Con lo que, de esta forma, el sistema de baterías que se propone presenta las siguientes características:

Número de vasos totales	48
Número de vasos en paralelo	2
Número de vasos en serie	24
Tensión de cada vaso	2 V
Tensión del sistema	48 V
Capacidad C10	3.762
Profundidad de descarga	0,49

Tabla 9: Sistema de baterías

### 2.3.6. INVERSOR-CARGADOR

El sistema diseñado para esta instalación requiere de inversores-cargadores que se alimentaran cuando haya exceso de producción y también alimenten al sistema cuando sea necesario.

Para dimensionar este equipo, los fabricantes recomiendan que la potencia del conjunto del equipo inversor-cargador sea igual o superior al inversor principal. En el presente caso se

elegirán tres cargadores-inversores monofásicos que se combinarán para que formen un sistema trifásico y puedan alimentar a la instalación.

Los cargadores-inversores seleccionados son tres *Quattro 48/15000/200-100/100 Inversor* de la marca Victron. Según la ficha técnico que se encuentra en los anexos, estos elementos tienen una potencia nominal de salida de 15.000 W cada uno por lo que pueden suministrar perfectamente los 29.000 W que es el máximo histórico. Y pueden resistir 25.000 W de potencia pico de la parte generadora de la instalación. Más que suficiente para el tamaño de la instalación diseñado.

Hay que señalar que la tensión de la batería tiene un alto rango de variación, es por ello por lo que los cargadores deben estar preparados para este aspecto. El cargador elegido admite un rango de potencia de entre 38 y 66 V.

### 2.3.7. DISTANCIA ENTRE MÓDULOS

Guiando se por las recomendaciones para instalaciones fotovoltaicas del IDAE, debe existir una distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre las diferentes filas de módulos para evitar que puedan proyectar sombras.

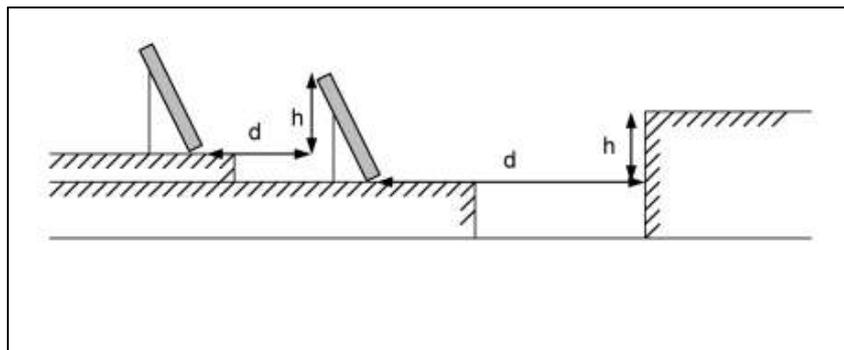


Imagen 5: Distancia entre módulos (Fuente: IDAE)

Sabiendo que las medidas del módulo son 1,675x1,001 m, según la ficha técnica, se puede establecer la distancia:

$$h = \text{Longitud módulo} * \text{sen}(\beta) = 1,001 \text{ m} * \text{sen}(50) = 0,767 \text{ m} \quad (23)$$

$$d = \frac{h}{\tan(67 - \text{Latitud})} = \frac{0,767}{\tan(67 - 36,84)} = 1,32 \text{ m} \quad (24)$$

### 2.3.8. ESTRUCTURA

El lugar sobre el que se emplazará la instalación es el aparcamiento del campo de golf, pero lejos de dejar inutilizado este aparcamiento, lo que se pretende hacer es instalar unas marquesinas sobre la que se instalarán los paneles fotovoltaicos y dar sombra a los vehículos que lleguen al recinto.

Cada una de las marquesinas será de 5 m de ancho, 4,14 m de alto y 36m de largo. Para poder instalar todas las filas de módulos se necesitarán tres unidades de este tipo de marquesinas. Estas serán horizontales y sobre estas se instalarán tres filas de módulos de manera que se respete la distancia entre filas antes calculada, tal como se muestra en el plano 3.

Los módulos se instalarán sobre soportes metálicos que irán unidos adecuadamente a la marquesina y dispondrán de una inclinación de 50º.

#### 2.4. DIMENSIONADO DEL CABLEADO

Hasta ahora se ha calculado todos los elementos de los que dispondrá la instalación. En este apartado se hará el cálculo la sección de cómo se comunican todos estos elementos.

Escoger un correcto valor para esto es vital para el correcto funcionamiento de la instalación pues evitará elevadas caídas de tensión, que se traducen en pérdidas, y se evitarán aumentos indebidos de temperatura, que repercutirá en la vida útil de los aislamientos, disminución de riesgo de cortocircuitos e incendios.

También es crucial que entre estos elementos existan medidas de protección que sean capaces de cortar la corriente en caso de que ocurra algún fallo.

##### 2.4.1. CÁLCULO DE SECCIÓN

En las instalaciones fotovoltaicas se diferencian claramente dos tipos de tramos: la parte de elementos que trabajan con corriente continua (panel y baterías) y los que trabajan en corriente alterna (consumo).

###### 2.4.1.1. TRAMO EN CONTINUA: MÓDULO-INVERSOR

El primer tramo en estudiar será el que conectará los módulos en serie y que llegará hasta el inversor. El método por el que se harán los cálculos es a partir de la caída de tensión máxima. El pliego de condiciones del IDAE establece como límite una caída de tensión del 1,5 %. Como en esta parte se está trabajando en corriente continua, el cálculo de sección se hará con la siguiente fórmula:

$$S(\text{mm}^2) \geq \frac{2 * \text{Longitud}(m) * \text{Corriente máxima} (A)}{\text{Caída de tensión} (V) * \text{Conductividad del material} \left( \frac{m}{\Omega * \text{mm}^2} \right)} \quad (25)$$

El tramo que conecta desde los módulos hasta el inversor será cable de cobre que irá por canaleta al aire libre unida a la marquesina. Aunque una de las marquesinas tendrá parte del tramo por zanja hasta el inversor, pero se hará el cálculo como si fuera completamente al aire libre por ser más desfavorable. Al estar al aire libre, se escoge la conductividad que tiene el cobre a 40º, es decir,  $52 \frac{m}{\Omega * \text{mm}^2}$ .

La corriente máxima vendrá determinada por la corriente de cortocircuito de cada línea de la instalación: 9,75 A. Como la tensión a la que trabaja cada línea es de:

$$U = 31,90 * 21 = 669,90 \text{ V} \quad (26)$$

$$\Delta U = 0.015 * 669,90 = 10,048 \text{ V} \quad (27)$$

La longitud para las marquesinas que están junto al recinto del inversor es L=40m y para la tercera marquesina que se encuentra más alejada es de L=50m.

Con lo que se concluye que, para cada una de las líneas, los datos de partida son los siguientes:

LÍNEA	L (m)	I (A)	$\Delta U(V)$	$K \text{ a } 40^{\circ}\text{C}$ $\left(\frac{m}{\Omega \cdot \text{mm}^2}\right)$
1	40	9,75	10,05	52
2	40	9,75	10,05	52
3	40	9,75	10,05	52
4	40	9,75	10,05	52
5	40	9,75	10,05	52
6	50	9,75	10,05	52
7	50	9,75	10,05	52
8	50	9,75	10,05	52

Tabla 10: Datos para cálculo de sección

Dando como resultado las siguientes secciones mínimas:

Línea	Secc. MIN (mm <sup>2</sup> )
1	1,49
2	1,49
3	1,49
4	1,49
5	1,49
6	1,87
7	1,87
8	1,87

Tabla 11: Secciones mínimas necesarias

La sección normalizada inmediatamente superior de cable solar, el cual tiene una resistencia mayor para estar al aire libre y transportar corriente continua, es de 4 mm<sup>2</sup>.

Para verificar que el cable cumple para esta función, se comprueba con las indicaciones que aparece en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), más específicamente, el ITC-BT-19.

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

Tabla 12: Tensiones máximas (Fuente: REBT)

Este tramo se encuentra en el grupo E: *Cables multiconductores al aire libre*. Al ser en continua es el 2xXLPE (10), que para una sección de 4 mm<sup>2</sup> la corriente máxima admisible es de 45 A. Muy por encima de la máxima corriente que puede atravesar este cable, por lo que la sección elegida es correcta:

Tramo	L(m)	I(A)	S(mm <sup>2</sup> )	K(40°C)	ΔU(V)	ΔU
Línea 1 - inversor	40	9,75	4,00	52	3,75	<b>0,56%</b>
Línea 2 - inversor	40	9,75	4,00	52	3,75	<b>0,56%</b>
Línea 3 - inversor	40	9,75	4,00	52	3,75	<b>0,56%</b>
Línea 4 - inversor	40	9,75	4,00	52	3,75	<b>0,56%</b>
Línea 5 - inversor	40	9,75	4,00	52	3,75	<b>0,56%</b>
Línea 6 - inversor	50	9,75	4,00	52	4,6875	<b>0,70%</b>
Línea 7 - inversor	50	9,75	4,00	52	4,6875	<b>0,70%</b>
Línea 8 - inversor	50	9,75	4,00	52	4,6875	<b>0,70%</b>

Tabla 13: Datos de sección seleccionada para tramo Líneas-inversor

Siguiendo el ITC-BT-06, a este tramo se le asignará un neutro que, al ser dos conductores, tiene que ser igual a los conductores de fase: 4 mm<sup>2</sup>

Cabe decir, que debido a las condiciones en la que va estar este cable, se elige conductor unipolar solar fotovoltaico que presenta unas mayores prestaciones de resistencia.

#### 2.4.1.2. TRAMO EN CONTINUA: BATERÍA - CARGADOR

Para el tramo que va desde los cargadores al banco de batería se sigue el mismo método, pero cambiando a los siguientes datos:

Como el cargador y el banco de baterías estarán en la misma caseta, la longitud que los separa es muy pequeña. Es por ello por lo que los cálculos se harán para una longitud de separación de 2m.

La corriente máxima que puede pasar por estos cables es la que viene dada cuando la instalación demande su máximo consumo, 29 kW y que se repartirá entre tres cargadores. Sabiendo que la disposición de los bancos es de 48 V:

$$I_{max-baterías} = \frac{29.000 \text{ W}}{3 * 48\text{V}} = 201,38 \text{ A} \quad (28)$$

Para este tramo también se le asigna una caída de tensión máxima de 1%, que en voltios es

$$\Delta V (V) = 0.015 * 48 = 0,72 \text{ V} \quad (29)$$

La conductividad para este caso también se valorará para una temperatura de 40º por seguridad:

$$K=52 \frac{m}{\Omega * mm^2}$$

Con todos estos datos se puede, finalmente, sacar la sección mínima necesaria para el tramo de cables desde los cargadores-inversores hasta las baterías:

$$S(\text{mm}^2) \geq \frac{2 * 2 \text{ m} * 201,39 \text{ A}}{0,72 \text{ V} * 52 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2}} = 21,51 \text{ mm}^2 (30)$$

Yendo a la tabla XX de secciones normalizadas, podemos ver que para un cable 2xXLPE del grupo B la sección mínima que se puede instalar es la de 70 mm<sup>2</sup> porque es la sección más pequeña en la que la corriente máxima admisible es superior a la corriente máxima que pasará por la instalación. Sin embargo, como se verá en el apartado de protecciones con fusibles, es necesario aumentar la sección de este cable a 120 mm<sup>2</sup> para poder instalar un fusible con corriente nominal normalizada.

#### 2.4.1.3. TRAMO EN ALTERNA: INVERSOR – CONSUMO

El tramo que conecta el inversor, que está en la caseta, hasta el edificio donde están los consumos se realizará mediante zanja. Cuando el cable discurre por canalización enterrada se seguirá las indicaciones *ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión*. Este tramo tendrá una longitud de 35m y se diseñará para que pueda pasar la corriente equivalente para su máxima potencia. Según catálogo, el factor de potencia con el que sale esta corriente es de 1:

$$I_{max} = \frac{\text{Potencia máxima (W)}}{\sqrt{3} * \cos \alpha * \text{Tensión del consumo (V)}} = \frac{50.000}{\sqrt{3} * 1 * 400} = 72,17 \text{ A} (31)$$

Este tramo de la instalación también se le asignará una caída de tensión máxima de 1,5%, por lo que quedaría un valor en voltios de:

$$\Delta V (V) = 0.015 * 400 = 6 \text{ V} (32)$$

El valor de la conductividad de cobre, al ser tramo enterrado, se elegirá el que tiene a 20 °C, es decir,  $k=56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2}$ . Dando como resultada la sección mínima de:

$$S(\text{mm}^2) \geq \frac{\sqrt{3} * 35 \text{ m} * 72,17 \text{ A}}{6 \text{ V} * 56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2}} = 13,02 \text{ mm}^2 (33)$$

Yendo al ITC-BT-07, se puede encontrar la tabla con las intensidades máximas admisibles para cada tamaño de sección:

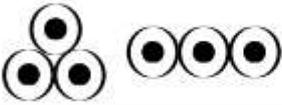
SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) y (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
						
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200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

Tabla 14: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (Servicio permanente) (Fuente: REBT)

Con la que la sección mínima que se puede utilizar es la de 16 mm<sup>2</sup>, la cual tiene una intensidad máxima admisible de 125 A si se usa una terna de cables unipolares con aislamiento XLPE. Con lo que se tendría una corriente máxima admisible suficiente para soportar la máxima corriente que el inversor pueda verter a través de este cable.

Siguiendo el ITC-BT-07, a este tramo se le asignará un neutro que, al ser tres conductores, tiene que ser igual a los conductores de fase: 16 mm<sup>2</sup>

#### 2.4.1.4. TRAMO EN ALTERNA: CARGADOR – CONSUMOS

Este tramo irá en las mismas condiciones que el tramo del inversor al consumo, por zanja subterránea siguiendo las indicaciones del ITC-BT-07. Su longitud será de 35 m.

Tal como se especificó anteriormente, los tres cargadores formarán una red trifásica, por lo que para cada cargador le corresponderá una línea monofásica. De tal manera, la corriente máxima que atravesará el cable es:

$$I_{max} = \frac{Potencia\ máxima\ (W)}{\sqrt{3} * \cos\alpha * Tensión\ del\ consumo\ (V)} = \frac{45.000/3}{\sqrt{3} * 1 * 230} = 37,65\ A(34)$$

Este tramo de la instalación también se le asignará una caída de tensión máxima de 1,5%, por lo que quedaría un valor en voltios de:

$$\Delta V (V) = 0.015 * 230 = 3,45 V (35)$$

Por consiguiente, la sección mínima que le corresponde es:

$$S(mm^2) \geq \frac{2 * 35 m * 37,65 A}{3,45 V * 56 \frac{m}{\Omega * mm^2}} = 13,64 mm^2 (36)$$

Yendo a la tabla 14 la sección inmediatamente superior a la mínima que puede soportar la corriente máxima de la línea es de 16 mm<sup>2</sup> para la que tiene asignada una corriente máxima admisible, si se usa una terna de cables unipolares con aislamiento XLPE, de 125 A.

Siguiendo el ITC-BT-07, a este tramo se le asignará un neutro que, al ser tres conductores, tiene que ser igual a los conductores de fase: 16 mm<sup>2</sup>

#### 2.4.2. CANALIZACIONES

La elección de las canalizaciones se hará en base al *ITC-BT-21 INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS TUBOS Y CANALES PROTECTORES*.

Se usarán tubos rígidos de PVC que cumplan las características mínimas del ITC-BT-21 y que se muestran en el pliego de condiciones del presente documento.

##### 2.4.2.1. TRAMO MÓDULOS – INVERSOR

Para este caso, el diámetro exterior del tubo vendrá definido por la siguiente tabla, que es la correspondiente para tubos puestos al aire libre:

Sección nominal de los conductores (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40

Tabla 15: Diámetros exteriores mínimos de tubos al aire libre en función del número y la sección de los conductores a conducir. (Fuente: REBT)

Por lo que, para tres 16 conductores, hay que incluir la tierra, con sección 4 mm<sup>2</sup> cada uno, le corresponde un tubo de 20 mm de diámetro exterior.

##### 2.4.2.2. TRAMO CARGADOR BATERÍA

Como este tramo discurrirá por interior de la caseta, serán canalizaciones del tipo empotrada con tubo rígido de PVC y que cumplan con todas las características mínimas definidas el ITC-BT-21 y que se muestran en el pliego de condiciones del presente documento.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	—
150	50	63	75	—	—
185	50	75	—	—	—
240	63	75	—	—	—

Tabla 16: Diámetros exteriores mínimos de tubos empotrados en función del número y la sección de los cables a conducir (Fuente: REBT)

Para este tramo, se elige el diámetro exterior correspondiente a cuatro cables de sección 120 mm<sup>2</sup>, aunque el cable de tierra será de 70 mm<sup>2</sup> como se verá posteriormente, es decir, una canalización de 63 mm.

#### 2.4.2.3. TRAMO CASETA – CONSUMOS

Este tramo irá con el tubo correspondiente a canalización subterránea. Se elegirá tubo de PVC rígido y no se pondrá más de un circuito por tubo.

El diámetro mínimo exterior vendrá definido por la siguiente tabla:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	—

Tabla 17 Diámetros exteriores mínimos de tubos subterráneos en función del número y la sección de los cables a conducir (Fuente: REBT)

Para ambos circuitos (inversor-consumo y cargador-consumo) se tienen 4 cables con sección de 16 mm<sup>2</sup>, más la tierra que será de 16 mm<sup>2</sup> también, por lo que le corresponde un tubo con diámetro exterior de 63mm.

### 2.4.3.PROTECCIONES

El dimensionado de las protecciones se realiza en basa al REBT. Las protecciones son las encargadas de resguardar la instalación y las personas contra posibles fallos o accidentes como cortocircuitos o sobrecargas.

#### 2.4.3.1. FUSIBLES

Los fusibles serán los encargados de cortar la corriente eléctrica cuando esta sobrepase un determinado valor. Estos se dimensionarán de acuerdo con el ITC-BT-22 y la UNE 60269-1.

Las condiciones que debe cumplir los fusibles son:

$$I_c \leq I_N \leq I_{MAX-ADM} \quad (37)$$

$$I_F \leq 1,45 * I_{MAX-ADM} \quad (38)$$

Dónde:

- $I_c(A)$  es la máxima intensidad que puede circular por la línea en condiciones normales.
- $I_N(A)$  es la intensidad nominal del fusible.
- $I_{MAX-ADM}(A)$  es la intensidad máxima que puede soportar el cable en cuestión.
- $I_F(A)$  es la intensidad de funcionamiento del fusible, la cual se calcula de la siguiente manera:

$$I_F = 2,1 * I_N \quad si \quad I_N \leq 4 A \quad (39)$$

$$I_F = 1,9 * I_N \quad si \quad 4 A < I_N \leq 16 A \quad (40)$$

$$I_F = 1,6 * I_N \quad si \quad I_N > 16 A \quad (41)$$

#### TRAMO MÓDULO-INVERSOR

Para este caso, se instalará un fusible en cada rama de módulos que están en paralelo. Por lo que se le asigna los siguientes valores:

- $I_c(A) = 9,75 A$  – Corriente de cortocircuito que viene definido por las características del módulo.
- $I_{MAX-ADM}(A) = 45 A$  para un cable de 4 mm<sup>2</sup>.

Con  $I_N(A) = 16 A$  se cumple la primera condición y la segunda:

$$9,75 A \leq I_N \leq 45 A \quad (42)$$

$$I_F = 1,9 * 16 = 30,4 A \leq 1,45 * I_{MAX-ADM} = 65,25 A \quad (43)$$

Se incluirán, por cada fusible, un seccionador de la misma corriente nominal para poder aislar cada línea cuando sea necesario. Además, el fusible debe ser de tipo gPV, pues son específicos para aplicaciones fotovoltaicas.

#### TRAMO BATERÍA-CARGADOR

Para este caso, se instalará un fusible en cada línea que va al inversor. Por lo que se le asigna los siguientes valores:

- La corriente de cortocircuito que viene definido por la máxima potencia que pueda suministrar al consumo:

$$I_c = \frac{29.000 \text{ W}/3}{48 \text{ V}} = 201,38 \text{ A} \quad (44)$$

- $I_{MAX-ADM}$  (A)= 214 A para un cable de 70 mm<sup>2</sup>.

$$201,38 \text{ A} \leq I_N \leq 214 \text{ A} \quad (45)$$

Como no existen fusibles con valores normalizados en este tramo, la solución que se propone es aumentar la sección del cable de las fases a 120 mm<sup>2</sup>, por lo que:

- $I_{MAX-ADM}$  (A)= 301 A para un cable de 120 mm<sup>2</sup>

Con  $I_N$  (A)=250 A se cumple la primera condición y la segunda:

$$201,38 \text{ A} \leq I_N \leq 301 \text{ A} \quad (46)$$

$$I_F = 1,6 * 250 = \mathbf{400 \text{ A}} \leq 1,45 * I_{MAX-ADM} = \mathbf{436 \text{ A}} \quad (47)$$

#### 2.4.3.2. MAGNETOTÉRMICOS

Para la parte de corriente alterna se dispondrá de interruptor magnetotérmico para proteger contra cortocircuitos y sobretensión. El método de dimensionamientos es similar al de los fusibles:

#### TRAMO INVERSOR - CONSUMO

- $I_c$  (A) = 72,17 A
- $I_{MAX-ADM}$  (A)=125 A para un cable de 16 mm<sup>2</sup>.

Con  $I_N$  (A)=80 A se cumple la primera condición y la segunda:

$$72,17 \text{ A} \leq I_N \leq 125 \text{ A} \quad (48)$$

#### TRAMO CARGADOR - CONSUMO

- $I_c$  (A) = 37,5 A
- $I_{MAX-ADM}$  (A)=125 A para un cable de 16 mm<sup>2</sup>.

Con  $I_N$  (A)=50 A se cumple la condición:

$$37,65 \text{ A} \leq I_N \leq 125 \text{ A} \quad (49)$$

#### 2.5. PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra será elegida siguiendo el ITC-BT-18. Este elemento servirá para limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

En esta instalación, es necesario conectar a tierra las estructuras de los módulos y cualquier masa que pueda haber en la caseta.

#### 2.5.1. TOMA DE TIERRA

La toma de tierra estará formada por una pica de cobre de 2m de largo enterrada a una profundidad no inferior a 0,5 m

#### 2.5.2. CONDUCTORES DE TIERRA

Estos conductores sirven para conectar eléctricamente las masas de la instalación. Su sección viene definida por la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 18: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase(Fuente: REBT)

Con lo que la instalación dispondrá de los siguientes conductores de tierra:

- Tramo módulos-inversor: 4mm<sup>2</sup>
- Tramo inversor-consumos: 16 mm<sup>2</sup>
- Tramo cargador-consumos: 16 mm<sup>2</sup>
- Tramo cargador-baterías: 35 mm<sup>2</sup>



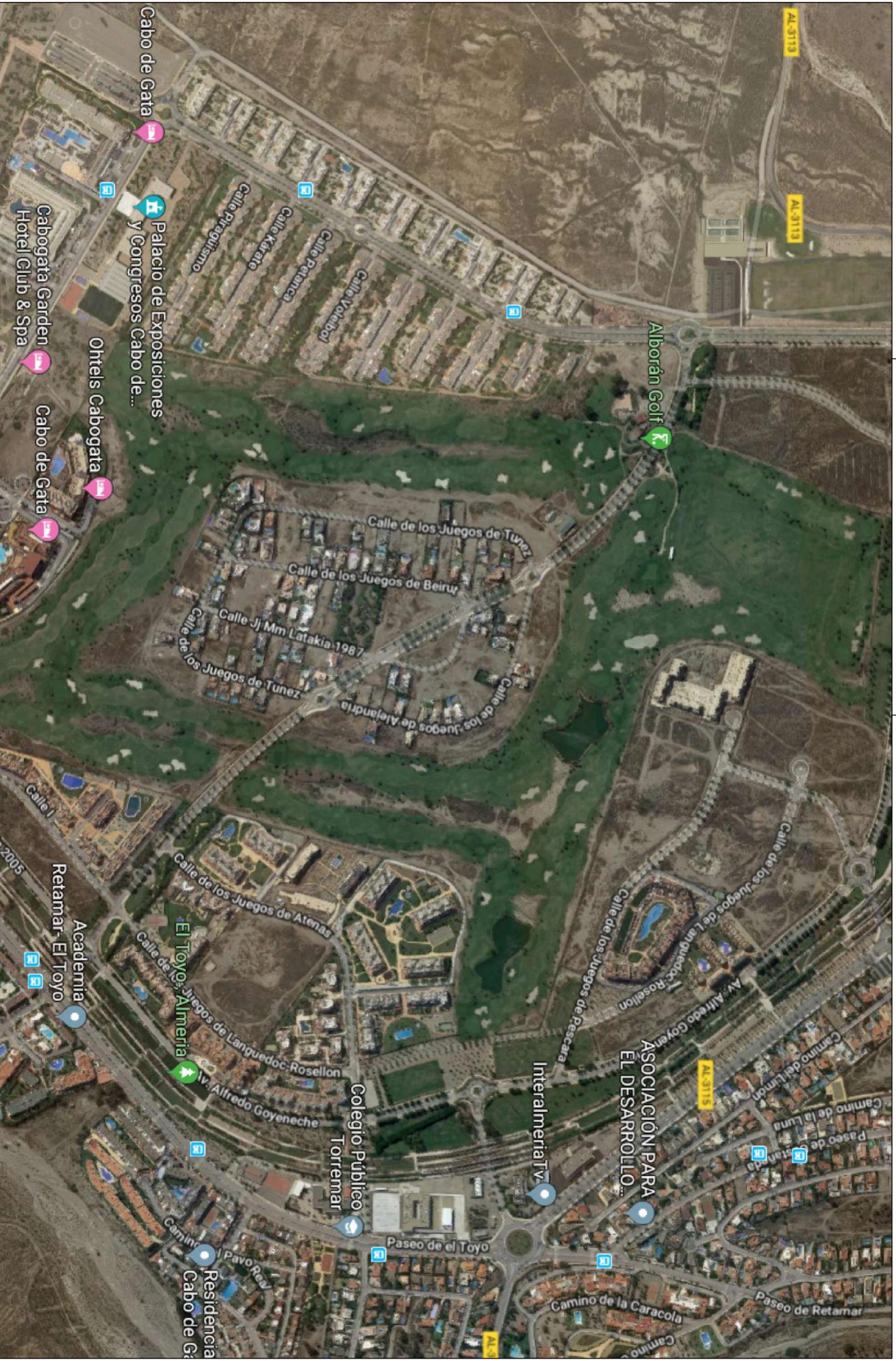
### 3. PLANOS

3.1. SITUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

3.2. DETALLE DE EMPLAZAMIENTO

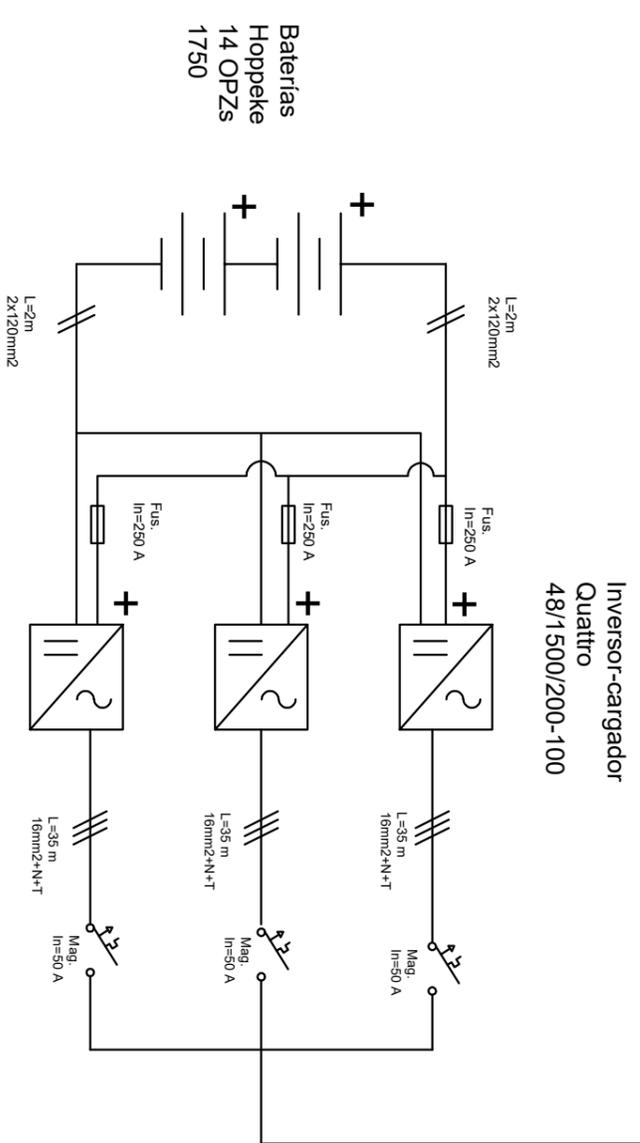
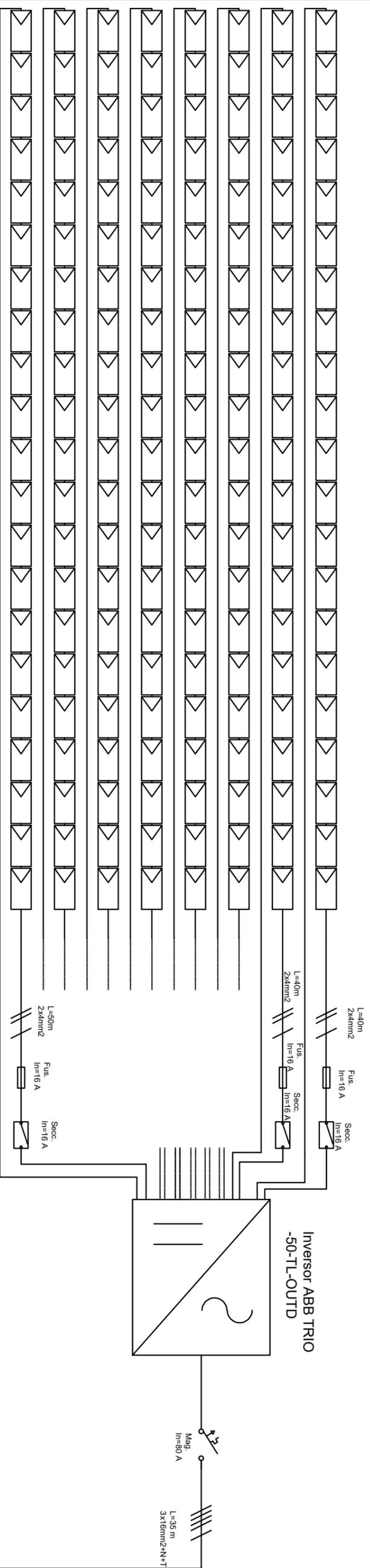
3.3. PLANTA

3.4. ESQUEMAS UNIFILARES









Baterías  
Hoppcke  
14 OPZs  
1750

Inversor-cargador  
Quattro  
48/1500/200-100

Camp  
de Go

## 4. ESTUDIO ECONÓMICO

### 4.1. PRESUPUESTO

UNIDAD DE MEDIDA	CAPÍTULO 1: ESTRUCTURAS	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
Unidad	PREPARACIÓN DE TERRENO	1,00	3.700,00 €	3.700,00 €
Unidad	CIMENTACIÓN MARQUESINA	40,00	57,15 €	2.286,00 €
Unidad	ESTRUCTURA MARQUESINA 42,75 m de largo	3,00	887,93 €	2.663,78 €
Unidad	MARCOS MARQUESINA	40,00	164,76 €	6.590,40 €
			<b>TOTAL CAPITULO 1</b>	<b>15.240,18 €</b>

Tabla 19: Presupuesto capítulo 1

UNIDAD DE MEDIDA	CAPÍTULO 2: GENERADOR	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
Unidad	SolarWorld SW290 Mono WOB Módulo fotovoltaico SolarWorld de 290W mono, tecnología PERC, con 20 años de garantía de producto	168,00	144,75 €	24.318,00 €
m	Conductor Unipolar Solar Fotovoltaico de sección 4mm2	400,00	3,26 €	1.304,00 €
			<b>TOTAL CAPITULO 2</b>	<b>25.622,00 €</b>

Tabla 20: Presupuesto capítulo 2

UNIDAD DE MEDIDA	CAPÍTULO 3: EQUIPOS	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
Unidad	ABB TRIO-50-TL-OUTD Inversor trifásico ABB de 50kW	1,00	3.833,25 €	3.833,25 €
Unidad	Quattro 48/15000/200-100/100 Inversor - Cargador de aislada marca Victron	3,00	3.850,00 €	11.550,00 €

Unidad	Hoppecke 14 OPZS 1750 (6 vasos de 2v) y Batería Hoppecke de 2V y 1881 Ah en C10	8,00	4.172,00 €	33.376,00 €
			<b>TOTAL CAPITULO 3</b>	<b>48.759,25 €</b>

Tabla 21: Presupuesto capítulo 3

UNIDAD DE MEDIDA	CAPÍTULO 4: OBRA CIVIL	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
Unidad	CASETA PREFABRICADA HORMIGÓN	1,00	3.600,00 €	3.600,00 €
m	EXCAVACIÓN DE ZANJAS	35,00	13,80 €	483,00 €
m	CANALIZACIÓN ENTERRADA	70,00	4,11 €	287,70 €
m	ARQUETA PREFABRICADA	35,00	461,63 €	16.157,05 €
			<b>TOTAL CAPITULO 4</b>	<b>20.527,75 €</b>

Tabla 22: Presupuesto capítulo 4

UNIDAD DE MEDIDA	CAPÍTULO 5: ELECTRICIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
m	Cable unipolar RZ1-K (AS), 120 mm <sup>2</sup>	4,00	12,96 €	51,84 €
m	Cable unipolar RZ1-K (AS), 16 mm <sup>2</sup>	350,00	2,58 €	903,00 €
m	Tubo PVC rígido diámetro 20 mm	400,00	0,97 €	388,00 €
m	Tubo PVC rígido diámetro 63 mm	354,00	4,17 €	1.476,53 €
unidad	Picas de tierra 2 m longitud	3,00	16,00 €	48,00 €
unidad	Armario eléctrico totalmente montado con elementos de protección CC	1,00	900,00 €	900,00 €
unidad	Armario eléctrico totalmente montado con elementos de protección AC	1,00	900,00 €	900,00 €
			<b>TOTAL CAPITULO 5</b>	<b>4.667,37 €</b>

Tabla 23: Presupuesto capítulo 5

UNIDAD DE MEDIDA	CAPÍTULO 6: MANO DE OBRA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
Unidad	Presupuesto instalador	1,00	10.000,00 €	10.000,00 €
			<b>TOTAL CAPITULO 6</b>	<b>10.000,00 €</b>

Tabla 24: Presupuesto capítulo 6

UNIDAD DE MEDIDA	CAPÍTULO 7: SEGURIDAD Y SALUD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
Unidad	Elementos de protección para operarios	1,00	152,37 €	152,37 €
Unidad	Elementos de protección colectiva mediante vallas y carteles	1,00	160,00 €	160,00 €
			<b>TOTAL CAPITULO 7</b>	<b>312,37 €</b>

Tabla 25: Presupuesto capítulo 7

CAPÍTULO 1: ESTRUCTURAS	15.240,18 €
CAPÍTULO 2: GENERADOR	25.622,00 €
CAPÍTULO 3: EQUIPOS	48.759,25 €
CAPÍTULO 4: OBRA CIVIL	20.527,75 €
CAPÍTULO 5: ELECTRICIDAD	4.667,37 €
CAPÍTULO 6: MANO DE OBRA	10.000,00 €
CAPÍTULO 7: SEGURIDAD Y SALUD	312,37 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>125.128,92</b>
IVA	26.277,07
<b>TOTAL</b>	<b>151.405,99 €</b>

Tabla 26: Presupuesto Resumen

#### 4.2. ESTUDIO DE VIABILIDAD

A la hora de llevar a cabo la presente proyección es muy importante hacer una estimación de si esta ejecución será económicamente viable. Para ello, en el presente apartado se valorará cual será el flujo económico de la instalación a lo largo de su vida útil. De esta manera, se sabrá cuánto dinero se estará produciendo y lo contrastaremos con la inversión que hay que realizar.

Para analizar correctamente la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica en sí, aunque a la hora de la ejecución se instale las marquesinas, se debe sacar este concepto fuera del presupuesto de lo que se considera el desembolso. Ello es debido a que la propia instalación fotovoltaica no necesita instalarse sobre las marquesinas al haber un terreno junto al aparcamiento que carece de sombras. El hecho de poner una marquesina se debe a un requisito pedido por el titular para mejorar la experiencia del usuario.

A continuación, se muestra el resumen del presupuesto, eliminando la parte de la marquesina:

CAPÍTULO 2: GENERADOR	25.622,00 €
CAPÍTULO 3: EQUIPOS	48.759,25 €
CAPÍTULO 4: OBRA CIVIL	20.527,75 €
CAPÍTULO 5: ELECTRICIDAD	4.667,37 €
CAPÍTULO 6: MANO DE OBRA	10.000,00 €
CAPÍTULO 7: SEGURIDAD Y SALUD	312,37 €
<b>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>109.888,74</b>
IVA	23.076,64
<b>TOTAL</b>	<b>132.965,38 €</b>

Tabla 27: Resumen de presupuesto para valoración de viabilidad económica

Hay que tener en cuenta que la instalación no producirá dinero directamente, pues la energía que estamos produciendo no será puesta a la venta en ningún mercado. Todo el valor monetario que pueda repercutir positivamente a la propiedad será la finalización de tener que pagar una factura eléctrica a la correspondiente distribuidora.

De igual forma que se accedió a través de la distribuidora para conocer los consumos energéticos de la *Casa Club* del campo de golf, se puede conocer al valor que asciende el coste económico del consumo eléctrico a lo largo de un año:

PERIODO		
INICIO	FINAL	COSTE
23-sep.-2016	25-oct.-2016	1.040,48 €
25-oct.-2016	23-nov.-2016	859,27 €
23-nov.-2016	23-dic.-2016	737,92 €

23-dic.-2016	25-ene.-2017	847,71 €
25-ene.-2017	22-feb.-2017	752,98 €
22-feb.-2017	22-mar.-2017	743,59 €
22-mar.-2017	26-abr.-2017	890,25 €
26-abr.-2017	19-may.-2017	554,69 €
19-may.-2017	22-jun.-2017	1.022,25 €
22-jun.-2017	24-jul.-2017	918,20 €
24-jul.-2017	22-ago.-2017	572,28 €
22-ago.-2017	21-sep.-2017	546,77 €
	TOTAL	9.486,38 €

Tabla 28: Coste Monetario del Consumo de Electricidad (Fuente: Iberdrola)

El coste monetario, a lo largo de un año, del consumo eléctrico asciende a 9.486,38 €. Este ahorro es el valor que se tomará como flujo positivo de caja a la hora de hacer el análisis de viabilidad. Es cierto que este valor se podría aumentar a lo largo del tiempo teniendo en cuenta que el precio de la electricidad en los últimos años tiene una tendencia creciente, sin embargo, para hacer una estimación conservadora, se tomará este valor como constante a lo largo de la vida útil de la instalación.

Para valorar correctamente este ahorro que se va a percibir a lo largo de la vida útil de la instalación hay que tener en cuenta que ese dinero no tendrá el mismo valor en el momento que se obtiene que en el momento que se hace la inversión. Para poder comparar correctamente lo que se invierte y lo que se obtiene de esa inversión es necesario recurrir a la herramienta económica del VAN.

El VAN (Valor Actual Neto) consiste en actualizar los flujos de caja, la diferencia entre en dinero que se percibirá y los pagos que se puedan producir, al presente mediante un tipo de interés determinado. El cálculo del VAN se basa en la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (50)$$

- $I_0$  : Inversión que se realiza en el momento inicial (t=0)
- $F_t$  : Los flujos de caja para cada periodo t
- $k$  : Tipo de interés
- $n$  : número de periodos de interés

El número de periodos que se valorará será el que contenga toda la vida útil de uno de los elementos más sensibles de la instalación, el sistema de acumulación. Para este caso, al haber elegido una batería de una alta calidad, que cuenta con una vida útil mayor o igual a los 20 años según su hoja de características, se podrá elegir este número de años para el análisis.

Si se quiere valorar correctamente los flujos de caja, hay que tener en cuenta los gastos que se deriven a lo largo del tiempo para el correcto funcionamiento de la instalación, es decir, los costes de mantenimiento. Como el campo de golf “*Campo Alborán*” dispone de su propio personal de mantenimiento para correcciones y actuaciones de prevención de las instalaciones, serán estos los que se encarguen del mantenimiento, por lo que se estima un coste de 650€.

AÑO	AHORRO	MANTENIMIENTO	FLUJOS DE CAJA
0	- €	- €	- 132.965,38
1	9.855,00 €	650	9.205,00 €
2	9.855,00 €	650	9.205,00 €
3	9.855,00 €	650	9.205,00 €
4	9.855,00 €	650	9.205,00 €
5	9.855,00 €	650	9.205,00 €
6	9.855,00 €	650	9.205,00 €
7	9.855,00 €	650	9.205,00 €
8	9.855,00 €	650	9.205,00 €
9	9.855,00 €	650	9.205,00 €
10	9.855,00 €	650	9.205,00 €
11	9.855,00 €	650	9.205,00 €
12	9.855,00 €	650	9.205,00 €
13	9.855,00 €	650	9.205,00 €
14	9.855,00 €	650	9.205,00 €
15	9.855,00 €	650	9.205,00 €
16	9.855,00 €	650	9.205,00 €

17	9.855,00 €	650	9.205,00 €
18	9.855,00 €	650	9.205,00 €
19	9.855,00 €	650	9.205,00 €
20	9.855,00 €	650	9.205,00 €

Tabla 29: Flujos de caja de la instalación fotovoltaica

Por último, para poder calcular el VAN se tiene que elegir un tipo de interés. Suponiendo que el ayuntamiento, titular de la instalación, dispone del dinero para hacer la inversión sin hacer ningún préstamo, por lo que no se elegirá en función del interés que hubiera tenido, si no que se elegirá un tipo de interés conservador en base a las previsiones de tipo de interés en la Eurozona, en este caso del 2%.

Usando la función en Excel del VAN y asignando todos los valores correspondientes aquí descritos se obtiene:

VAN	17.549,56 €
TIR	3,32%

Tabla 30: Valor del VAN y del TIR

Una inversión en que se tenga una VAN positivo significa que al finalizar lo que se ha considerado la vida útil de la instalación habrá un saldo positivo, es decir, se recuperará todo el dinero invertido además de que habrá un beneficio económico. Por lo que llevar a cabo una instalación fotovoltaica aislada de red saldría rentable.

El periodo de retorno de la instalación sería:

AÑO	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	132.965,38
1	9.024,51 €	123.940,87 €
2	8.847,56 €	115.093,31 €
3	8.674,08 €	106.419,23 €
4	8.504,00 €	97.915,24 €
5	8.337,25 €	89.577,99 €
6	8.173,78 €	81.404,21 €
7	8.013,51 €	73.390,70 €
8	7.856,38 €	65.534,32 €

9	7.702,33 €	57.831,99 €
10	7.551,31 €	50.280,69 €
11	7.403,24 €	42.877,44 €
12	7.258,08 €	35.619,36 €
13	7.115,76 €	28.503,60 €
14	6.976,24 €	21.527,36 €
15	6.839,45 €	14.687,91 €
16	6.705,34 €	7.982,57 €
17	6.573,87 €	1.408,70 €
18	6.444,97 €	-5.036,27 €
19	6.318,60 €	-11.354,86 €
20	6.194,70 €	-17.549,56 €

Tabla 31: Periodo de retorno

Si se actualiza todos los flujos de cajas al valor monetario equivalente del presente según el tipo de interés puesto y se van restando el ahorro de cada año a la inversión inicial se ve que al partir del año 18 se empezaría a percibir un beneficio económico de la instalación.

Viendo todos estos datos parece que, a priori, es recomendable hacer esta inversión desde el punto estrictamente económico. También hay que tener en cuenta que se ha puesto como hipótesis que el beneficio que se percibe en la instalación es el mismo del primer año a pesar de observarse un precio de la electricidad que ha crecido en los últimos años pudiendo tener esta instalación un periodo de retorno menor.



## 5. CONCLUSIONES

Finalizado el estudio de todas las características necesarias para conseguir una instalación fotovoltaica aislada de la red, es fácilmente observable que es viable tecnológicamente tener una instalación aislada sin perjuicio de posibles periodos de desabastecimiento debido a un sistema de almacenamiento de baterías y a un emplazamiento con una alta irradiación.

Con lo que, una solución perfectamente factible para la distribución de potencia que se comentó en los antecedentes es aislar la *Casa Club*, en lugar de proceder a ampliación de potencia.

Además, si se tiene en cuenta que la carga de baterías de los coches de golf se suele realizar en periodo de facturación en punta, en invierno, y en llano, en verano, también se puede encontrar una ventaja con respecto a una instalación conectada a red a pesar de ser necesario disponer un sistema de almacenamiento por baterías.

En el análisis económico se observó que esta alternativa también es viable económicamente haciendo muy positiva alternativa a la distribución de potencia. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el titular de la instalación también desea instalar unas marquesinas que tendrán una función de mejorar el confort del usuario, a la vez de que será la estructura sobre la que se posicionarán los módulos. Esto supondrá un desembolso a la hora de la instalación, pero que también tendría posibilidades de realizarse en una situación en la que no se planteara una instalación fotovoltaica.



## 6. BIBLIOGRAFÍA

- D. Rubén J. Mayas de la Rúa. (2017) ANEJO 2: ANÁLISIS DE LA DEMANDA.
- <http://www.alborangolf.com/>
- José M. Fernández Salgado. (2007) GUÍA COMPLETA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.
- Miguel Pareja Aparicio. (2009). Energía Solar Fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada.
- Imágenes del emplazamiento: Google Maps
- Apuntes de Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia 4º curso de GIE
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión 2002
- Fichas técnicas. <https://www.sunfields.es/>



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

## ANEXOS

# Sunmodule® Plus

## SW 290 / 300 MONO



Data sheet



## HIGH QUALITY ENGINEERING BY SOLARWORLD

More than 40 years of technology expertise, ongoing innovation and continuous optimization create the foundation for the performance of Solarworld's high-quality modules. All production steps, from silicon to module, are established at our production sites, ensuring the highest quality for our customers every step of the way. Our modules are extremely flexible when it comes to their application and provide optimal solutions for installation and non-stop performance – worldwide.

- » Especially stable, despite its low weight mechanical resilience of up to 8.5 kN/m<sup>2</sup>
- » Tested in extreme weather conditions – resistance to salt spray, frost and hail-proof, resistance to ammonia, dust and sand
- » PID-resistant and proven hotspot guarantee
- » Highly-efficient cells (mono PERC) for the highest possible yields
- » Harmonized components such as mounting systems, connector cables, inverters and energy storage systems can be delivered as complete system
- » Patented drainage corners for optimized self-cleaning
- » Front glass with an anti-reflective coating
- » Long-term safety and guaranteed top performance – At least 97% of nominal power in the first year – 25-year linear performance warranty 20-year product warranty



# Sunmodule<sup>®</sup> Plus

## SW 290 / 300 MONO



### PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)\*

		SW 290	SW 300
Maximum power	$P_{max}$	290 Wp	300 Wp
Open circuit voltage	$U_{oc}$	39.6 V	40.0 V
Maximum power point voltage	$U_{mpp}$	31.9 V	32.6 V
Short circuit current	$I_{sc}$	9.75 A	9.83 A
Maximum power point current	$I_{mpp}$	9.20 A	9.31 A
Module efficiency	$\eta_m$	17.30 %	17.89 %

Measuring tolerance ( $P_{max}$ ) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled, ID 0000039351)

\*STC: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5

### PERFORMANCE AT 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT, AM 1.5

		SW 290	SW 300
Maximum power	$P_{max}$	219.6 Wp	226.7 Wp
Open circuit voltage	$U_{oc}$	36.7 V	37.0 V
Maximum power point voltage	$U_{mpp}$	29.5 V	30.2 V
Short circuit current	$I_{sc}$	7.99 A	8.06 A
Maximum power point current	$I_{mpp}$	7.43 A	7.52 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m<sup>2</sup>, 97% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m<sup>2</sup>) is achieved.

### PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Power sorting	-0 Wp / +10 Wp
Maximum system voltage IEC	1000 V
Maximum reverse current	25 A
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40°C - +85°C
Maximum Design Loads (Two rail system)*	+5.4 kN/m <sup>2</sup> / -3.1 kN/m <sup>2</sup>
Maximum Design Loads (Three rail system)*	+8.5 kN/m <sup>2</sup> / -3.1 kN/m <sup>2</sup>

\*Please refer to the Sunmodule Installation instructions for the details associated with these load cases.

### COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline PERC
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	Tempered safety glass (EN 12150)
Back	Film, white
Frame	Black anodized aluminum
J-Box	IP65
Connector	Amphenol H4 UTX

### DIMENSIONS / WEIGHT

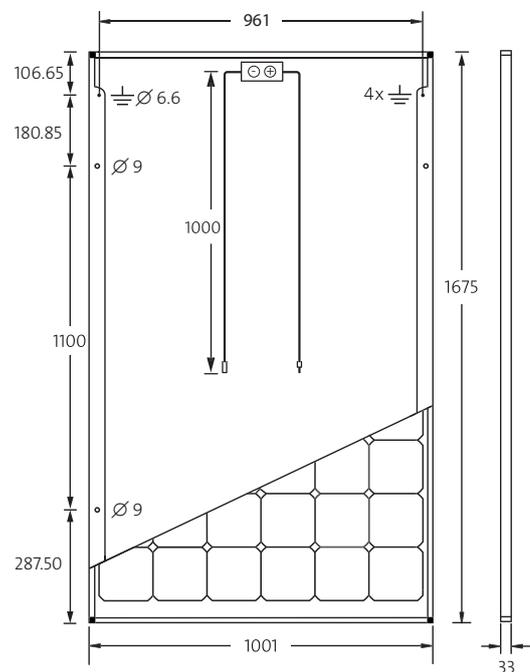
Length	1675 mm
Width	1001 mm
Height	33 mm
Weight	18.0 kg

### THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TK $I_{sc}$	0.070 %/K
TK $U_{oc}$	-0.29 %/K
TK $P_{mpp}$	-0.39 %/K

### ORDERING INFORMATION

Order number	Description
82000482	Sunmodule Plus SW 290 mono
82000432	Sunmodule Plus SW 300 mono



### CERTIFICATES AND WARRANTIES

Certificates	IEC 61730	IEC 61215	UL 1703
	IEC 62716	IEC 60068-2-68	IEC 61701
Warranties	Product Warranty	20 years	
	Linear Performance Guarantee	25 years	



### OFFICIAL DISTRIBUTOR

SunFields Europe | info@sfe-solar.com | www.sfe-solar.com

SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice. This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

# ABB string inverters

## TRIO-50.0-TL-OUTD

### 50 kW



**The new TRIO-50.0 inverter is ABB's three-phase string solution for cost efficient large decentralized photovoltaic systems for both commercial and utility applications.**

The most powerful ABB string inverter available today, this new addition to the TRIO family has been designed with the objective to maximize the ROI in large systems with all the advantages of a decentralized configuration for both rooftop and ground-mounted installations.

#### **Modular design**

TRIO-50.0 has a landscape modular design to guarantee maximum flexibility.

The separate and configurable AC and DC compartments increase the ease of installation and maintenance with their ability to remain separately wired from the inverter module inside the system.

The TRIO comes with the most complete wiring box configurations available including up to 16 DC inputs with fast connectors, monitored fuses, AC and DC switches and monitored type II AC and DC surge arresters.

#### **Flexibility of installation**

The forced air cooling system, designed for a simple and fast maintenance allows for the maximum flexibility of installation. The inverter comes with mounting supports for both horizontal and vertical positions which allow for the best use of space available beneath the solar panels.

#### **Design flexibility**

The double stage conversion topology offers the advantage of a wide input voltage range for maximum flexibility of the system design.

## Highlights

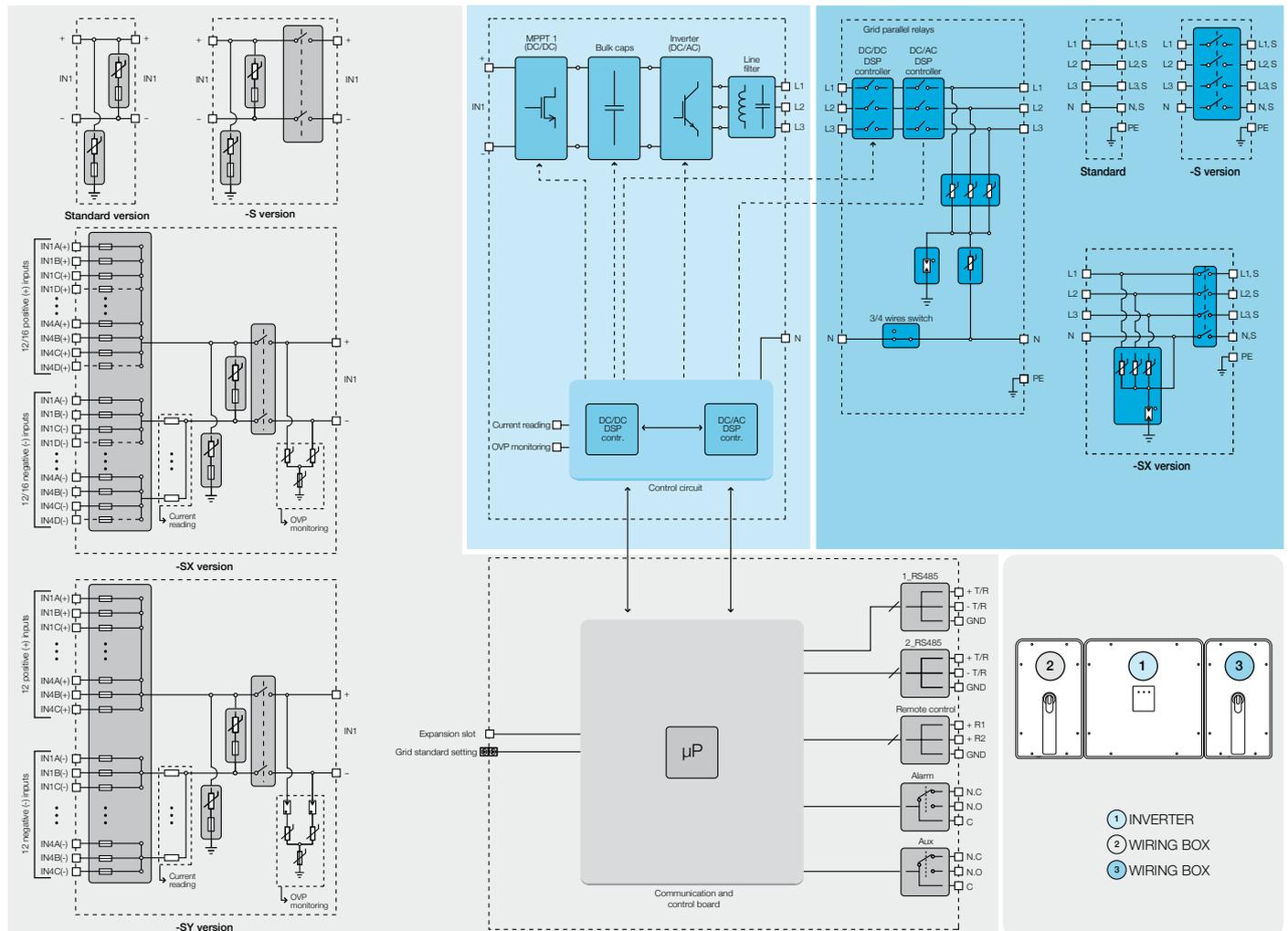
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected directly in the field
- Separate AC and DC compartments are available in different configurations
- Wide input range
- Both vertical and horizontal installation



## Technical data and types

Type code	TRIO-50.0-TL-OUTD
<b>Input side</b>	
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{max,abs}$ )	1000 V
Start-up DC input voltage ( $V_{start}$ )	360...500 V (Default 420 V)
Operating DC input voltage range ( $V_{dcmín}...V_{dcmax}$ )	0,7x $V_{start}$ ...950 V (min 300 V)
Rated DC input voltage ( $V_{dcr}$ )	610 Vdc
Rated DC input power ( $P_{dcr}$ )	51200 W
Number of independent MPPT	1
MPPT input DC voltage range ( $V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$ ) at $P_{dcr}$	480-800 Vdc
Maximum DC input current ( $I_{dcmáx}$ )	110 A
Maximum input short circuit current	160 A
Number of DC inputs pairs	12 or 16 (-SX version) / 12 (-SY version)
DC connection type	PV quick fit connector <sup>3)</sup> on -SX and -SY version / Screw terminal block on Standard and -S version
<b>Input protection</b>	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 2
Input over voltage protection for each MPPT - plug In modular surge arrester	-SX: Type 2; -SY: Type 1+2
Photovoltaic array isolation control	According to local standard
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	200 A / 1000 V
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V
<b>Output side</b>	
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)
Rated AC power ( $P_{acr} @\cos\phi=1$ )	50000 W
Maximum AC output power ( $P_{acmax} @\cos\phi=1$ )	50000 W
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	50000 VA
Rated AC grid voltage ( $V_{acr,r}$ )	400 V
AC voltage range	320...480 V <sup>1)</sup>
Maximum AC output current ( $I_{ac,max}$ )	77 A
Contributory fault current	92 A
Rated output frequency ( $f_r$ )	50 Hz / 60 Hz
Output frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>2)</sup>
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum $S_{max}$
Total current harmonic distortion	<3%
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG42
<b>Output protection</b>	
Anti-islanding protection	According to local standard
Maximum external AC overcurrent protection	100 A
Output overvoltage protection - varistor	Yes, 4
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-SX version)	4, Type 2
<b>Operating performance</b>	
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	98.30%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / -
<b>Communication</b>	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)
User interface	LEDs
Communication interface	2 (RS485)

## Block diagram of TRIO-50.0-TL-OUTD



## Technical data and types

Type code	TRIO-50.0-TL-OUTD
<b>Environmental</b>	
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140 °F with derating above 50 °C / 122 °F
Relative humidity	4%... 100% condensing
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @ 1 m
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft
<b>Physical</b>	
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)
Cooling	Forced air
Dimension (H x W x D)	725 mm x 1491 mm x 315 mm / 28.5" x 58.7" x 12.4"
Weight	95 kg / 209 lbs overall, 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (full optional), 14kg / 31 lbs DC wiring box (full optional)
Mounting system	Wall bracket, horizontal support
<b>Safety</b>	
Isolation level	Transformerless
Marking	CE
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS 4777, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, PEA, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, VFR-2014, IEC 62116
<b>Available product variants</b>	
<b>Inverter power module</b>	TRIO-50.0-TL-OUTD-POWER MODULE
<b>DC wiring box options</b>	
Input connections with terminal blocks	DCWB-TRIO-50.0-TL-OUTD
Input connections with terminal blocks + DC switch	DCWB-S-TRIO-50.0-TL-OUTD
12 quick Input connections + fuses + DC switch + surge arresters Type 2	DCWB-SX-TRIO-50.0-TL-OUTD/12 INPUTS
16 quick Input connections + fuses + DC switch + surge arresters Type 2	DCWB-SX-TRIO-50.0-TL-OUTD/16 INPUTS
12 quick Input connections + fuses + DC switch + surge arresters Type 1 + 2	DCWB-SY-TRIO-50.0-TL-OUTD
<b>AC wiring box options</b>	
AC output connections with terminal blocks	ACWB-TRIO-50.0-TL-OUTD
AC output connections with terminal blocks + AC switch	ACWB-S-TRIO-50.0-TL-OUTD
AC output connections with terminal blocks + AC switch + surge arrester Type 2	ACWB-SX-TRIO-50.0-TL-OUTD

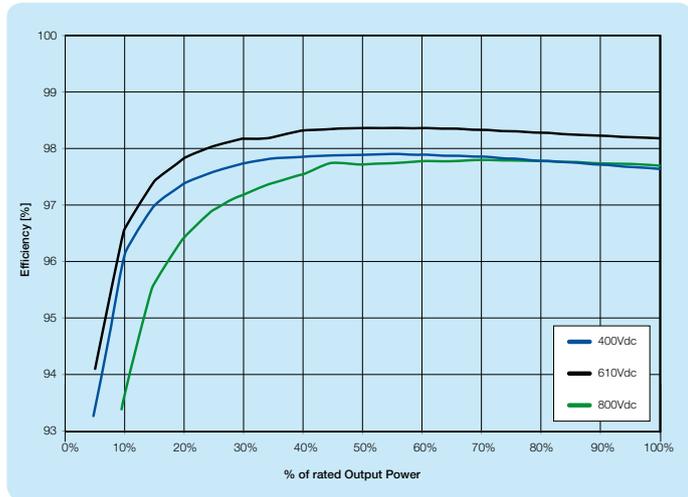
<sup>1)</sup> The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

<sup>2)</sup> The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

<sup>3)</sup> Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at [www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters) for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

**Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product**

## Efficiency curves of TRIO-50.0-TL-OUTD



BCD.00611 EN Rev. E 06.06.2016

### Support and service

ABB supports its customers with dedicated, global service organization in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

[www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters)  
[www.abb.com/solar](http://www.abb.com/solar)  
[www.abb.com](http://www.abb.com)

© Copyright 2016 ABB. All rights reserved.  
Specifications subject to change without notice.



# OPzS

## Vented lead-acid battery



Motive Power Systems

**Reserve Power Systems**

Special Power Systems

Service

### Your benefits with HOPPECKE OPzS

- **Very high expected service life** - due to optimized low-antimony selenium alloy
- **Excellent cycle stability** - due to tubular plate design
- **Maximum compatibility** - design according to DIN 40736-1
- **Higher short-circuit safety even during the installation** - based on HOPPECKE system connectors
- **Extremely extended water refill intervals up to maintenance-free** - optional use of AquaGen® recombination system minimizes emission of gas and aerosols<sup>1</sup>

### Typical applications of HOPPECKE OPzS

- **Telecommunications**
  - Mobile phone stations
  - BTS-stations
  - Off-grid/on-grid solutions
- **Power Supply**
- **Security lighting**



Similar to the illustration, AquaGen® optional

### Type Overview

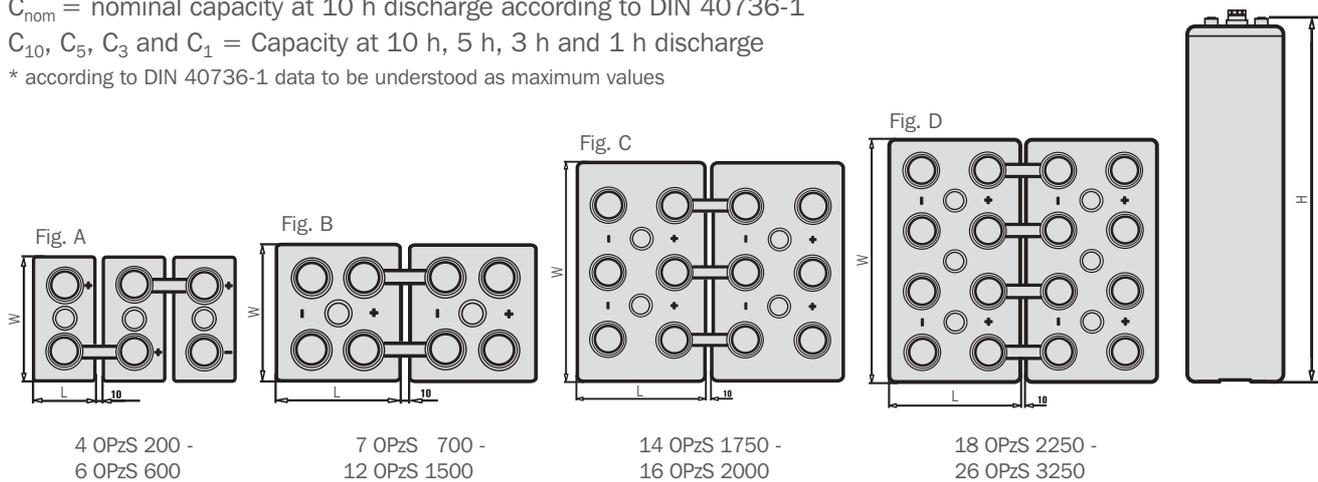
#### Capacities, dimensions and weights

Type	C <sub>nom</sub> /1.80 V Ah	C <sub>10</sub> /1.80 V Ah	C <sub>5</sub> /1.77 V Ah	C <sub>3</sub> /1.75 V Ah	C <sub>1</sub> /1.67 V Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	21.0	5.6	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	303	217	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	686	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS 700	700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS 800	800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS 900	900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS 1000	1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS 1100	1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS 1200	1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS 1750	1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
15 OPzS 1875	1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
16 OPzS 2000	2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS 2250	2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
19 OPzS 2375	2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
20 OPzS 2500	2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS 2750	2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
23 OPzS 2875	2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
24 OPzS 3000	3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS 3250	3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

C<sub>nom</sub> = nominal capacity at 10 h discharge according to DIN 40736-1

C<sub>10</sub>, C<sub>5</sub>, C<sub>3</sub> and C<sub>1</sub> = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

\* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values



Design life: up to 20 years

**Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system**

<sup>1</sup> Similar to sealed lead-acid batteries

# Inversor/cargador Quattro

3kVA - 15kVA

compatible con baterías de Litio-Ion

www.victronenergy.com



**Quattro**  
48/5000/70-100/100



**Quattro**  
48/15000/200-100/100

## Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la toma de puerto o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

## Dos salidas CA

La salida principal dispone de la funcionalidad "no-break" (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la toma de puerto/generador. Esto ocurre tan rápidamente (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando una de las entradas del Quattro tiene alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

## Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 6 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Seis unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 48kW / 60kVA y una capacidad de carga de 840 amperios.

## Capacidad de funcionamiento trifásico

Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 6 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia del inversor de 144 kW/180 kVA y más de 2500 A de capacidad de carga.

## PowerControl - En caso de potencia limitada del generador, de la toma de puerto o de la red

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la toma de puerto (hasta 16 A por cada Quattro de 5 kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red eléctrica.

## PowerAssist - Refuerzo de la potencia del generador o de la toma de puerto

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, el Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente de la red o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

## Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

Hay disponible software de detección de falta de suministro.

## Configuración del sistema

- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

## Seguimiento y control in situ

Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, panel Ve.Net Blue Power, panel Color Control smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

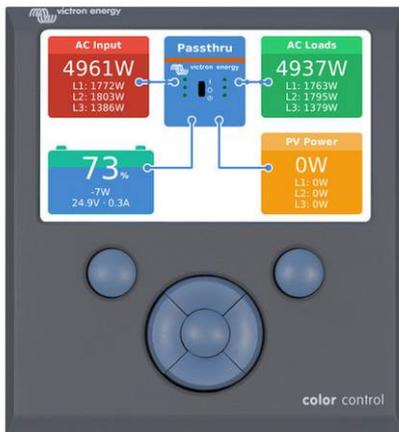
## Seguimiento y control a distancia

Victron Ethernet Remote, Venus GX y panel Color Control.

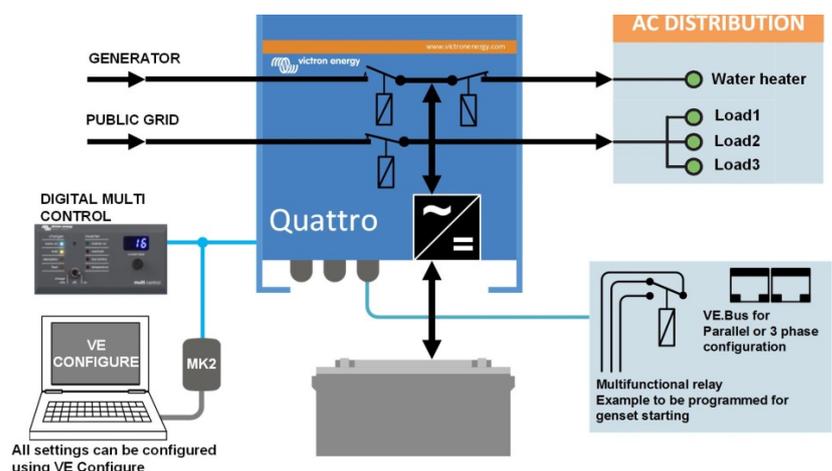
Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

## Configuración a distancia

Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con un panel Color Control si está conectado a Ethernet.



**Panel Color Control con una aplicación FV**



Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
<b>INVERSOR</b>					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	45 / 50	55	80
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	30 / 30	35	50
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	10 / 20	20	30
<b>CARGADOR</b>					
Tensión de carga de 'absorción' (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga batería arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)				
Sensor de temperatura de la batería	Sí				
<b>GENERAL</b>					
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50	50
Relé programable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
Puerto de comunicaciones de uso general	2x	2x	2x	2x	2x
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temp. de trabajo: -40 a +65 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%				
<b>CARCASA</b>					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Grado de protección IP 21				
Conexión a la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)				
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm. <sup>2</sup> (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
<b>NORMATIVAS</b>					
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emissiones, Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Vehículos de carretera	Modelos de 12 y 24V: ECE R10-4				
Antiisla	Visite nuestra página web				
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1				
2) Claves de protección:	4) A 25 ° C de temperatura ambiente				
a) cortocircuito de salida	5) Se desconecta sin hay fuente CA externa disponible				
b) sobrecarga	6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como				
c) tensión de la batería demasiado alta	función de alarma general, subtensión CC o arranque del generador				
d) tensión de la batería demasiado baja	Capacidad nominal CA 230 V/4 A				
e) temperatura demasiado alta	Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC				
f) 230 VCA en la salida del inversor					
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta					



### Panel Digital Multi Control

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector giratorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.



### Panel Blue Power

Se conecta a un Multi o a un Quattro y a todos los dispositivos VE.Net, en particular al controlador de baterías VE.Net. Representación gráfica de corrientes y tensiones.

### Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



#### Color Control GX

Monitorear y controlar, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).



#### Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEConfigure](#))



#### Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga o dispositivo a una red electrónica marinha NMEA2000. Consulte o [guia de integração NMEA2000 e MFD](#)



### Monitor de baterías BMV-700

El monitor de baterías BMV-700 dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar con exactitud el estado de la carga de la batería. El BMV-700 muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería.

