



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
RESIDENCIAL**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELETRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

Autor: Jorge González Méndez

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

Fecha: junio de 2020

HOJA DE IDENTIFICACIÓN

TÍTULO DEL PROYECTO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO RESIDENCIAL.

EMPLAZAMIENTO GEOGRÁFICO CONCRETO

Dirección: Urbanización Piloto, San Benito.

Término municipal: Los Realejos.

Provincia: Santa Cruz de Tenerife.

PERSONA FÍSICA O JURÍDICA QUE HA ENCARGADO EL PROYECTO

Nombre: Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología. Universidad de La Laguna.

Dirección: Avenida Astrofísico Francisco Sánchez.

C.P.: 38200

Teléfono: 922316502

DATOS DEL AUTOR DEL PROYECTO

Nombre del autor: Jorge González Méndez

NIF: 43488762-V

Estudios: Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Teléfonos de contacto: 663440109

Correo electrónico: alu0100965544@ull.edu.es

RESPONSABLE DE LA TUTORÍA DEL PROYECTO

Nombre: Benjamín Jesús González Díaz.

Correo electrónico: bgdiaz@ull.edu.es

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

1. MEMORIA.....	7
2. ANEXOS.....	32
2.1. CÁLCULOS.....	32
2.2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	91
2.3. HOJA DE DATOS DE LOS ELEMENTOS UTILIZADOS.....	114
3. PLANOS.....	128
4. PLIEGO DE CONDICIONES.....	134
5. MEDICIONES Y PRESUPUESTO.....	152



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
RESIDENCIAL**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELETRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

MEMORIA

Autor: Jorge González Méndez

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

Fecha: junio de 2020

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. ABSTRACT.....	8
2. OBJETO.....	9
3. ALCANCE.....	9
4. ANTECEDENTES.....	10
5. NORMAS Y REFERENCIAS.....	10
5.1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS.....	10
5.2. PROGRAMAS DE CÁLCULO EMPLEADOS.....	11
5.3. PLAN DE GESTIÓN DE LA CALIDAD.....	12
5.4. BIBLIOGRAFÍA.....	12
6. DEFINICIONES Y ABREVIATURA.....	13
7. REQUISITOS DE DISEÑO.....	13
8. ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES.....	15
9. RESULTADOS FINALES.....	19
10. CONCLUSIONS.....	31

1. ABSTRACT

This project is based on the design and calculation about a solar photovoltaic installation for three residential buildings. Each residential building is made up of 10 houses located at the north of Tenerife, concretely in Los Realejos. This document explains and analyzes the different aspects that must be taken into account to develop a photovoltaic installation in residential buildings.

We have to comment that the installation is carried out with the aim to produce savings in electrical energy for the residents. For this, we have carried out an investigation on the available space in each building, to determine the number of modules that we can place, and therefore, the maximum power that we will install. Subsequently, we have estimated the energy consumption of the 30 households to see if we can satisfy that demand with the calculated space. Finally, we evaluated various installation options and opted for the most effective in both the energy and economic fields.

After evaluating what we have commented, we conclude that we can install a total of 206 modules. Knowing that we have used LG modules whose nominal power amounts to 340 W, the total installed power will be 70,04 kW.

Therefore, we can affirm that we will have a photovoltaic installation with connection to the electrical grid with compensation, since we have a power of less than 100 kW. In this modality, there is an economic incentive for the sale of surplus energy, so it adapts perfectly to our conditions by having several hours throughout the day in which this phenomenon occurs.

Finally, it is important to comment that this project includes planes for the installation of the modules, protections and cables, which provide very useful information for the people who will carry out the installation. In addition, a budget has been calculated where all economic aspects are taken into account.

2. OBJETO

El objeto del presente proyecto es el análisis y diseño de una instalación fotovoltaica para unos bloques de viviendas ubicados en Los Realejos (Tenerife), con el cual se pretende conseguir un ahorro tanto económico como energético para todos los residentes.

Ha sido necesario llevar a cabo un estudio del espacio disponible en cada edificio con la finalidad de conocer el número máximo de módulos a instalar. Una vez llevado a cabo esta parte del proyecto, procedemos a realizar una estimación del consumo energético total de las viviendas, ya que pretendemos abastecer en gran parte dicho consumo. Para ello, teniendo en cuenta las consideraciones comentadas, se determinan los módulos que mejor se adaptan a nuestras condiciones.

Una vez determinados los componentes a instalar, es necesario desarrollar también un estudio económico para establecer un balance de la inversión frente al beneficio a medio y a largo plazo de realizar una instalación de este tipo. Por lo tanto, debemos conocer los precios de cada componente eléctrico, así como los diferentes gastos en mano de obra o gastos indirectos, para obtener un presupuesto total, y tras realizar el estudio energético correspondiente, poder determinar con exactitud el ahorro derivado de desarrollar un proyecto como este.

En resumen, mediante este documento se pretende facilitar las autorizaciones administrativas correspondientes para llevar a cabo la instalación, así como definir sus características técnicas y su control correspondiente, justificar y contrastar la viabilidad económica del diseño a ejecutar.

3. ALCANCE

El alcance del presente proyecto engloba la instalación solar fotovoltaica de unos bloques de viviendas. Los módulos estarán montados sobre el techo de cada edificio, aprovechando las propiedades del emplazamiento, y considerando en todo momento las características técnicas de los dispositivos seleccionados.

Debemos comentar, también, que la redacción del proyecto se ha llevado a cabo teniendo en cuenta la normativa vigente, incluida en el pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE)..

Además, se adjuntan los planos y los esquemas eléctricos necesarios, así como los cálculos correspondientes que justifican la correcta ejecución de la instalación y el cumplimiento de la normativa de aplicación.

4. ANTECEDENTES

La realización de este proyecto parte de una instalación eléctrica al uso para unos bloques de viviendas, las cuales poseen todo lo referente a una instalación eléctrica de suministro de red. Pretendemos llevar a cabo una instalación fotovoltaica para conseguir el autoconsumo parcial de la demanda energética solicitada.

Por tanto, el objetivo principal es desarrollar una instalación fotovoltaica de enlace a la red, ya que la ubicación de los edificios es perfecta para llevar a cabo este tipo de instalaciones debido a las condiciones climáticas que se dan a lo largo del año en esta zona.

Cabe destacar, que otra de las razones por la cual se realiza el proyecto es por la obtención de la propia energía, ya que los métodos clásicos suponen un gran impacto ambiental, y con esta instalación, conseguimos reducir esa demanda de energía que conlleva a dicha obtención.

5. NORMAS Y REFERENCIAS

5.1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS

- Reglamento Electrotécnico de Baja de Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias, según Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto y posteriores modificaciones.
- 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.
- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Normas particulares para las instalaciones de enlace de la empresa Endesa Distribución S.L., en el ámbito territorial de la comunidad autónoma de Canarias.
- Ley 31/1995. Prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 486/1997. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en el trabajo.
- Reglamento 2016/425. Equipos de protección individual.
- Real Decreto 1495/1986. Reglamento de seguridad en las máquinas.
- Real Decreto 245/1989. Determinación de la potencia acústica admisible para cada material o maquinaria.

5.2. PROGRAMAS DE CÁLCULO

Para realizar las distintas tareas del proyecto, hemos hecho uso de diferentes programas que nos han ayudado a agilizar dichas tareas y a obtener resultados exactos.

Sunny Design Web: Software empleado para configurar plantas fotovoltaicas, aportando información acerca de los cálculos de producción energética, selección de inversores y amortización del proyecto.

AutoCAD: Programa utilizado para la realización de todos los planos y esquemas eléctricos del proyecto.

Google Earth: Programa que muestra un globo virtual que permite visualizar múltiples cartografías, con base en la fotografía satelital. Además, permite realizar mediciones de todo tipo.

Microsoft Excel: Software utilizado para ordenar datos en tablas de forma que se puedan presentar de un modo más claro y sencillo. Además, permite realizar tareas contables y financieras gracias a sus funciones, desarrolladas específicamente para ayudar a crear y trabajar con hojas de cálculo.

Microsoft Project: Software de administración de proyectos diseñado, desarrollado y comercializado por Microsoft para asistir a administradores de proyectos en el desarrollo de

planes, asignación de recursos a tareas, dar seguimiento al progreso, administrar presupuesto y analizar cargas de trabajo.

PV Watts Calculator: Programa utilizado para estimar la producción de energía y el costo de la energía de los sistemas de energía fotovoltaica (PV) conectados a la red en todo el mundo.

CE3X: Software empleado para obtener el perfil de sombras de una instalación fotovoltaica determinada, siendo necesario aportar los ángulos de Azimut y elevación de los obstáculos presentes en el espacio de trabajo.

5.3. PLAN DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

La gestión de la calidad es uno de los puntos más importantes en un proyecto ya que refleja el nivel de los procesos y actividades desarrolladas en el mismo.

No obstante, se ha recurrido al uso de la norma UNE 157001, la cual define las características necesarias que debe satisfacer un proyecto de este tipo. Hemos seguido estas pautas con el fin de asegurarnos que la redacción del proyecto contribuya a la correcta realización del mismo en lo que respecta a la calidad. Por tanto, podemos afirmar que esta norma resulta fundamental ya que la gestión de la calidad se aplica tanto en la obra final como en la redacción del proyecto.

Asimismo, se ha hecho uso del Real Decreto 244/2019 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.

En conclusión, hemos utilizado los recursos comentados anteriormente para conseguir desarrollar un proyecto correcto y de calidad.

5.4. BIBLIOGRAFÍA

- 1) Boletín Oficial de Estado (BOE). Junio 2020. < <https://www.boe.es/> >
- 2) Auto Solar. Junio 2020. < <https://autosolar.es/> >
- 3) Normativa sobre Seguridad y Salud. Junio 2020.
< <https://www.boe.es/buscar/pdf/1995/BOE-A-1995-24292-consolidado.pdf> >
- 4) Catálogo dispositivos Schneider Electric. Junio 2020. < <https://www.se.com/es/es/> >
- 5) Catálogo módulos LG. Junio 2020. < <https://www.lg.com/es> >

6. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Radiación solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiación: Energía incidente por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. [kw / m^2].

Irradiancia: densidad de potencia incidente en una superficie [kw / m^2].

Módulos fotovoltaicos: Paneles formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico.

Sistema fotovoltaico conectado a la red: Aquellos que operan en paralelo a la red eléctrica convencional.

Inversor: Dispositivo que transforma tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Interruptor magnetotérmico: Dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos o se produce un cortocircuito. Protegen los elementos eléctricos.

Interruptor diferencial: Dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas de corriente alterna con el fin de proteger a las personas ante contactos directos e indirectos.

Fusible: Componente eléctrico hecho de material conductor que se coloca en el circuito para interrumpir el paso de la corriente eléctrica cuando esta sea excesiva.

Limitador de sobretensiones: Dispositivo que actúa limitando la tensión para proteger la maquinaria.

Puesta a tierra: Conexión de las superficies conductoras expuestas a una zona sin energía. Normalmente se realiza en la propia tierra.

7. REQUISITOS DE DISEÑO

El bloque de viviendas se encuentra en el norte de Tenerife, concretamente en Los Realejos, cuyos datos geográficos son:

- Altitud: 420 metros sobre el nivel del mar.
- Latitud: 28° 22' 0" Norte.
- Longitud: 16° 33' 59" Oeste.



Imagen 1: Ubicación de los bloques de viviendas.



Imagen 2: Vista cercana de los edificios.

Tal y como podemos observar la superficie total disponible se reparte entre los tres bloques de viviendas, y será en el techo de los mismos donde se desarrollará la instalación. El primero de ellos es el más grande, y en el que mayor espacio disponible tenemos. Por ello, lo hemos dividido en tres filas, aprovechando además la superficie circular que tiene en su extremo derecho, y hemos conseguido instalar un total de 78 módulos. En el segundo y en el tercero tenemos una superficie similar, y por tanto, se ha dividido en dos filas cada uno, lo que nos ha permitido instalar 64 módulos en cada bloque. Es importante comentar que hemos reservado un espacio óptimo para que se puedan llevar a cabo las actividades de mantenimiento o reparación.

Otros aspectos importantes a tener en cuenta son la altura de los edificios y la separación entre ellos, ya que tendremos que conectar módulos entre un bloque y otro. Debemos comentar que todos los edificios miden 7,5 metros. Además, la separación entre el primer bloque y el segundo es de 10 metros, y entre el segundo bloque y el tercero es de 6 metros. Estos datos resultan fundamentales en el cálculo de longitud de los cables, ya que el punto de conexión a la red está situado a nivel del suelo mientras que los módulos fotovoltaicos y los inversores se encuentran en el techo, por lo que habrá que tener en cuenta esta distancia para el correcto dimensionamiento del cableado.

8. ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES

La redacción del presente proyecto se ha enfocado en la instalación de una de las energías renovables más utilizadas en todo el mundo, como lo es la energía solar fotovoltaica. No obstante, este proyecto pretende reducir el consumo de energía eléctrica de la red, produciendo de esta manera un ahorro energético, y buscando, además, el menor gasto posible, pues se desea que la amortización sea lo más inmediata.

Comenzamos determinando el ángulo de inclinación óptimo para nuestros paneles, cuyo valor asciende a 23°, tras haber empleado la fórmula correspondiente del pliego de condiciones técnicas, y haber comprobado que este valor se encontraba entre los límites establecidos. Asimismo, otro aspecto fundamental es la orientación de los módulos. Analizando el ángulo de Azimut de los propios edificios, podemos afirmar que alcanza un valor de 21°. En este punto fue cuando nos planteamos orientar los módulos fotovoltaicos con un ángulo de Azimut de igual al de los bloques de viviendas (21°), u orientarlos norte-sur, es decir, 0°, por lo que

comenzamos a desarrollar los cálculos para saber con cual de ellos se obtenía una mayor rentabilidad energética.

En primer lugar, comenzamos analizando el bloque 1. Al colocar los módulos con un ángulo de 21° , se pueden colocar un total de 78 módulos. Mientras que para el ángulo de orientación de 0° , obtuvimos un valor de 72 módulos.

En segundo lugar, examinamos el bloque 2, y los resultados fueron que para el ángulo correspondiente a 21° era posible instalar 64 módulos. Mientras que, para una orientación norte-sur era posible instalar 54 módulos. Es importante comentar que para el bloque 3 se obtuvieron los mismos resultados, ya que las dimensiones de este son muy parecidas a las del segundo edificio.

En definitiva, para un ángulo de Azimut de 21° , se podrán instalar 206 módulos. Mientras que, para un ángulo de Azimut de 0° , tendremos un total de 180 módulos.

A continuación, mostramos una tabla donde se recogen los datos comentados:

	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3	
	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = 21^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = 21^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = 21^\circ$
Nº módulos	72	78	54	64	54	64
Potencia instalada (kW)	24,48	26,52	18,36	21,76	18,36	21,76

Tabla 1: Número de módulos y potencia a instalar por cada bloque.

Ahora bien, estos datos no eran concluyentes como para decidir que una opción era mejor que la otra, ya que se puede obtener una mayor o igual rentabilidad energética instalando incluso un menor número de módulos. Fue entonces cuando necesitamos realizar una simulación de los dos supuestos con el fin de visualizar con cual obteníamos una mayor rentabilidad, para lo que se utilizó el software Sunny Design. En este introducimos el mismo perfil de carga y el número de módulos correspondientes para cada caso, y observamos que era bastante superior para una orientación de 21° que para una orientación norte-sur. A continuación, mostramos los valores obtenidos:

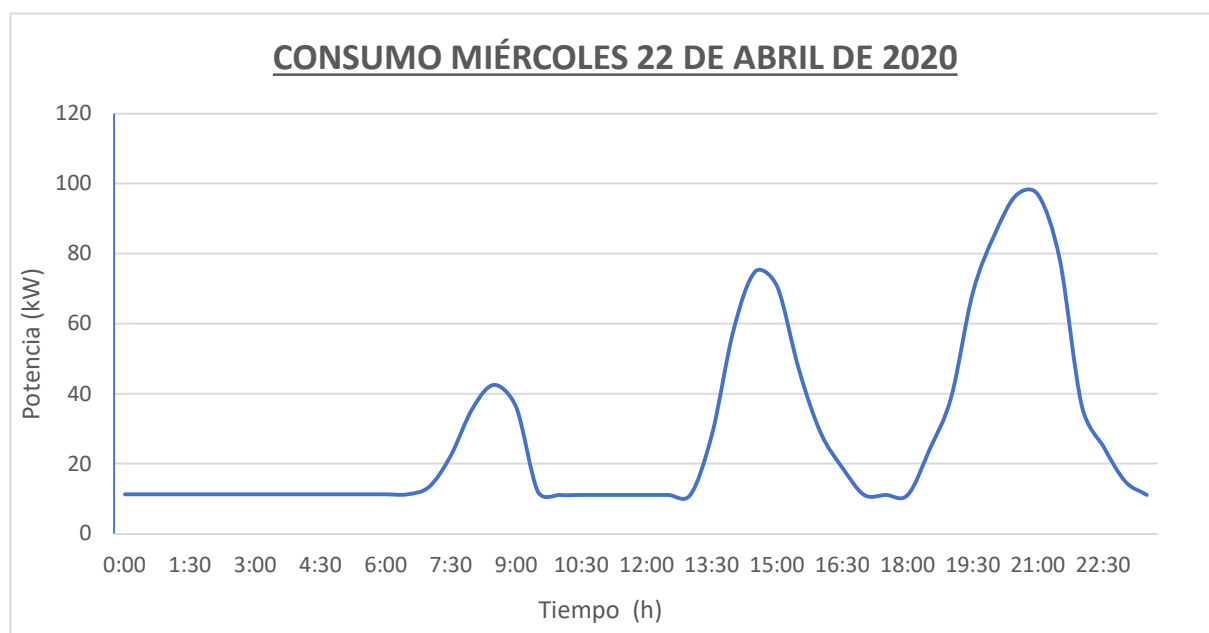
Ángulo de orientación (α)	Rendimiento energético anual (MWh)
0°	102
21°	125

Tabla 2: Rendimiento energético anual en función del ángulo de orientación.

No obstante, también determinamos que la potencia instalada para un ángulo de orientación de los módulos de 21° sería de **70,04 kW**, mientras que para un ángulo de orientación de 0° sería de **61,2 kW**.

A la vista de estos resultados, decidimos, por lo tanto, colocar los módulos con un ángulo de Azimut de 21°, ya que de esta manera instalaremos una mayor potencia y tendremos una mayor rentabilidad.

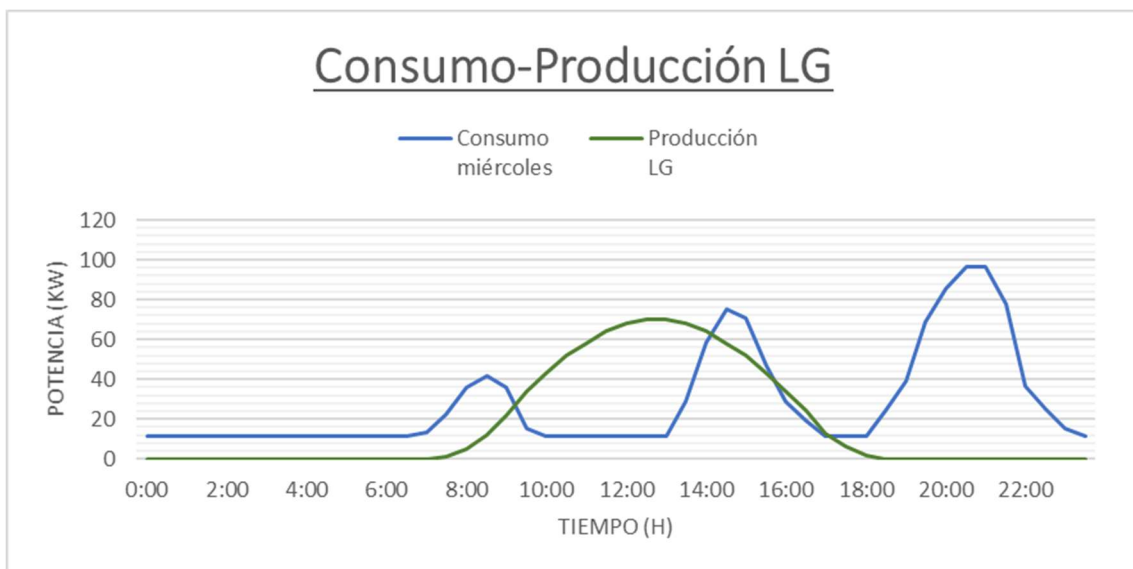
Una vez conocidos los valores de potencia que se pueden instalar, tuvimos que determinar cuál era el consumo energético. Para ello, acudimos a la aplicación “Mi Consumo”, creada por el distribuidor Naturgy, y obtuvimos los datos correspondientes al consumo energético, a partir de los cuales se llevó a cabo la siguiente representación.



Gráfica 1: Consumo del miércoles 22 de abril.

Observamos que se producen aumentos considerables de energía en distintas horas a lo largo del día, siendo las 21:00 horas el punto de mayor consumo, ascendiendo su valor a 96,77 kW. Asimismo, cabe destacar que entre las 10:00 horas y entre las 18:00 horas, tendremos un consumo máximo de 70,11 kW.

También, es necesario establecer un balance entre el consumo y la producción energética obtenida, para visualizar de una manera más clara que obtenemos una mayor eficiencia energética, y cubrimos gran parte del consumo orientando los módulos con un ángulo de 21°.



Gráfica 2: Balance consumo-producción.

Por último, debemos analizar las pérdidas producidas tanto por inclinación y orientación como por sombras. Como ya comentamos anteriormente, hemos determinado con detalle que nuestro proyecto cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cual hemos calculado siguiendo los pasos establecidos en dicho pliego, y ha resultado ser inferior al 10 %. Para el caso de pérdidas por sombras, hemos utilizado el programa CE3X, a partir del cual dibujamos el perfil de obstáculos correspondientes y generamos el porcentaje de pérdidas producidas por este fenómeno. Para determinar las pérdidas totales, hemos sumado ambos porcentajes obtenidos, dando un resultado inferior al 15 %, tal y como exige el IDAE.

9. RESULTADOS FINALES

En primer lugar, debemos comentar que se ha instalado el panel solar monocristalino LG Neon, más concretamente el modelo LG340N1C-A5, uno de los módulos más prestigiosos del mercado y cuyas características se adaptan perfectamente a nuestras condiciones. A continuación, mostramos una imagen del módulo fotovoltaico, así como los datos del mismo.

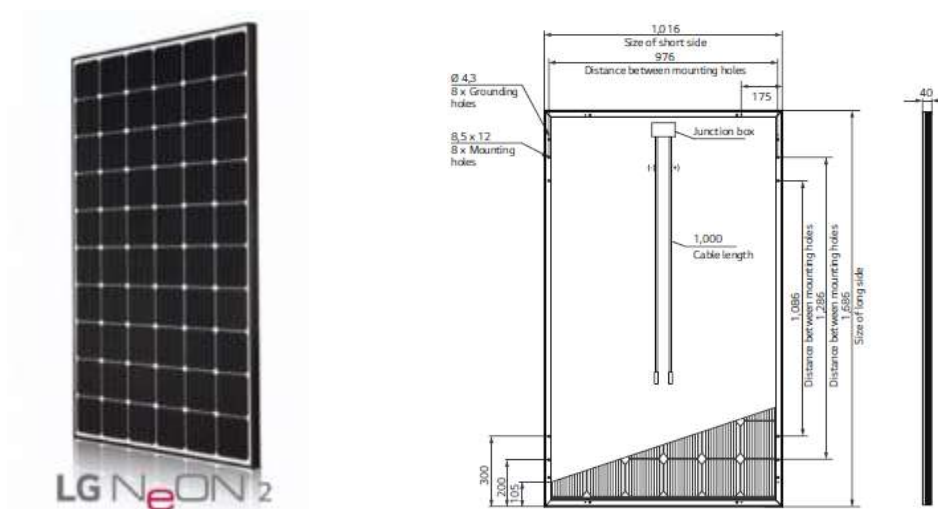


Imagen 3: Módulo fotovoltaico LG Neon.

Electrical Properties (STC²)

Model		LG340N1C-A5	LG335N1C-A5	LG330N1C-A5
Maximum Power P _{max}	[W]	340	335	330
MPP Voltage V _{mpp}	[V]	34.5	34.1	33.7
MPP Current I _{mpp}	[A]	9.86	9.83	9.80
Open Circuit Voltage V _{oc}	[V]	41.1	41.0	40.9
Short Circuit Current I _{sc}	[A]	10.53	10.49	10.45
Module Efficiency	[%]	19.8	19.6	19.3
Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90		
Maximum System Voltage	[V]	1,000		
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20		
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3		

Imagen 4: Datos del panel solar.

A continuación, es necesario conocer los inversores que debemos instalar según la disposición que se ha planteado. Para ello, hemos utilizado el software Sunny Design, el cual propone una serie de configuraciones tras haber realizado una simulación. Es importante comentar que hemos optado por escoger aquella distribución de inversores que conlleva a un mayor rendimiento energético, obteniendo un total de 6 inversores del modelo SMA STP 15000TL-30, los cuales disponen de 2 entradas cada uno.



Imagen 5: Inversor SMA STP 15000TL-30

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC	15330 W/15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	•
Monitorización de toma a tierra/de red	• / •
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	• / • / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	•
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II

Imagen 6: Datos del inversor.

No obstante, hemos tenido que realizar varios cálculos en lo que a comprobaciones de funcionamiento se refiere. Para el caso del voltaje máximo y mínimo en cada una de las entradas de los inversores se realizaron cálculos de comprobación obteniendo un resultado favorable.

En lo que respecta a la tensión mínima a la entrada para que el inversor realice su función de manera adecuada se produce cuando la temperatura en el ambiente es máxima, por lo que llevando a cabo los cálculos correspondientes, obtenemos un valor de tensión mínima de 691,22 V, siendo superior a la que indicia el datasheet, cuyo valor asciende a 150 V.

De la misma manera, obtenemos la máxima tensión admisible a la entrada la cual se produce cuando se da la temperatura mínima. Este valor resultó 725,05 V, siendo inferior a los 1000 V que se indican en la hoja de datos.

Otro aspecto importante fue la realización de los cálculos de longitud de los cables una vez determinada la ubicación de los inversores. Calculamos las distancias de los cables de corriente continua que van desde los módulos fotovoltaicos, conectando estos en serie, hasta la entrada del inversor, y las distancias de los cables por los que circula corriente alterna que van desde la salida del inversor hasta el punto de conexión situado a nivel del suelo en el extremo derecho del primer edificio. En este apartado es fundamental conocer la manera en que conectaremos los paneles, ya que haremos conexiones entre módulos de distintos edificios. A continuación, comentaremos cómo hemos hecho la distribución de los módulos y de qué manera hemos llevado el cableado de los inversores al punto de conexión.

Cabe destacar que conectaremos dos inversores en cada edificio. Para el primero utilizaremos 1 inversor de 34 módulos y otro de 36, y para los dos edificios restantes emplearemos 4 inversores de 34 módulos cada uno.

En primer lugar, realizaremos la distribución del bloque 1. En este caso, colocaremos 36 módulos a un inversor y 34 al otro, quedando 8 módulos que conectaremos al inversor del bloque 2. Ahora podemos observar una imagen de cómo hemos realizado la configuración:

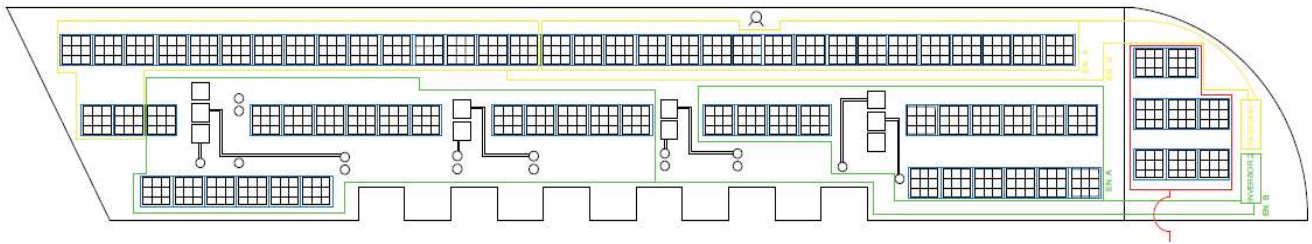


Imagen 7: Distribución de módulos bloque 1.

En este bloque el inversor se encuentra a un desnivel de dos metros respecto a donde se instalan los módulos, lo cual se ha tenido en cuenta para el correcto dimensionamiento del cableado. En los dos bloques restantes el inversor se colocará al mismo nivel que los paneles.

Para la entrada A del inversor 1 (amarillo), se escogerán los primeros 17 módulos de la parte superior derecha, y para la entrada B del inversor 1 se toman los 15 módulos restantes de la primera fila y dos de la segunda.

En lo que respecta al segundo inversor (verde), para la entrada A se escogerán los 6 módulos de la parte inferior derecha y 12 módulos más de la segunda fila, y utilizaremos los módulos restantes de la segunda y tercera fila para conectarlos a la entrada B.

En segundo lugar, se procede a la configuración del bloque 2. Para poder verlo con más claridad mostraremos la distribución de los módulos:

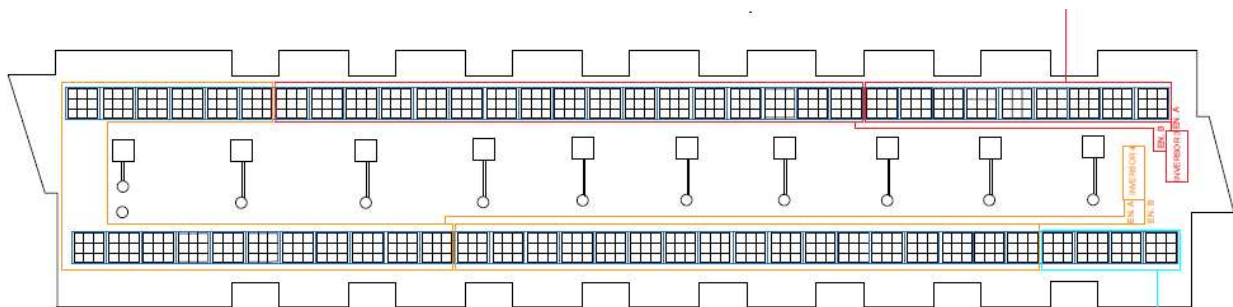


Imagen 8: Distribución de módulos bloque 2.

Para la entrada A del inversor 3 (rojo), utilizaremos aquellos módulos que quedaron sin conectar en el bloque 1 y 9 módulos pertenecientes a este bloque, y para la entrada B del mismo inversor conectaremos los 17 restantes de la misma fila..

En cuanto al inversor 4 (naranja), para la entrada A tomaremos 6 módulos restantes de la primera fila y 11 módulos de la segunda, y para la entrada B escogeremos 17 módulos de la segunda fila.

Por último, continuamos con la distribución del tercer bloque.

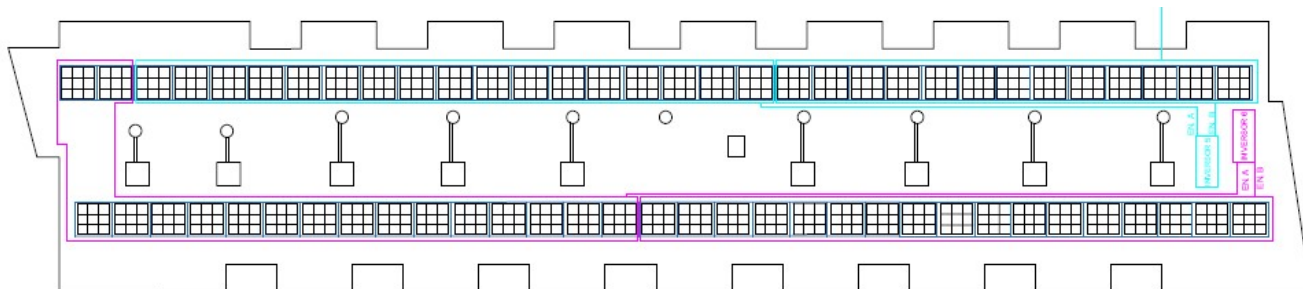


Imagen 9: Distribución de módulos bloque 3.

Para la entrada A del inversor 5 (cian), utilizaremos aquellos módulos que quedaron sin conectar en el bloque 2 y 13 módulos pertenecientes a este bloque. En cuanto a la entrada B del mismo inversor conectaremos 17 módulos pertenecientes a esa misma fila.

En cuanto al inversor 6 (magenta), para la entrada A tomaremos 2 módulos restantes de la primera fila y 15 módulos de la segunda, y para la entrada B tomaremos 17 módulos de la segunda fila.

A continuación, se procede a describir el cableado que va desde los inversores hasta el punto de conexión.

En lo que respecta al bloque 1, los inversores estarán instalados en la superficie circular del extremo derecho, por lo que tendremos que llevar los cables desde ese mismo punto hasta el nivel del suelo. En las imágenes siguientes se muestra cómo lo hemos realizado.



Imagen 10: Cableado inversores 1 y 2 hasta punto de conexión.



Imagen 11: Vista de planta de conexión inversores 1 y 2 hasta punto de conexión.



Imagen 12: Cableado módulos del bloque 1 para conectar en módulo 2.

En cuanto al bloque 2, los inversores están instalados al mismo nivel que los módulos fotovoltaicos, por lo que tendremos:



Imagen 13: Cableado inversores 3 y 4 hasta punto de conexión.

Por último, en el bloque 3 tendremos la siguiente conexión:

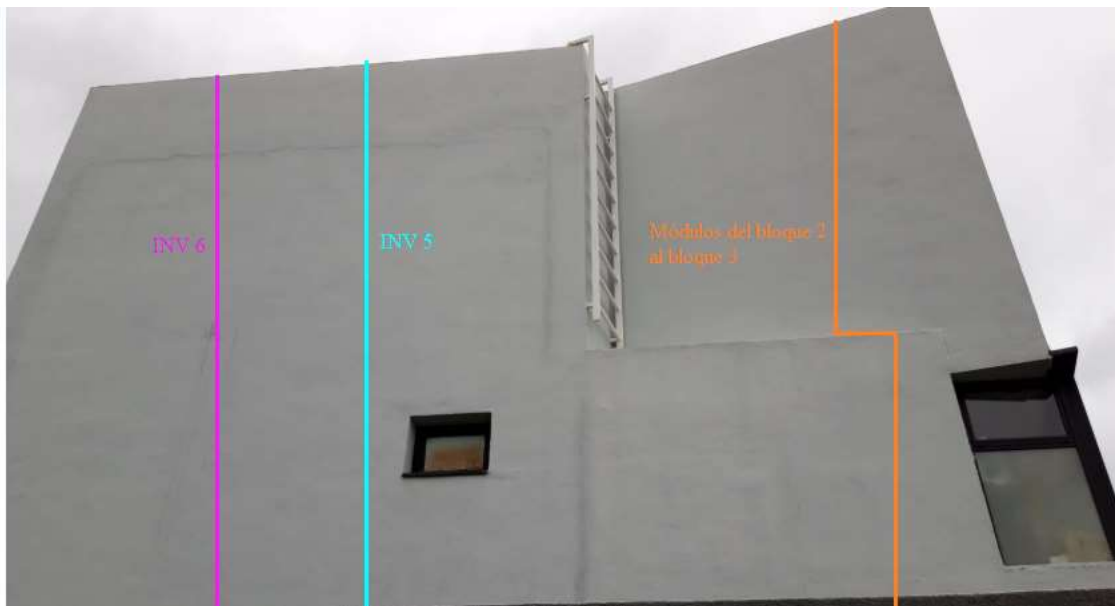


Imagen 14: Cableado inversores 5 y 6 hasta punto de conexión.



Imagen 15: Cableado inversores de los bloques 2 y 3 hasta punto de conexión.

Posteriormente, tuvimos que determinar la intensidad máxima que puede circular por cada uno de los cables de la instalación. Para ello, observando la simulación realizada en el Sunny Design vemos que la corriente continua que circula por los cables que van desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor alcanza un valor de 9,9 A. Mientras que, la corriente alterna que circula por los cables que van desde la salida del inversor hasta el punto de conexión toma un valor de 21,7 A, el cual es obtenido a través de la hoja de datos del propio inversor.

Una vez conocidos los valores de intensidad se debe determinar el tipo de cables a emplear, su diámetro, y el diámetro de las canalizaciones. No obstante, optaremos por utilizar un cable monofásico de 25 mm^2 de XLPE para las conexiones de continua, ya que es el mayor valor que hemos obtenido y cumplirá los requisitos mínimos, y tendremos, además, una canalización de 32 mm de diámetro exterior. Por otro lado, emplearemos un cable trifásico de 10 mm^2 de XLPE para las conexiones de corriente alterna, siguiendo el mismo criterio anterior, con una canalización de 16 mm de diámetro exterior. Debemos comentar que se ha comprobado que todas las secciones soportan una intensidad superior a la que circulará por la línea en cada momento, y que las caídas máximas de tensión obtenidas son inferiores a 0,5% para corriente continua (DC) e inferior a 1% para corriente alterna (AC).

También, hemos decidido las protecciones que debe tener nuestra instalación. En primer lugar, tras revisar el cálculo de las intensidades, como ya comentamos anteriormente la intensidad máxima que circulará por cada una de las líneas será de 9,86 A, por lo que tomaremos un total de 12 fusibles que soportes hasta 15 A. En el caso de que se sobrepase de ese valor de corriente se rompe el fusible, protegiendo así los inversores.

Fusible 15A 1000VDC



Imagen 16: Fusible.

Otra protección fundamental es la de dispositivos eléctricos y electrónicos. Por lo que, conociendo la corriente máxima de salida del inversor, cuyo valor asciende a 29 A, acudimos a los valores normalizados y seleccionamos el magnetotérmico cuya intensidad nominal es de 32 A. Por tanto, se han seleccionado 6 interruptores de la marca Schneider Electric, eligiendo el modelo IC60N-3P.



Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC60N
Número de polos	3P
Número de polos protegidos	3
[In] Corriente nominal	32 A
Tipo de red	CA CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	D
Capacidad de corte	6000 A Icn en 400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu en 12...60 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 380...415 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 6 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 36 kA Icu en 100...133 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 180 V CC acorde a EN/IEC 60947-2

Imagen 17: Interruptor magnetotérmico.

Debemos comentar que hemos realizado el cálculo para comprobar que el poder de corte del magnetotérmico sea superior a la máxima corriente que se producirá en la línea en caso de cortocircuito ya que, de otra manera, un cortocircuito en la línea rompería el magnetotérmico. Esto se ha llevado a cabo conociendo la resistencia de la línea, la sección del cable, su longitud y la conductividad del material. Una vez realizado el cálculo correspondiente, observamos que la máxima intensidad se produce en la línea del inversor 5, con un valor de 4,68 kA, y el poder de corte del interruptor seleccionado asciende a 6 kA, porque lo que podemos afirmar la selección del magnetotérmico ha sido correcta.

Asimismo, es necesario colocar un interruptor diferencial en la parte de corriente alterna, con el fin de proteger a las personas de contactos directos e indirectos. Se ha empleado el modelo el modelo A9D31632, de la marca Schneider Electric, de alta sensibilidad con una corriente de fuga de 30 mA, lo cual garantiza una protección adecuada para las personas.



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 IID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	25 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión / de corte	I _{dm} 1500 A I _m 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[U _i] Tensión nominal de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz
[U _{imp}] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta

Imagen 18: Interruptor diferencial.

Ha sido necesario, además, la utilización de un descargador de sobretensiones para corriente alterna de tipo II, tal y como lo exige la hoja de datos del inversor. Por ello, hemos tomado el limitador de la marca MERSEN, cuyas características son ideales para nuestra instalación.



TECHNICAL DATA OVERVIEW

Class	Type 2 / Class II
U_n	48V, 60V, 120/208V, 230/400V, 277/480V, 400/690V
I_{max}	40 kA
I_n (8/20)	20 kA
SCCR	50 ... 100 kA
Body Material	PA66 CT1; V-0
System type	TT, TNS, TNC, IT
Number of Poles	1,2,3,4
Format	Pluggable
Temperature range	-40 ... 85 ° C
I_{cs}	25 kA
IP Code	20
Back-up fuse	125 A gG
Stranded wire Section	6 ... 25 mm ²
Rigid wire Section	6 ... 35 mm ²
Response Time	25 ns

Imagen 19: Limitador de sobretensiones.

Por último, hemos hecho uso de un dispositivo fundamental en una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes. En nuestro caso emplearemos un contador bidireccional para medir tanto la energía que se demanda a la red como la que se vierte a ella. No obstante, se ha hecho uso de un contador bidireccional tipo II de la marca Fronius, más concretamente el modelo Fronius Smart Meter 63A-3.



FRONIUS SMART METER			
DATOS TÉCNICOS	FRONIUS SMART METER 63A-3	FRONIUS SMART METER 50kA-3 ¹⁾	FRONIUS SMART METER 63A-1
Tensión nominal	400 - 415 V	400 - 415 V	230 - 240 V
Máxima corriente	3 x 63 A	3 x 50.000 A	1 x 63 A
Sección de cable de entrada	1 - 16 mm ²	0,05 - 4 mm ²	1 - 16 mm ²
Sección de cable de comunicación y neutro		0,05 - 4 mm ²	
Consumo de energía	1,5 W	2,5 W	1,5 W
Intensidad de inicio		40 mA	
Clase de precisión		2	
Precisión de energía activa		Class B (EN50470)	
Precisión de energía reactiva		Class 2 (EN/IEC 62053-23)	
Sobrecorriente de corta duración		30 x I _{max} / 0,5 s	
Montaje		Interior (Carril DIN)	
Carcasa (ancho)	4 módulos DIN 43880	4 módulos DIN 43880	2 módulos DIN 43880
Tipo de protección		IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)	
Rango de temperatura de operación		-25 - +55°C	
Dimensiones (Altura x Anchura x Profundidad)	89 x 71,2 x 65,6	89 x 71,2 x 65,6	89 x 35 x 65,6
Interface para el inversor		Modbus RTU (RS485)	
Display	8 dígitos LCD	8 dígitos LCD	6 dígitos LCD

¹⁾ Disponible sin transformador de corriente. Más información sobre la correcta elección de los transformadores en www.fronius.es.

Imagen 20: Contador bidireccional.

10. CONCLUSIONS

In conclusion, we can see the great economic and energetic profitability of developing a photovoltaic solar installation in residential buildings, obtaining very good results in the medium and long term.

It is important to comment that our installation requires a high initial investment, due to the prices of all components. However, we can see that we have a fast amortization, of about 7 years, which makes this project a facility of interest to all residents. Also, we have to keep in mind that the warranty of this kind of installation is around 25 years.

In addition, when we develop a renewable energy installation, in our case, a photovoltaic installation, we collaborate with the environment since consumers only use the electrical network when necessary, and not at all times. It is estimated that with our project, CO2 emissions are reduced by approximately 63.5 kg per year.

Finally, we can see that this type of installation represents great benefits for all, and it is an initiative that should be considered in all types of works.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
RESIDENCIAL**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELETRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

ANEXO 1. CÁLCULOS.

Autor: Jorge González Méndez

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

Fecha: junio de 2020

ÍNDICE DE CÁLCULOS

1. INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES Y PÉRDIDAS PRODUCIDAS.....	34
2. POTENCIA Y NÚMERO DE MÓDULOS A INSTALAR.....	39
3. PRODUCCIÓN Y CONSUMO ENERGÉTICA DIARIO Y ANUAL.....	46
4. INVERSORES.....	62
5. CABLES.....	66
6. INTENSIDADES.....	73
7. SECCIONES.....	74
8. CANALIZACIONES.....	79
9. PROTECCIONES.....	81
10. CONTADOR.....	88
11. PUESTA A TIERRA.....	89

1. INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES

Según el pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red del IDAE, las pérdidas por inclinación y orientación se calcularán según los siguientes criterios:

- **Ángulo de inclinación, β** definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y 90° para verticales.
- **Ángulo de azimut, α** definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

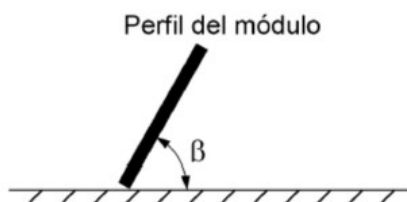


Figura 1: Ángulo de inclinación (β)

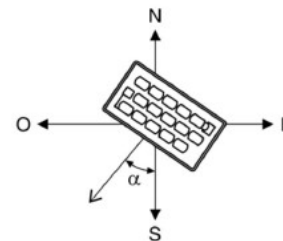


Figura 2: Ángulo de orientación (α)

En cuanto a la orientación, es importante comentar que los edificios están situados con un ángulo de Azimut $\alpha = 21^\circ$, por lo que haremos un balance de la producción energética de los módulos orientándolos el mismo ángulo y orientándolos norte-sur (0°). Cabe destacar, además, que los módulos estarán apoyados por el lado más largo, con el fin de obtener una mayor resistencia al viento. A continuación, mostramos una imagen de lo que comentamos anteriormente:



Figura 3: Orientación de los edificios.

Una vez determinado el ángulo de Azimut, debemos elegir cuál será la inclinación óptima. No obstante, fijaremos un ángulo de inclinación correspondiente a la latitud del lugar, restando a este valor 5° , es decir, $\beta = 28^\circ - 5^\circ = 23^\circ$. A continuación, se procede a determinar si el ángulo propuesto cumple lo establecido en el pliego de condiciones técnicas del IDAE, es decir, si las pérdidas por orientación e inclinación son inferiores al 10 % (caso general):

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

Tabla 1: Límites de pérdidas.

En primer lugar, partiremos de la imagen obtenida en el IDAE:

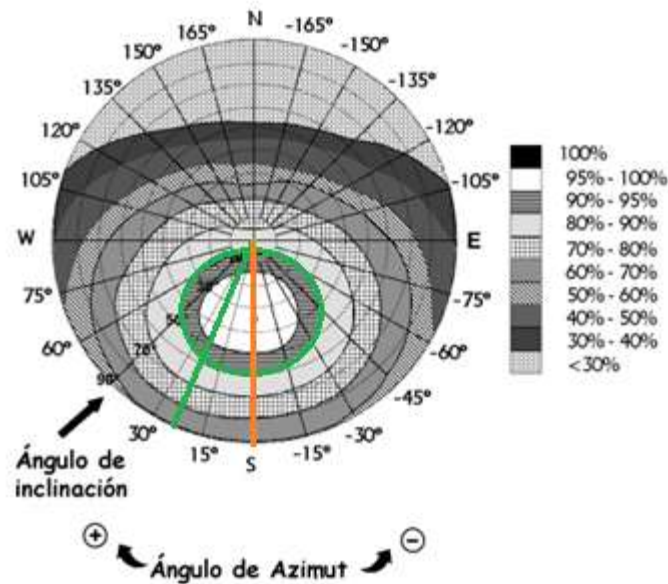


Figura 4: Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación.

Como sabemos que nuestros paneles tendrán una orientación con un ángulo de Azimut de 21° (color verde) y que además estarán inclinados un ángulo de 23° respecto a la horizontal, y teniendo en cuenta que se nos permite como máximo un 10 % de pérdidas, acudimos a la imagen anterior para afirmar que la inclinación máxima será de 58° y la mínima de 7° . De modo que, corrigiendo para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 58^\circ - (41^\circ - 23^\circ) = 40^\circ$$

$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 23^\circ) = -11^\circ$, que está fuera de rango, por lo que se toma 0° .

Del mismo modo, determinamos si la inclinación de 28° es válida para el ángulo de Azimut de 0° (color naranja). Observando la imagen anterior afirmamos que la inclinación máxima será de 60° y la mínima de 5° . Por lo que, corrigiendo para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 23^\circ) = 42^\circ$$

$\text{Inclinación mínima} = 5^\circ - (41^\circ - 23^\circ) = -13^\circ$, que está fuera de rango, por lo que se toma 0° .

Por tanto, comprobamos que para los dos ángulos de Azimut propuestos, esta instalación, de inclinación 23° , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

A continuación, se realiza el cálculo de pérdidas por sombras, para el cual hemos acudido al anexo VI referente al del IDAE. Esta parte consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol, el cual mostramos a continuación.

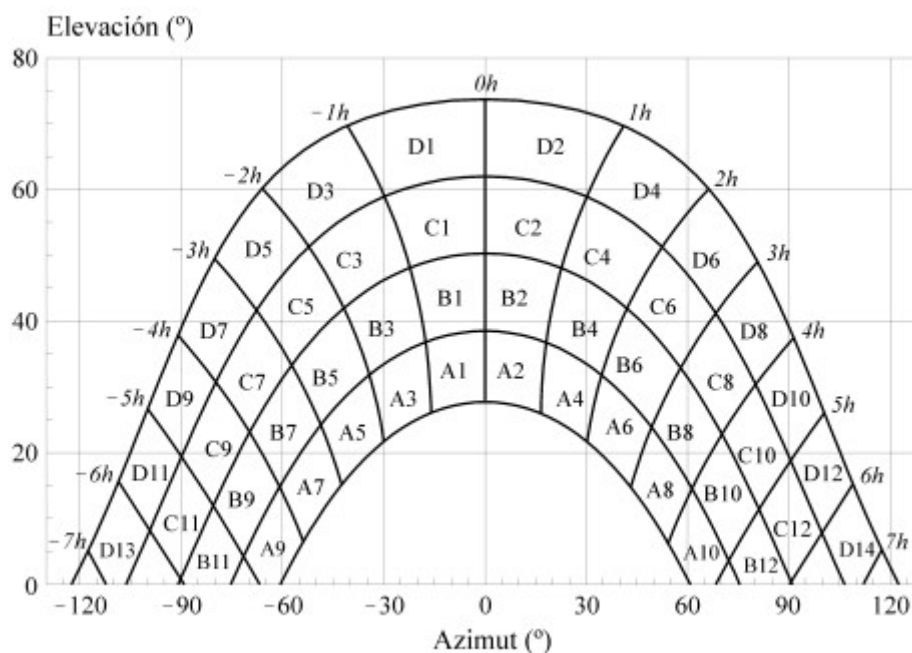


Imagen 1: Diagrama de trayectorias del Sol.

Se ha utilizado el software CE3X para realizar este apartado. Hemos tenido en cuenta únicamente la sombra que proyectan los depósitos de agua, cuya altura es de 1 metro, ya que las salidas de aire de cada vivienda miden 20 centímetros, y los muros laterales 40 centímetros, pero nuestros módulos se instalarán a una altura superior a esta.

No obstante, tras introducir los ángulos de Azimut y elevación correspondientes, se obtiene la siguiente representación:

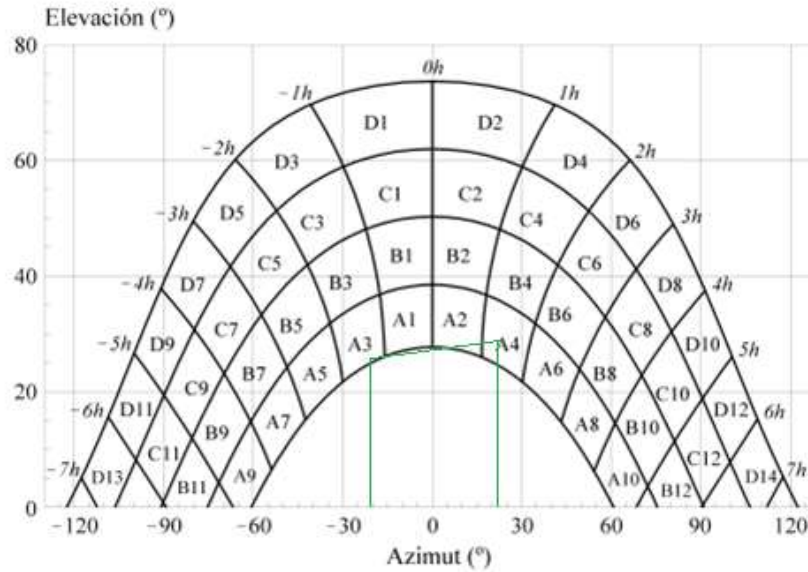


Imagen 2: Diagrama de trayectorias del Sol correspondiente a nuestra instalación.

Luego, superponiendo ambas gráficas e interpolando con las tablas normalizadas del IDAE obtenemos:

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Imagen 3: Tabla de valores normalizados.

Si hacemos la interpolación, obtenemos un valor de $A_2 = 3,163$ y de $A_4 = 2,861$. Por lo que las pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual), considerando la proporción de cada celda cubierta según DB-HE4:

$$\text{Pérdidas por sombreado (\%)} = 0,25 * 3,163 + 0,5 * 2,861 = 2,22 \%$$

Como ya sabemos las pérdidas por inclinación y orientación, podemos determinar las pérdidas totales y comprobar que se encuentra dentro de los límites establecido por el IDAE:

$$Pérdidas Totales (\%) = 10 \% + 2,22\% = 12,22 \%$$

2. POTENCIA Y NÚMERO DE MÓDULOS A INSTALAR

El módulo fotovoltaico que mejor se adapta a nuestras condiciones es el panel solar monocristalino LG NEON, más concretamente el modelo **LG340N1C-A5**, uno de los módulos con mayor prestigio del mercado y cuyas características se adaptan perfectamente a nuestra instalación.

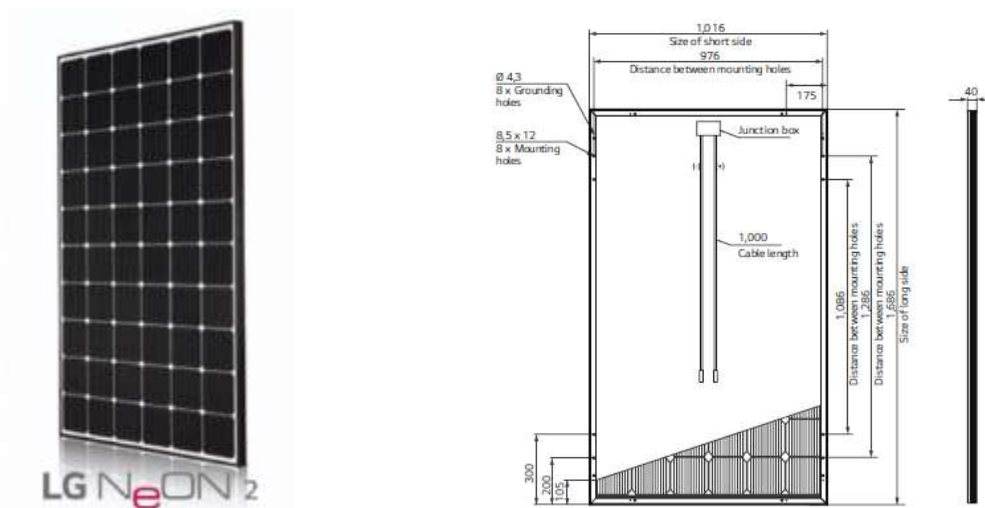


Imagen 4: módulo fotovoltaico LG Neon 2.

No obstante, empezaremos determinando la separación mínima a la que debemos instalar la siguiente fila de módulos para que no produzcan sombras a la fila anterior. Para ello, es esencial conocer las dimensiones del panel, por lo que acudiendo a la hoja de datos obtenemos:

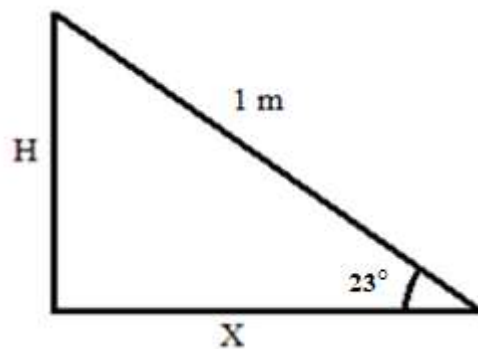
Electrical Properties (STC²)

Model		LG340N1C-A5	LG335N1C-A5	LG330N1C-A5
Maximum Power Pmax	[W]	340	335	330
MPP Voltage Vmpp	[V]	34.5	34.1	33.7
MPP Current Impp	[A]	9.86	9.83	9.80
Open Circuit Voltage Voc	[V]	41.1	41.0	40.9
Short Circuit Current Isc	[A]	10.53	10.49	10.45
Module Efficiency	[%]	19.8	19.6	19.3
Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90		
Maximum System Voltage	[V]	1,000		
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20		
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3		

Imagen 5: Datos del panel solar.

- ➔ Ancho: 1 m.
- ➔ Largo: 1,686 m.

Para este caso, también necesitamos conocer la distancia horizontal entre paneles una vez han sido elevada 28 grados, para lo cual utilizaremos la trigonometría:



$$X = \cos (23) * 1 \text{ m} = \mathbf{0,92 \text{ m.}}$$

$$H = \text{sen} (23) * 1 \text{ m} = \mathbf{0,40 \text{ m.}}$$

Figura 5: Cálculo de distancias de los módulos.

Una vez calculadas las distancias, determinaremos la separación a la que se debe colocar la siguiente fila de módulos fotovoltaicos, según el pliego de condiciones de la IDAE, para que no produzca sombra al panel anterior. Por lo que aplicaremos la fórmula:

$$d = H * K; \text{ donde } K = \frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Luego, despejando obtendremos:

$$d = H * K = \frac{0,40 \text{ m}}{\tan(61 - 28,3)} = 0,6 \text{ m}$$

Entonces, debemos colocar el siguiente panel a una distancia de 0,6 m para que no se produzca sombra y todo funcione correctamente.

Tal y como haremos la división de los bloques de viviendas, nos aseguraremos de cumplir con la distancia calculada. Asimismo, se ha tenido en cuenta un espacio óptimo para las labores de mantenimiento de la instalación en cada bloque, considerando para ello un metro tanto en el largo como en el ancho de cada edificio.

A continuación, realizamos el cálculo para cada bloque, determinando la cantidad de módulos a instalar en función de la orientación:

-BLOQUE 1:

Dividiremos esta superficie en tres filas.

→ 1ª fila:

- ($\alpha = 21^\circ$):

Para esta fila, tendremos 55 metros de largo y 3,17 metros de ancho:

$$55 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 32,62 \text{ paneles} \rightarrow 32 \text{ paneles.}$$

- ($\alpha = 0^\circ$):

Para esta orientación, colocaremos 4 módulos cada 7 metros disponibles, y los siguientes 4 módulos se colocarán 40 centímetros más abajo que los anteriores:

$$7 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 4,15 \text{ paneles} \rightarrow 4 \text{ paneles.}$$

Sabiendo que disponemos de 55 metros de largo y 3,17 metros de ancho:

$$55 \text{ m} * \frac{4 \text{ paneles}}{7 \text{ m}} = 31,43 \text{ paneles} \rightarrow 31 \text{ paneles.}$$

→ 2ª fila:

- ($\alpha = 21^\circ$):

Aquí dispondremos de 49,35 metros de largo y 3,17 metros de ancho. No tendremos en cuenta la longitud correspondiente a los depósitos de agua (1m), y entre cada depósito tendremos una distancia de 9 metros:

$$(49,35\text{m} - 1\text{m} * 4 \text{ depósitos}) * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 26,9 \text{ paneles} \rightarrow 26 \text{ paneles.}$$

- ($\alpha = 0^\circ$):

Ahora tendremos que considerar los módulos colocados en la primera fila, para que se mantenga la distancia correspondiente entre ellos. Observando con detenimiento las distancias, además de restar la longitud de los depósitos, se colocará un módulo menos entre cada depósito, ya que el espacio se ve reducido por la orientación:

$$(49,35\text{m} + (-1\text{m} - 1,686 \text{ m}) * 4 \text{ depósitos}) * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 22,9 \text{ paneles} \rightarrow 22 \text{ paneles.}$$

→ 3ª fila ($\alpha = 0^\circ$ y $\alpha = 21^\circ$):

Para esta fila, tendremos las mismas dimensiones disponibles independientemente de la orientación del panel. Luego, en este caso tendremos de 20,3 metros de largo, repartidos equitativamente entre el inicio y el final del bloque de viviendas, y 3,17 metros de ancho:

$$10,15 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 6,02 \text{ paneles} * 2 = 12,04 \text{ paneles} \rightarrow 12 \text{ paneles.}$$

→ *Superficie circular:*



Figura 6: Superficie circular del bloque 1.

- $(\alpha = 21^\circ)$:

Disponemos de 8 metros de largo y 6 metros de ancho al inicio, que debido a su forma circular, finalmente tendremos disponible 3 metros:

$$3 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} + 4,5 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} + 6 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 8 \text{ paneles.}$$

- $(\alpha = 0^\circ)$:

Para este caso disponemos de 8 metros de largo y 5,5 metros al inicio, que debido a su forma circular, finalmente tendremos disponible 2,5 metros:

$$2,5 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} + 4 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} + 5,5 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 7,11 \text{ paneles} \rightarrow 7 \text{ paneles.}$$

Por lo tanto, en este primer bloque, si orientamos los módulos con un ángulo de 21° , podemos instalar un total de 78 módulos. Por lo que, si tenemos en cuenta que nuestro panel produce una potencia promedio de 340 W, instalaríamos **26,52 kW**. Mientras que, si orientamos los módulos norte-sur (0°), podemos instalar 72 módulos. Es decir, instalaríamos **24,48 kW**.

BLOQUE 2:

- ($\alpha = 21^\circ$):

En este caso, colocaremos solamente dos filas de módulos, y dispondremos de un espacio de 54,6 metros de largo y 6 metros de ancho:

$$54,6 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 32,4 \text{ paneles} \rightarrow 32 \frac{\text{paneles}}{\text{fila}} * 2 \text{ filas} = 64 \text{ paneles.}$$

Por lo tanto, en este segundo bloque podemos instalar un total de 64 módulos. Por lo que, teniendo en cuenta la potencia del panel, instalaríamos **21,76 kW**.

- ($\alpha = 0^\circ$):

Para esta orientación, colocaremos 3 módulos cada 6 metros disponibles, y los siguientes 3 módulos se colocarán 40 centímetros más abajo que los anteriores:

$$6 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 3,56 \text{ paneles} \rightarrow 3 \text{ paneles.}$$

Sabiendo que disponemos de 54,6 metros de largo y 6 metros de ancho en total:

$$54,6 \text{ m} * \frac{3 \text{ paneles}}{6 \text{ m}} = 27,3 \text{ paneles} \rightarrow 27 \frac{\text{paneles}}{\text{fila}} * 2 \text{ filas} = 54 \text{ paneles.}$$

Por lo tanto, en este segundo bloque podemos instalar un total de 54 módulos. Por lo que, sabiendo que los módulos tienen una potencia nominal de 340 W, instalaríamos **18,36 kW**.

BLOQUE 3:

- ($\alpha = 21^\circ$):

Ahora, al igual que en el bloque anterior también colocaremos dos filas de módulos, y tendremos un espacio de 55,3 metros de largo y 7,34 metros de ancho:

$$55,3 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 32,8 \text{ paneles} \rightarrow 32 \frac{\text{paneles}}{\text{fila}} * 2 \text{ filas} = 64 \text{ paneles.}$$

Por lo tanto, en este último bloque podemos instalar un total de 64 módulos. Por lo que, teniendo en cuenta la potencia del panel, instalaríamos **21,76 kW**.

- ($\alpha = 0^\circ$):

Para esta orientación, colocaremos 3 módulos cada 6,2 metros disponibles, y los siguientes 3 módulos se colocarán 40 centímetros más abajo que los anteriores:

$$6,2 \text{ m} * \frac{1 \text{ panel}}{1,686 \text{ m}} = 3,67 \text{ paneles} \rightarrow 3 \text{ paneles.}$$

Sabiendo que disponemos de 55,3 metros de largo y 6 metros de ancho en total:

$$55,3 \text{ m} * \frac{3 \text{ paneles}}{6 \text{ m}} = 27,65 \text{ paneles} \rightarrow 27 \frac{\text{paneles}}{\text{fila}} * 2 \text{ filas} = 54 \text{ paneles.}$$

Por lo tanto, en este segundo bloque podemos instalar un total de 54 módulos. Por lo que, sabiendo que los módulos tienen una potencia nominal de 340 W, instalaríamos **18,36 kW**.

En conclusión, hemos recogido los datos obtenidos en una tabla para ver los resultados con más claridad:

	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 3	
	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = 21^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = 21^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = 21^\circ$
Nº módulos	72	78	54	64	54	64
Potencia instalada (kW)	24,48	26,52	18,36	21,76	18,36	21,76

Tabla 2: Número de módulos y potencia a instalar por cada bloque.

Debemos comentar que se ha realizado una simulación con el software Sunny Design con los dos ángulos de orientación, para conocer el rendimiento energético de cada supuesto, obteniendo los siguientes resultados:

Ángulo de orientación (α)	Rendimiento energético anual (MWh)
0°	102
21°	125

Tabla 3: Rendimiento energético anual en función del ángulo de orientación.

No obstante, también hemos determinado que la potencia instalada para un ángulo de orientación de los módulos de 21° sería de **70,04 kW**, mientras que para un ángulo de orientación de 0° sería de **61,2 kW**.

A la vista de estos resultados, hemos decidido, por lo tanto, colocar los módulos con un ángulo de Azimut de 21°, ya que de esta manera instalaremos una mayor potencia y tendremos una mayor rentabilidad.

3. PRODUCCIÓN Y CONSUMO ENERGÉTICO DIARIO Y ANUAL

A continuación, se procede a realizar el balance anual de la producción energética que se obtiene mediante la instalación fotovoltaica.

Tomamos los datos meteorológicos de la base de datos pública del Cabildo de Tenerife para conocer la radiación solar que incidirá sobre nuestra instalación. Estos datos están en Wh/m², los cuales normalizaremos frente a 1000 W/m². De este modo, la unidad de la radiación solar será lo que denominaremos directamente como las horas solares en las que los módulos trabajan a la potencia nominal. Por lo que, calcularemos la producción energética diaria realizando el producto entre la radiación solar y la potencia nominal de nuestros paneles.

Siguiendo el proceso indicado, se obtienen los resultados de radiación mensual que podemos ver a continuación.

ENERO	DATOS	
Fecha	Rad (Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/01/2020	3659,3	1244,162
02/01/2020	3067,3	1042,882
03/01/2020	3738,1	1270,954
04/01/2020	3810	1295,4
05/01/2020	2033,2	691,288
06/01/2020	3663,2	1245,488
07/01/2020	2019,6	686,664
08/01/2020	1070,5	363,97
09/01/2020	2308,2	784,788
10/01/2020	911,1	309,774
11/01/2020	1311,2	445,808
12/01/2020	1725,5	586,67
13/01/2020	3904,4	1327,496
14/01/2020	3945,7	1341,538
15/01/2020	3911,6	1329,944
16/01/2020	3997,2	1359,048
17/01/2020	4154,1	1412,394
18/01/2020	4129,4	1403,996
19/01/2020	3890,1	1322,634
20/01/2020	1979,9	673,166
21/01/2020	1523,3	517,922
22/01/2020	3437,8	1168,852
23/01/2020	2233	759,22
24/01/2020	2489,5	846,43
25/01/2020	2052,4	697,816
26/01/2020	1733	589,22
27/01/2020	2457,8	835,652
28/01/2020	4467,3	1518,882
29/01/2020	3959,6	1346,264
30/01/2020	4090,4	1390,736
31/01/2020	4220,4	1434,936
Total	91894,1	31243,994

Tabla 4: Radiación y producción energética del mes de enero.

FEBRERO	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/02/2020	4557,1	1549,414
02/02/2020	4748,3	1614,422
03/02/2020	4744,6	1613,164
04/02/2020	4180,8	1421,472
05/02/2020	1711,1	581,774
06/02/2020	4566,8	1552,712
07/02/2020	4060,7	1380,638
08/02/2020	4698,3	1597,422
09/02/2020	1718,3	584,222
10/02/2020	4814,2	1636,828
11/02/2020	4911,2	1669,808
12/02/2020	4741,9	1612,246
13/02/2020	4629,4	1573,996
14/02/2020	3479,4	1182,996
15/02/2020	4505,7	1531,938
16/02/2020	4598,5	1563,49
17/02/2020	1787,2	607,648
18/02/2020	1431,5	486,71
19/02/2020	1467,7	499,018
20/02/2020	2629,3	893,962
21/02/2020	1986,8	675,512
22/02/2020	5021,3	1707,242
23/02/2020	4041	1373,94
24/02/2020	2924,6	994,364
25/02/2020	4483	1524,22
26/02/2020	5618,7	1910,358
27/02/2020	3280,7	1115,438
28/02/2020	5796	1970,64
29/02/2020	5422,6	1843,684
Total	112556,7	38269,278

Tabla 5: Radiación y producción energética del mes de febrero.

MARZO	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/03/2020	5513,8	1874,692
02/03/2020	1808,4	614,856
03/03/2020	3063,5	1041,59
04/03/2020	6201	2108,34
05/03/2020	3433,4	1167,356
06/03/2020	3004	1021,36
07/03/2020	1908,5	648,89
08/03/2020	5154,4	1752,496
09/03/2020	6239,6	2121,464
10/03/2020	6343,7	2156,858
11/03/2020	5024,5	1708,33
12/03/2020	6313,6	2146,624
13/03/2020	1906,1	648,074
14/03/2020	2390,3	812,702
15/03/2020	2832,2	962,948
16/03/2020	4020,8	1367,072
17/03/2020	2433,2	827,288
18/03/2020	4266,8	1450,712
19/03/2020	1502,8	510,952
20/03/2020	4735,1	1609,934
21/03/2020	2736,8	930,512
22/03/2020	4885,3	1661,002
23/03/2020	2918,8	992,392
24/03/2020	3302,3	1122,782
25/03/2020	2008,8	682,992
26/03/2020	2575	875,5
27/03/2020	4057,6	1379,584
28/03/2020	2331,7	792,778
29/03/2020	4528,8	1539,792
30/03/2020	4990,5	1696,77
31/03/2020	2556,7	869,278
Total	114988	39095,92

Tabla 6: Radiación y producción energética del mes de marzo.

ABRIL	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/01/1900	5230,8	1778,472
02/04/2020	5208,3	1770,822
03/04/2020	6704,6	2279,564
04/04/2020	6894,9	2344,266
05/04/2020	5756,4	1957,176
06/04/2020	5446,7	1851,878
07/04/2020	7033,1	2391,254
08/04/2020	7198,2	2447,388
09/04/2020	5502	1870,68
10/04/2020	6280,1	2135,234
11/04/2020	4424,2	1504,228
12/04/2020	4257,7	1447,618
13/04/2020	4130,9	1404,506
14/04/2020	4999,6	1699,864
15/04/2020	6306,9	2144,346
16/04/2020	2053,7	698,258
17/04/2020	2891,9	983,246
18/04/2020	3542,4	1204,416
19/04/2020	5748,1	1954,354
20/04/2020	7382,2	2509,948
21/04/2020	4543,9	1544,926
22/04/2020	2563,6	871,624
23/04/2020	1856	631,04
24/04/2020	4890,3	1662,702
25/04/2020	2729,6	928,064
Total	123576,1	42015,874

Tabla 7: Radiación y producción energética del mes de abril.

MAYO	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/05/2019	2022,6	687,684
02/05/2019	2725,7	926,738
03/05/2019	2427,5	825,35
04/05/2019	2034	691,56
05/05/2019	4845,9	1647,606
06/05/2019	7187,1	2443,614
07/05/2019	8402,1	2856,714
08/05/2019	8593,2	2921,688
09/05/2019	2664,6	905,964
10/05/2019	3620	1230,8
11/05/2019	5189,3	1764,362
12/05/2019	7046,9	2395,946
13/05/2019	5205,1	1769,734
14/05/2019	6991,7	2377,178
15/05/2019	4427,5	1505,35
16/05/2019	4663	1585,42
17/05/2019	1912,9	650,386
18/05/2019	1126,2	382,908
19/05/2019	1949,2	662,728
20/05/2019	2532,6	861,084
21/05/2019	2677,4	910,316
22/05/2019	2271,2	772,208
23/05/2019	2441,2	830,008
24/05/2019	3802,8	1292,952
25/05/2019	2886,1	981,274
26/05/2019	3552,6	1207,884
27/05/2019	7918,5	2692,29
28/05/2019	5256,4	1787,176
29/05/2019	7402,6	2516,884
30/05/2019	7847,2	2668,048
31/05/2019	8521,2	2897,208
Total	140144,3	47649,062

Tabla 8: Radiación y producción energética del mes de mayo.

JUNIO	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/06/2019	7841,5	2666,11
02/06/2019	8131,8	2764,812
03/06/2019	8283,9	2816,526
04/06/2019	7859,3	2672,162
05/06/2019	2196,2	746,708
06/06/2019	2117	719,78
07/06/2019	3296,1	1120,674
08/06/2019	2014,8	685,032
09/06/2019	6386,5	2171,41
10/06/2019	3722,2	1265,548
11/06/2019	3924,3	1334,262
12/06/2019	3169,2	1077,528
13/06/2019	2434,6	827,764
14/06/2019	3809,1	1295,094
15/06/2019	2565,5	872,27
16/06/2019	8598,1	2923,354
17/06/2019	6942,2	2360,348
18/06/2019	2328,4	791,656
19/06/2019	3552,4	1207,816
20/06/2019	3878,5	1318,69
21/06/2019	3536	1202,24
22/06/2019	6061,1	2060,774
23/06/2019	8201,7	2788,578
24/06/2019	5704,5	1939,53
25/06/2019	3370,5	1145,97
26/06/2019	1690,7	574,838
27/06/2019	4329,2	1471,928
28/06/2019	4840,3	1645,702
29/06/2019	4724,4	1606,296
30/06/2019	2467,9	839,086
Total	137977,9	46912,486

Tabla 9: Radiación y producción energética del mes de junio.

JULIO	DATOS	
	Fecha	Rad(Wh/m ²)
01/07/2019	3341,1	1135,974
02/07/2019	2974	1011,16
03/07/2019	4118,1	1400,154
04/07/2019	3585,7	1219,138
05/07/2019	2895,1	984,334
06/07/2019	2113,2	718,488
07/07/2019	1156,1	393,074
08/07/2019	2248,1	764,354
09/07/2019	2989,9	1016,566
10/07/2019	4223	1435,82
11/07/2019	3063,2	1041,488
12/07/2019	2807,6	954,584
13/07/2019	4782,4	1626,016
14/07/2019	3569,1	1213,494
15/07/2019	2366,8	804,712
16/07/2019	2102,8	714,952
17/07/2019	3689,9	1254,566
18/07/2019	3763,6	1279,624
19/07/2019	5172,2	1758,548
20/07/2019	2939	999,26
21/07/2019	2879,3	978,962
22/07/2019	7020,1	2386,834
23/07/2019	7972,6	2710,684
24/07/2019	8566,3	2912,542
25/07/2019	8601,1	2924,374
26/07/2019	3234,1	1099,594
27/07/2019	3448,6	1172,524
28/07/2019	3613	1228,42
29/07/2019	5743	1952,62
30/07/2019	1905	647,7
31/07/2019	2520,5	856,97
Total	119404,5	40597,53

Tabla 10:Radiación y producción energética del mes de febrero.

AGOSTO	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/08/2019	3225,6	1096,704
02/08/2019	4298,6	1461,524
03/08/2019	4364,7	1483,998
04/08/2019	4929,8	1676,132
05/08/2019	5742,9	1952,586
06/08/2019	2709,6	921,264
07/08/2019	5975,5	2031,67
08/08/2019	7763,7	2639,658
09/08/2019	7619,2	2590,528
10/08/2019	6618,9	2250,426
11/08/2019	2021,7	687,378
12/08/2019	7118,2	2420,188
13/08/2019	5818,4	1978,256
14/08/2019	4527,6	1539,384
15/08/2019	5521,1	1877,174
16/08/2019	5172,2	1758,548
17/08/2019	7020,1	2386,834
18/08/2019	5743	1952,62
19/08/2019	7237,6	2460,784
20/08/2019	7763,4	2639,556
21/08/2019	5033,9	1711,526
22/08/2019	7585,2	2578,968
23/08/2019	6193,2	2105,688
24/08/2019	4868,4	1655,256
25/08/2019	6457	2195,38
26/08/2019	3846,6	1307,844
27/08/2019	5570	1893,8
28/08/2019	3098,4	1053,456
29/08/2019	3018,5	1026,29
30/08/2019	6809,4	2315,196
31/08/2019	4485,6	1525,104
Total	168158	57173,72

Tabla 11: Radiación y producción energética del mes de agosto.

SEPTIEMBRE	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/09/2019	4238	1440,92
02/09/2019	4785,5	1627,07
03/09/2019	3822,6	1299,684
04/09/2019	6543,2	2224,688
05/09/2019	3402,9	1156,986
06/09/2019	1256	427,04
07/09/2019	4460,1	1516,434
08/09/2019	2106,2	716,108
09/09/2019	1690,6	574,804
10/09/2019	5243	1782,62
11/09/2019	4089,3	1390,362
12/09/2019	2850,4	969,136
13/09/2019	3111,2	1057,808
14/09/2019	3026,5	1029,01
15/09/2019	6814	2316,76
16/09/2019	4514,9	1535,066
17/09/2019	5174,9	1759,466
18/09/2019	5020,9	1707,106
19/09/2019	3474,7	1181,398
20/09/2019	5780	1965,2
21/09/2019	6390,5	2172,77
22/09/2019	5168,9	1757,426
23/09/2019	1558,6	529,924
24/09/2019	1370,1	465,834
25/09/2019	2476,2	841,908
26/09/2019	2145,4	729,436
27/09/2019	2714,1	922,794
28/09/2019	1717,8	584,052
29/09/2019	5342,6	1816,484
30/09/2019	4864,6	1653,964
Total	115153,7	39152,258

Tabla 12: Radiación y producción energética del mes de septiembre.

OCTUBRE	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/10/2019	4215,9	1433,406
02/10/2019	5662,6	1925,284
03/10/2019	5803,2	1973,088
04/10/2019	5969,2	2029,528
05/10/2019	2131,5	724,71
06/10/2019	1645,2	559,368
07/10/2019	3396,9	1154,946
08/10/2019	4312,1	1466,114
09/10/2019	3588,4	1220,056
10/10/2019	1272,8	432,752
11/10/2019	2180,4	741,336
12/10/2019	3210,4	1091,536
13/10/2019	4700,7	1598,238
14/10/2019	1780,6	605,404
15/10/2019	2540,2	863,668
16/10/2019	1230,3	418,302
17/10/2019	4142,6	1408,484
18/10/2019	1334,4	453,696
19/10/2019	2850,4	969,136
20/10/2019	1959	666,06
21/10/2019	2820,9	959,106
22/10/2019	3277,9	1114,486
23/10/2019	1336,8	454,512
24/10/2019	4313,1	1466,454
25/10/2019	1559,4	530,196
26/10/2019	858,5	291,89
27/10/2019	2002,8	680,952
28/10/2019	4524,8	1538,432
29/10/2019	4476,8	1522,112
30/10/2019	4618,2	1570,188
31/10/2019	4817,4	1637,916
Total	98533,4	33501,356

Tabla 13: Radiación y producción energética del mes de octubre.

NOVIEMBRE	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/11/2019	2759,8	938,332
02/11/2019	4572,9	1554,786
03/11/2019	4633,2	1575,288
04/11/2019	4154,5	1412,53
05/11/2019	3632,3	1234,982
06/11/2019	2252,2	765,748
07/11/2019	1588,3	540,022
08/11/2019	1759,2	598,128
09/11/2019	1887,4	641,716
10/11/2019	1928,4	655,656
11/11/2019	2257	767,38
12/11/2019	1849,3	628,762
13/11/2019	2265,5	770,27
14/11/2019	1486,9	505,546
15/11/2019	1147,2	390,048
16/11/2019	3251,8	1105,612
17/11/2019	1675,2	569,568
18/11/2019	1859,5	632,23
19/11/2019	1848	628,32
20/11/2019	3211,8	1092,012
21/11/2019	3759,6	1278,264
22/11/2019	3696,5	1256,81
23/11/2019	3413,9	1160,726
24/11/2019	1221,1	415,174
25/11/2019	1764,8	600,032
26/11/2019	1424,2	484,228
27/11/2019	1401,5	476,51
28/11/2019	3001,1	1020,374
29/11/2019	3858,3	1311,822
30/11/2019	3735,3	1270,002
Total	77296,7	26280,878

Tabla 14: Radiación y producción energética del mes de noviembre.

DICIEMBRE	DATOS	
Fecha	Rad(Wh/m ²)	Producción energética LG (kWh)
01/12/2019	3378,7	1148,758
02/12/2019	1924,7	654,398
03/12/2019	2308,6	784,924
04/12/2019	2396,4	814,776
05/12/2019	1236,2	420,308
06/12/2019	1340,8	455,872
07/12/2019	1045,5	355,47
08/12/2019	2053,2	698,088
09/12/2019	3138,7	1067,158
10/12/2019	3246,2	1103,708
11/12/2019	1237	420,58
12/12/2019	1392,3	473,382
13/12/2019	1373	466,82
14/12/2019	2567,1	872,814
15/12/2019	1871,1	636,174
16/12/2019	2161,4	734,876
17/12/2019	2918,6	992,324
18/12/2019	2919,6	992,664
19/12/2019	3659,3	1244,162
20/12/2019	3694,8	1256,232
21/12/2019	3111,3	1057,842
22/12/2019	2592,9	881,586
23/12/2019	2420,7	823,038
24/12/2019	3580,1	1217,234
25/12/2019	1920,5	652,97
26/12/2019	3295,1	1120,334
27/12/2019	3621,6	1231,344
28/12/2019	3672,7	1248,718
29/12/2019	3767	1280,78
30/12/2019	3230,8	1098,472
31/12/2019	3866,3	1314,542
Total	80942,2	27520,348

Tabla 15: Radiación y producción energética del mes de diciembre.

Tras haber visualizado estos datos, podemos afirmar que es en los meses desde marzo hasta septiembre donde tenemos la mayor producción energética. Asimismo, debemos comentar que en agosto obtenemos el valor más alto de potencia, esto es debido a la alta radiación producida a lo largo del mes.

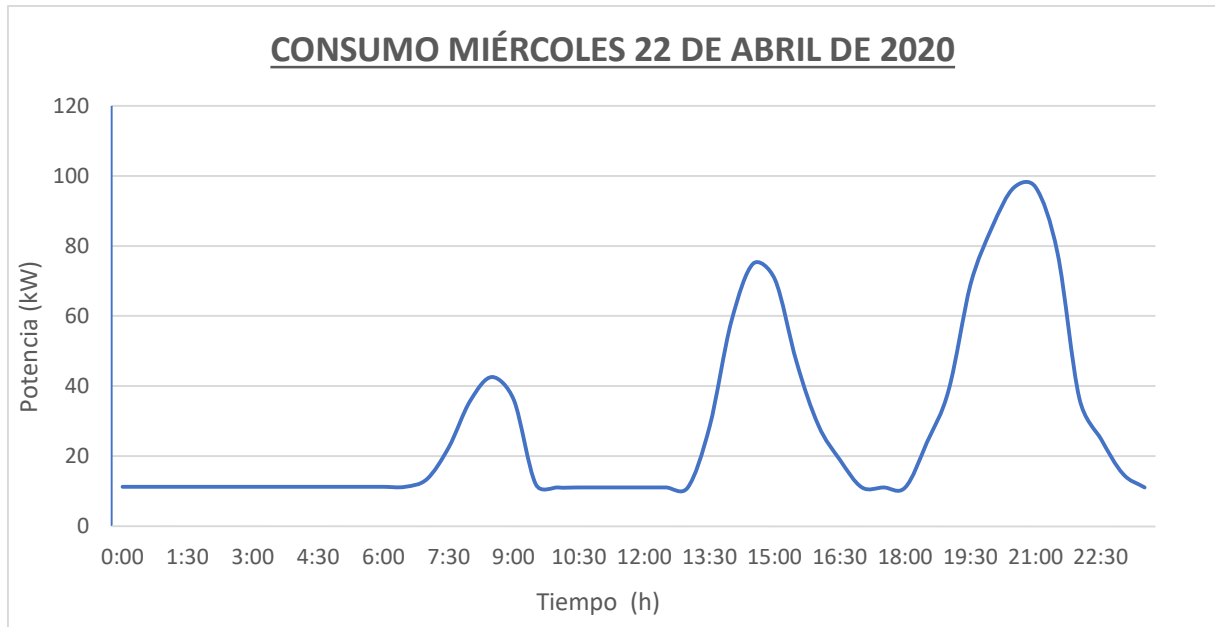
No obstante, es imprescindible realizar un balance anual con la finalidad de analizar los datos desde una perspectiva global. Por lo tanto, a continuación mostramos la producción energética anual tomando los datos mostrados previamente:

MES	Radiación mensual (W/m ²)	Producción (kWh)
		LG
Enero	91894,1	31243,994
Febrero	112556,7	38269,278
Marzo	114988	39095,92
Abril	123576,1	42015,874
Mayo	140144,3	47649,062
Junio	137977,9	46912,486
Julio	119404,5	40597,53
Agosto	168158	57173,72
Septiembre	115153,7	39152,258
Octubre	98533,4	33501,36
Noviembre	77296,7	26280,878
Diciembre	80942,2	27520,348
PRODUCCIÓN ANUAL (MWh)		469,412708

Tabla 16: Radiación y producción energética anual.

Ahora bien, es necesario realizar un análisis del consumo eléctrico para poder determinar con exactitud el ahorro energético que supone la instalación. Por lo tanto, se ha llevado a cabo un estudio de un día del mes de abril (mes en el cual las condiciones climáticas son intermedias). Se ha escogido el miércoles 22 de abril de 2020, ya que al ser un día laboral las familias permanecen en el domicilio unas horas concretas a lo largo de la jornada, lo cual se ve reflejado en un aumento considerable del consumo energético.

A continuación, mostramos el gráfico donde se pueden apreciar las condiciones que mencionábamos anteriormente. Es importante comentar que los datos son obtenidos de la aplicación “Mi Consumo”, creada por el distribuidor Naturgy, a partir de la cual se ha realizado con exactitud la siguiente representación.

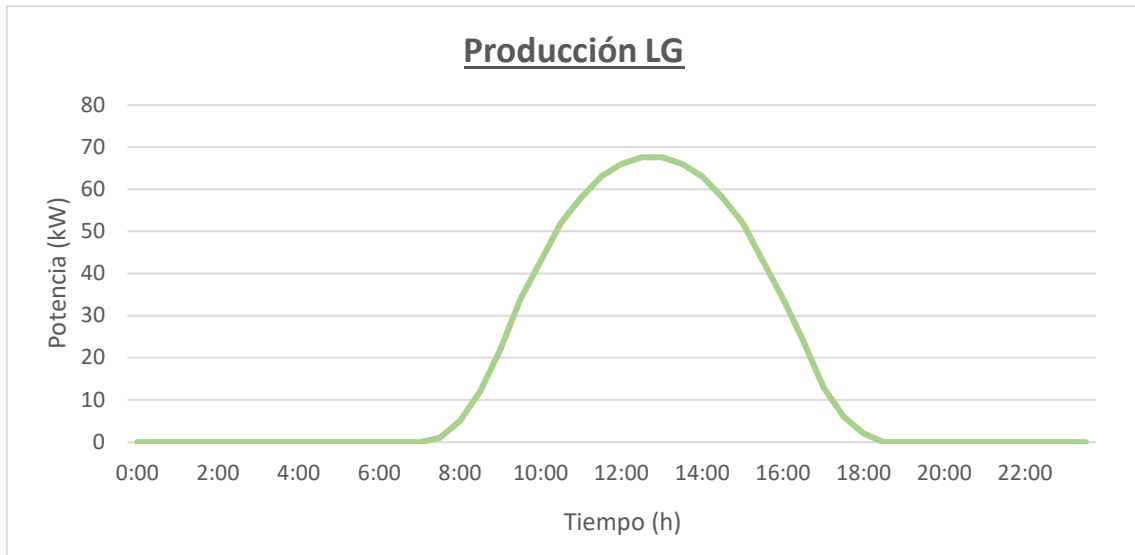


Gráfica 1: Consumo del miércoles 22 de abril.

Como ya hemos comentado, podemos apreciar varios aumentos en el consumo energético. Empieza a producirse un incremento a primera hora de la mañana, debido a que las familias se preparan para empezar su día hasta que abandonan la vivienda en torno a las 9:30 horas. También, podemos observar como a las 13:30 horas se produce otro crecimiento del consumo, ya que se empiezan a usar varios electrodomésticos, y vuelve a disminuir sobre las 17:00 horas. Por último, vemos claramente el aumento más fuerte de potencia a las 21:00 horas, lo que nos hace plantearnos varias alternativas a emplear en nuestra instalación, que comentaremos posteriormente una vez hayamos estudiado la producción energética diaria.

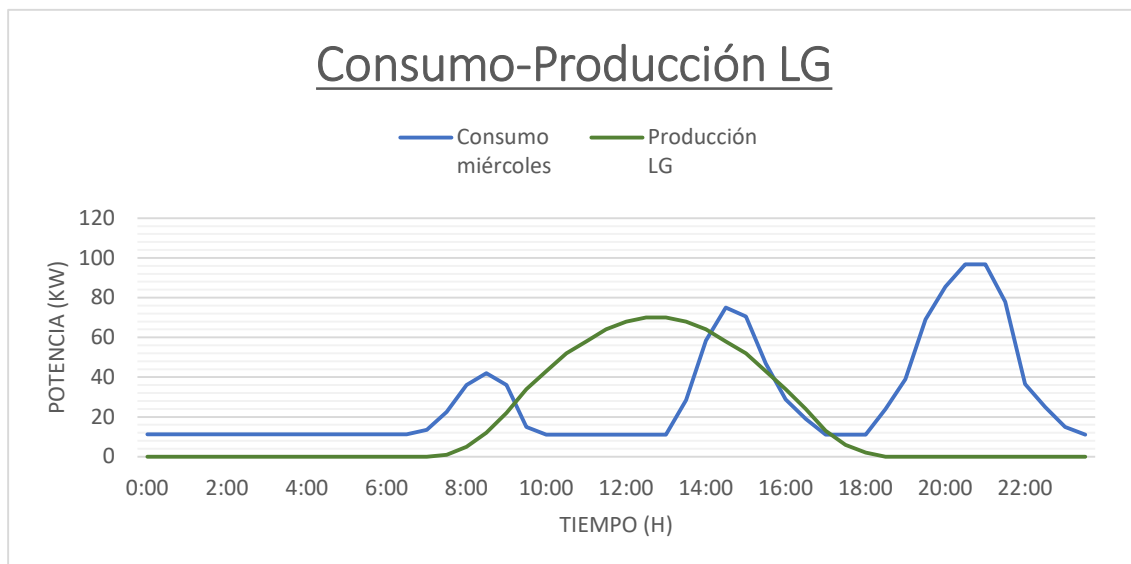
No obstante, realizamos la estimación de producción energética mediante el programa Sunny Design, y posteriormente acudimos al software PVWatts para verificar que los resultados eran similares.

Conocido este valor, procedemos a realizar una representación gráfica de dicha producción, a partir de los resultados obtenidos en la simulación del PVWatts.



Gráfica 2: Producción energética.

Ahora debemos comparar en un mismo gráfico el consumo y la producción energética, para evaluar los diferentes escenarios que se dan a lo largo del transcurso del día, ya que existirán momentos de demanda de energía a la red, momentos de autoabastecimiento y momentos de devolución de energía a la red. Por ello, se muestra la gráfica anterior, ahora unida al consumo diario de las viviendas:



Gráfica 3: Consumo y producción energética.

Tal y como podemos observar en el gráfico, entre las 10:00 y las 13:00 tenemos una gran cantidad de energía que será vertida a la red, ya que no se produce autoconsumo en las horas

mencionadas anteriormente. Asimismo, podemos ver que entre las 18:00 y las 8:00 tendremos que demandar toda la energía de la red, pues sobre estas horas no es posible obtener ningún tipo de energía de nuestros paneles solares.

Analizando lo comentado anteriormente y según el RD 244/2019 nos acogeremos a la modalidad de autoconsumo con excedentes, en la que reglamentariamente se pueden desarrollar mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit energético de los consumidores.

4. INVERSORES

Tal y como comentamos en otra ocasión, hemos realizado la simulación con Sunny Design, el cuál además de llevar a cabo todos los cálculos correspondientes a la producción y al ahorro, nos indica la cantidad de inversores que debemos instalar para obtener el mayor rendimiento energético posible.

No obstante, hemos elegido un total de seis inversores, todos ellos pertenecientes al modelo **SMA STP 15000TL-30**, en el que se distinguen cinco inversores con la misma configuración de entrada y otro inversor con entradas y número de módulos diferente.

Debemos comentar que dispondremos de dos entradas para cada inversor, las cuales denominaremos como “Entrada A” y “Entrada B”. Todas tendrán un único string donde podremos conectar hasta 17 módulos, menos en el caso del otro inversor, cuyo valor asciende hasta 18 módulos para cada entrada. De este modo, se tiene un total de 206 módulos fotovoltaicos distribuidos en los 6 inversores SMA STP 15000TL-30.



Imagen 6: Inversor SMA STP 15000TL-30.

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC	15330 W/15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A;3; B:3
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	$\leq 3\%$
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	•
Monitorización de toma a tierra/de red	• / •
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	o
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	• / • / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	•
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II

Tabla 17: Datos del inversor.

A continuación, realizaremos ciertos cálculos para asegurarnos de que nos encontramos en los límites establecidos por el fabricante.

CÁLCULO DE V_{min} :

Hemos tomado los valores de tensión en circuito abierto del panel, y calcularemos la tensión mínima para que el inversor funcione de manera correcta. De este modo, extraemos de la hoja

de datos del panel fotovoltaico que la tensión en circuito abierto es de 41,1 V y que el coeficiente de temperatura V_{oc} asciende a $-0.27\%/^{\circ}C$.

Primero debemos hallar el coeficiente que multiplicará el voltaje V_{oc} especificado en el datasheet del panel, lo que determinaremos con la siguiente ecuación:

$$K = -0.27 \%^{\circ}C * (T - 25^{\circ}C)$$

Tras haber consultado distintas fuentes meteorológicas encontramos que la temperatura máxima en el lugar de la instalación oscilará entre $26^{\circ}C$ y $29^{\circ}C$ por tanto, se estimará una temperatura máxima de $29^{\circ}C$. De este modo:

$$K = -0.27 \%^{\circ}C * (29^{\circ}C - 25^{\circ}C) = -0.0108$$

Multiplicando este factor por el valor de tensión en circuito abierto del panel correspondiente:

$$V_p = \text{Coeficiente} * V_{OC} = -0.0108 * 41,1 V = -0,44 V$$

Ahora se procede a determinar el voltaje en cada uno de los string de entrada del inversor, para ello se multiplica V_p por el número de paneles en cada string:

$$V_{string} = -0,44 V * 17 = -7,48 V$$

Este valor será la diferencia entre el valor a temperatura ambiente y el valor que resultará a la temperatura máxima, la cual calcularemos como:

$$V_{min} = -7,48 V + 17 * 41,1 V = \mathbf{691,22 V}$$

Observando con detenimiento la hoja de datos de los inversores seleccionados, podemos ver que el mínimo voltaje a la entrada establecido para la correcta transformación de onda es de 150 V. Por tanto, el resultado obtenido se encuentra dentro del límite mínimo establecido por el fabricante.

CÁLCULO de $V_{m\acute{a}x}$:

De la misma manera determinaremos el voltaje máximo a la entrada del inversor que se ha implementado. Para este cálculo los datos referidos tanto al coeficiente de temperatura como la tensión en circuito abierto del panel (V_{oc}) serán iguales al apartado anterior.

La siguiente ecuación calcula el coeficiente por el que se multiplicará posteriormente el voltaje V_{oc} especificado en el datasheet del panel:

$$K = -0.27 \%^{\circ}C * (T - 25^{\circ}C)$$

Tras haber consultado distintas fuentes meteorológicas encontramos que la temperatura mínima en el lugar de la instalación oscilará entre $11^{\circ}C$ y $13^{\circ}C$ por tanto, se estimará una temperatura mínima de $11^{\circ}C$. De este modo:

$$K = -0.27 \%^{\circ}C * (11^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 0,0378$$

Multiplicando este factor por el valor de tensión en circuito abierto del panel correspondiente:

$$V_p = K * V_{OC} = 0,0378 * 41,1 V = 1,55 V$$

Ahora, se multiplica este valor de tensión por el número de módulos fotovoltaicos de cada uno de los string:

$$V_{string} = 1.55 * 17 = 26,35 V$$

Una vez se tiene el aumento que se produce al considerar una temperatura inferior a la nominal se procede a calcular de nuevo el voltaje que se tendrá a la entrada del inversor:

$$V_{m\acute{a}x} = 26,35 + 17 * 41,1 = 725,05 V$$

El valor resultante es inferior a $1000 V$ que es el máximo que establece el fabricante para estos modelos de inversores.

Por último, cabe destacar que cada edificio dispondrá de una caseta destinada a proteger los inversores de condiciones ambientales y evitaremos también su manipulación por parte de personas no autorizadas.

5. CABLES

En este apartado realizaremos los cálculos de longitud de cada derivación. Para determinar la longitud de cada una de las líneas debemos tener en cuenta dos segmentos de cableado distintos. En primer lugar, consideramos el tramo que conecta los módulos con el inversor y luego el tramo que va desde el inversor hasta el punto de conexión. A continuación, mostramos la distribución de las entradas de los inversores.

- 5 de ellos tienen la siguiente configuración:

Entrada A: Generador FV 1
17 x LG Electronics Inc. LG340N1C-A5 (Neon 2) (03/2018), Acimut: 21 °, Inclinación: 28 °, Tipo de montaje: Techo

Entrada B: Generador FV 1
17 x LG Electronics Inc. LG340N1C-A5 (Neon 2) (03/2018), Acimut: 21 °, Inclinación: 28 °, Tipo de montaje: Techo

Imagen 7: Configuración del inversor.

- El inversor restante sigue la estructura:

Entrada A: Generador FV 1
18 x LG Electronics Inc. LG340N1C-A5 (Neon 2) (03/2018), Acimut: 21 °, Inclinación: 28 °, Tipo de montaje: Techo

Entrada B: Generador FV 1
18 x LG Electronics Inc. LG340N1C-A5 (Neon 2) (03/2018), Acimut: 21 °, Inclinación: 28 °, Tipo de montaje: Techo

Imagen 8: Configuración del inversor.

Cabe destacar que conectaremos dos inversores en cada edificio. Para el primero utilizaremos 1 inversor de 34 módulos y otro de 36, y para los dos edificios restantes emplearemos 4 inversores de 34 módulos cada uno.

En primer lugar, realizaremos la distribución del bloque 1. En este caso, colocaremos 36 módulos a un inversor y 34 al otro, quedando 8 módulos que conectaremos al inversor del bloque 2. Ahora podemos observar una imagen de cómo hemos realizado la configuración:

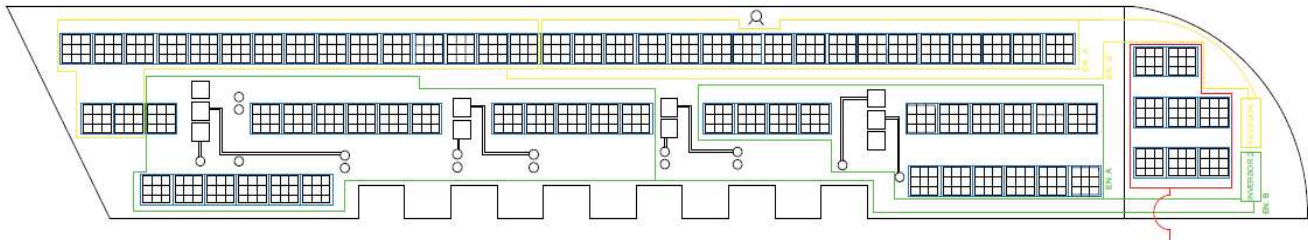


Figura 7: Distribución de módulos en el bloque 1.

En este bloque el inversor se encuentra a un desnivel de dos metros respecto a donde se instalan los módulos, lo cual se ha tenido en cuenta para el correcto dimensionamiento del cableado. En los dos bloques restantes el inversor se colocará al mismo nivel que los paneles.

Para la entrada A del inversor 1 (amarillo), se escogerán los primeros 17 módulos de la parte superior derecha, lo cual nos supondrá utilizar 81 metros de cable. Para la entrada B del inversor 1 se toman los 15 módulos restantes de la primera fila y dos de la segunda, por lo que necesitaremos 135 metros de cable.

En lo que respecta al segundo inversor (verde), para la entrada A se escogerán los 6 módulos de la parte inferior derecha y 12 módulos más de la segunda fila, por lo tanto, emplearemos 73 metros. Por último, utilizaremos los módulos restantes de la segunda y tercera fila para conectarlos a la entrada B, para lo que es necesario 142 metros de cable.

En segundo lugar, se procede a la configuración del bloque 2. Para poder verlo con más claridad mostraremos la distribución de los módulos:

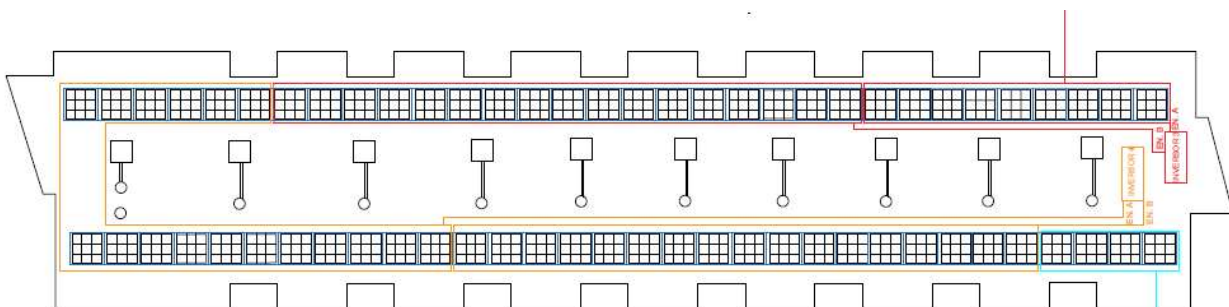


Figura 8: Distribución de módulos del bloque 2.

Para la entrada A del inversor 3 (rojo), utilizaremos aquellos módulos que quedaron sin conectar en el bloque 1 y 9 módulos pertenecientes a este bloque. Por lo tanto, debemos utilizar 75 metros de cable, teniendo en cuenta que los edificios miden 7,5 metros de alto y que entre ellos hay

una distancia de 10 metros. Para la entrada B del mismo inversor es necesario 62 metros de cable.

En cuanto al inversor 4 (naranja), para la entrada A tomaremos 6 módulos restantes de la primera fila y 11 módulos de la segunda, por lo que se requiere de 105 metros de cable. Para la entrada B escogeremos 17 módulos de la segunda fila, luego tendremos que disponer de 65 metros.

Por último, continuamos con la distribución del tercer bloque.

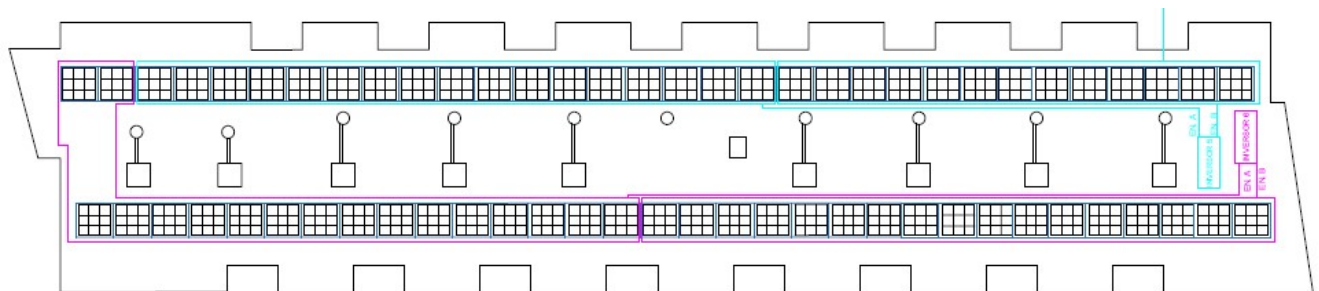


Figura 9: Distribución de módulos del bloque 3.

Para la entrada A del inversor 5 (cian), utilizaremos aquellos módulos que quedaron sin conectar en el bloque 2 y 13 módulos pertenecientes a este bloque. Por lo tanto, debemos utilizar 79 metros de cable, teniendo en cuenta la altura de los edificios que comentamos anteriormente y que entre ellos hay una distancia de 6 metros. Para la entrada B del mismo inversor es necesario 102 metros de cable.

En cuanto al inversor 6 (magenta), para la entrada A tomaremos 2 módulos restantes de la primera fila y 15 módulos de la segunda, por lo que necesitamos de 113 metros de cable. Para la entrada B tomaremos 17 módulos de la segunda fila, luego tendremos que disponer de 58 metros.

A continuación, se procede a describir el cableado que va desde los inversores hasta el punto de conexión.

En lo que respecta al bloque 1, los inversores estarán instalados en la superficie circular del extremo derecho, por lo que tendremos que llevar los cables desde ese mismo punto hasta el nivel del suelo. En las imágenes siguientes se muestra cómo lo hemos realizado.



Imagen 9: Cableado inversores 1 y 2 hasta punto de conexión.



Imagen 10: Vista de planta de conexión inversores 1 y 2 hasta punto de conexión.



Imagen 11: Cableado módulos del bloque 1 para conectar en módulo 2.

En cuanto al bloque 2, los inversores están instalados al mismo nivel que los módulos fotovoltaicos, por lo que tendremos:



Imagen 12: Cableado inversores 3 y 4 hasta punto de conexión.

Por último, en el bloque 3 tendremos la siguiente conexión:

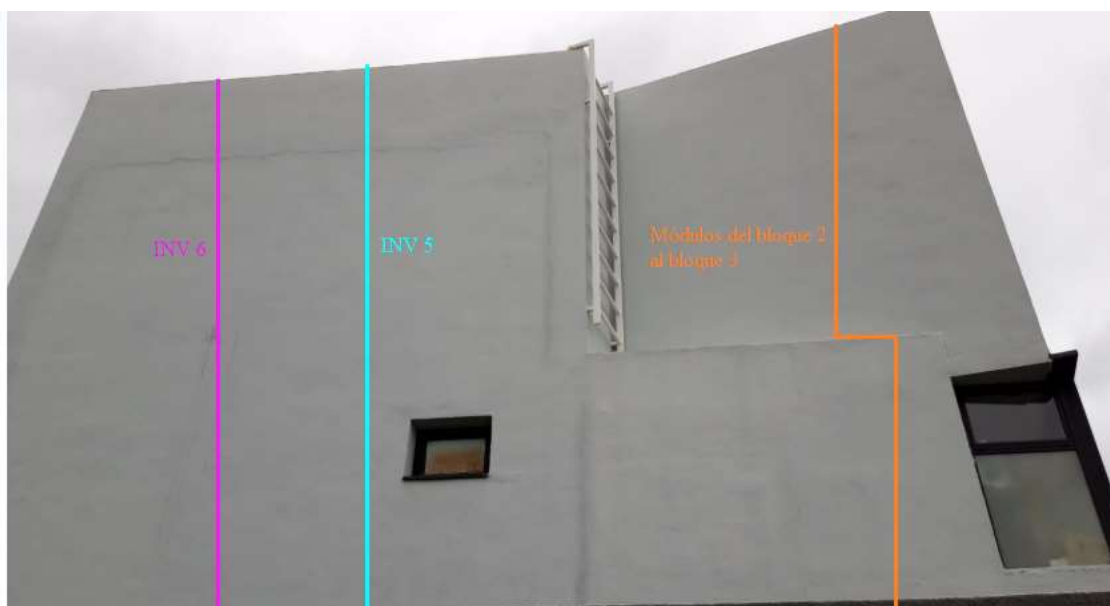


Imagen 13: Cableado inversores 5 y 6 hasta punto de conexión.

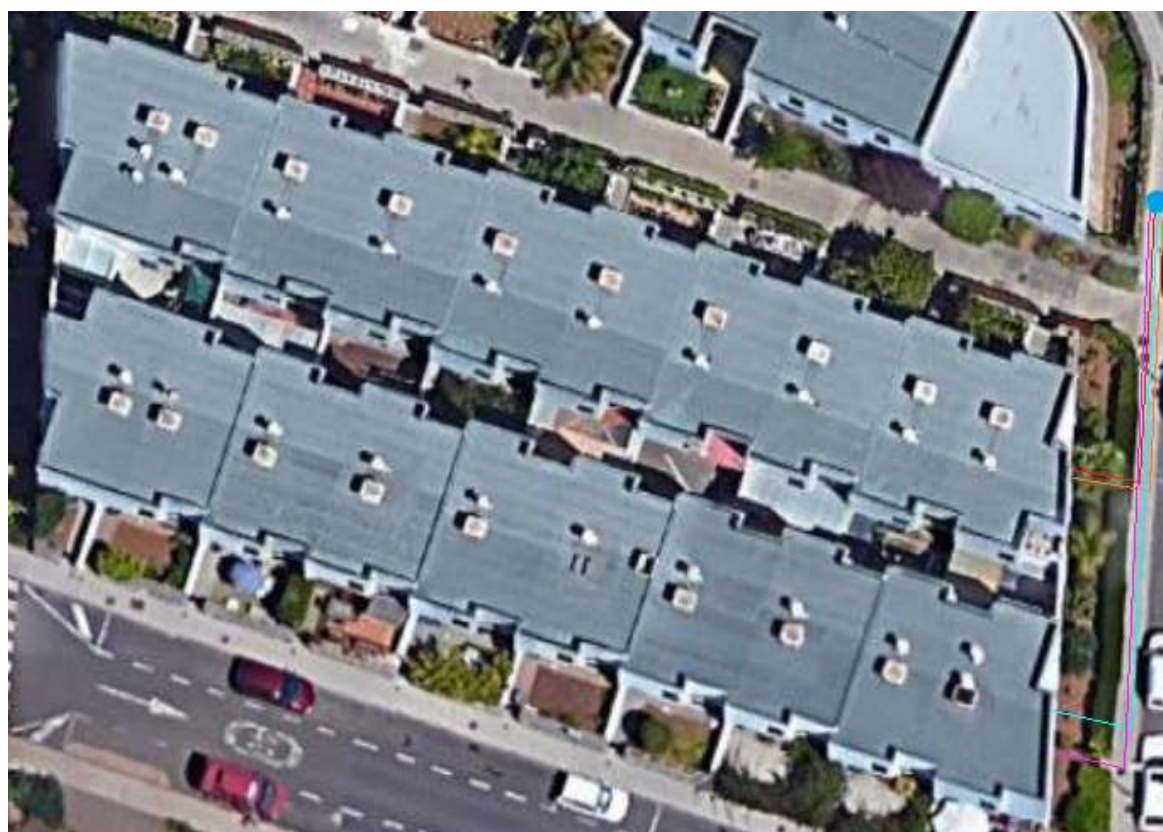


Imagen 14: Cableado inversores de los bloques 2 y 3 hasta punto de conexión.

Para ver las distancias de una forma más clara y sencilla, se ha realizado una tabla que recoge todas las longitudes calculadas. Incluye también las distancias desde los inversores hasta el punto de conexión.

DISTANCIAS MÓDULOS-INVERSOR			
BLOQUE 1			
INVERSOR	Entradas	Nº módulos	Distancia (m)
INVERSOR 1	Entrada A	17	81
	Entrada B	17	135
INVERSOR 2	Entrada A	18	73
	Entrada B	18	142
BLOQUE 2			
INVERSOR	Entradas	Nº módulos	Distancia (m)
INVERSOR 3	Entrada A	17	75
	Entrada B	17	62
INVERSOR 4	Entrada A	17	105
	Entrada B	17	65
BLOQUE 3			
INVERSOR	Entradas	Nº módulos	Distancia (m)
INVERSOR 5	Entrada A	17	79
	Entrada B	17	102
INVERSOR 6	Entrada A	17	113
	Entrada B	17	58
DISTANCIAS INVERSOR-PUNTO DE CONEXIÓN			
INVERSORES			Distancia (m)
INVERSOR 1			11
INVERSOR 2			12
INVERSOR 3			28
INVERSOR 4			29
INVERSOR 5			40
INVERSOR 6			41

Tabla 18: Distancia de cables.

Además, a cada uno de los valores de distancia medidos se le ha añadido un 5% de la medida realizada, ya que no es correcto que los cables vayan demasiado tensos en la instalación ni que se produzcan cambios de dirección del cableado en ángulos rectos o inferior.

Otro aspecto importante que debemos tener en cuenta es que para nuestro proyecto seleccionamos cables de cobre con una conductividad de $56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$, y que según el REBT en el ITC-BT-40 las caídas máximas de tensión permitidas son 0,5% para corriente continua (DC) y un 1% para corriente alterna (AC).

6. INTENSIDADES

Antes de comenzar con los cálculos, consideramos necesario mostrar los resultados obtenidos en la simulación acerca de los dos inversores:

	Entrada A:	Entrada B:	
Número de strings:	1	1	
Módulos fotovoltaicos:	17	17	
Potencia pico (de entrada):	5,78 kWp	5,78 kWp	
Tensión FV normal:	 549 V	 549 V	
Tensión mín.:	509 V	509 V	
Tensión de CC mín. (Tensión de red 230 V):	150 V	150 V	
Máx. tensión:	 724 V	 724 V	
Tensión de CC: máx.	1000 V	1000 V	
Corriente máx. del generador:	 9,9 A	 9,9 A	
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación	33 A	33 A	
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de	43 A	43 A	
Corriente máx. de cortocircuito (planta fotovoltaica):	 10,5 A	 10,5 A	

Tabla 19: Datos del inversor.

	Entrada A:	Entrada B:	
Número de strings:	1	1	
Módulos fotovoltaicos:	18	18	
Potencia pico (de entrada):	6,12 kWp	6,12 kWp	
Tensión FV normal:	 581 V	 581 V	
Tensión mín.:	539 V	539 V	
Tensión de CC mín. (Tensión de red 230 V):	150 V	150 V	
Máx. tensión:	 766 V	 766 V	
Tensión de CC: máx.	1000 V	1000 V	
Corriente máx. del generador:	 9,9 A	 9,9 A	
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación	33 A	33 A	
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de	43 A	43 A	
Corriente máx. de cortocircuito (planta fotovoltaica):	 10,5 A	 10,5 A	

Tabla 20: Datos del inversor.

Podemos observar que la máxima corriente establecida por seguidor del MPP es de 33 A, ya que es la suma de las 3 string de cada tipo. No obstante, tendremos una corriente igual a $9,9 \text{ A} \cdot 3 = 29,7 \text{ A}$.

Por último, hemos recogido todos los datos correspondientes a las intensidades en una tabla:

		Intensidad (A)
Módulos FV- Inversor 1	Entrada A	9,86
	Entrada B	9,86
Módulos FV - Inversor 2	Entrada A	9,86
	Entrada B	9,86
Módulos FV - Inversor 3	Entrada A	9,86
	Entrada B	9,86
Módulos FV - Inversor 4	Entrada A	9,86
	Entrada B	9,86
Módulos FV- Inversor 5	Entrada A	9,86
	Entrada B	9,86
Módulos FV- Inversor 6	Entrada A	9,86
	Entrada B	9,86
Inversor 1 - Punto de conexión		21,7
Inversor 2 - Punto de conexión		21,7
Inversor 3 - Punto de conexión		21,7
Inversor 4 - Punto de conexión		21,7
Inversor 5 - Punto de conexión		21,7
Inversor 6 - Punto de conexión		21,7

Tabla 21: Intensidades.

7. SECCIONES

En este apartado, nos encargamos de calcular las secciones de cada cable de la instalación. Para ello, utilizaremos la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta u}$$

Siendo:

→ S: Sección del cable (mm^2);

→ I: Intensidad máxima admisible por el cable (A);

→ L: Longitud del cable (m);

→ Δu : caída de tensión de la línea, que como se comentó antes será 0,5% para los tramos de corriente continua y 1% para los tramos de corriente alterna (V).

→ γ : Conductividad ($m/W * mm^2$);

INVERSOR 1:

$$S (\text{entrada A}) = \frac{2 * 81 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005\right)} = 9,73 \text{ mm}^2$$

Para determinar el valor de la sección del cable tenemos que buscar el valor normalizado de sección al que más se acerca, al alza, el resultado que acabamos de calcular. Por lo tanto, para este tramo la sección del cable será de 10 mm^2 .

$$S (\text{entrada B}) = \frac{2 * 135 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005\right)} = 16,2 \text{ mm}^2$$

Luego, tomaremos para esta entrada una sección igual a 25 mm^2 .

$$S (\text{salida inversor}) = \frac{2 * 11 \text{ m} * 21,7 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 400 \text{ V} * 0,01\right)} = 2,13 \text{ mm}^2$$

Por lo que, escogeremos una sección igual a $2,5 \text{ mm}^2$.

INVERSOR 2:

$$S (\text{entrada A}) = \frac{2 * 73 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 621 \text{ V} * 0,005)} = 8,28 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, para este tramo la sección del cable será de 10 mm^2 .

$$S (\text{entrada B}) = \frac{2 * 142 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 621 \text{ V} * 0,005)} = 16,1 \text{ mm}^2$$

Luego, tomaremos para esta entrada una sección igual a 25 mm^2 .

$$S (\text{salida inversor}) = \frac{2 * 12 \text{ m} * 21,7 \text{ A}}{(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 400 \text{ V} * 0,01)} = 2,33 \text{ mm}^2$$

Por lo que, escogeremos una sección igual a $2,5 \text{ mm}^2$.

INVERSOR 3:

$$S (\text{entrada A}) = \frac{2 * 75 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005)} = 9 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, para este tramo la sección del cable será de 10 mm^2 .

$$S (\text{entrada B}) = \frac{2 * 62 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005)} = 7,45 \text{ mm}^2$$

Luego, tomaremos para esta entrada una sección igual a 10 mm^2 .

$$S (\text{salida inversor}) = \frac{2 * 28 \text{ m} * 21,7 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 400 \text{ V} * 0,01\right)} = 5,43 \text{ mm}^2$$

Por lo que, escogeremos una sección igual a 6 mm^2 .

INVERSOR 4:

$$S (\text{entrada A}) = \frac{2 * 105 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005\right)} = 12,61 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, para este tramo la sección del cable será de 16 mm^2 .

$$S (\text{entrada B}) = \frac{2 * 65 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005\right)} = 7,81 \text{ mm}^2$$

Luego, tomaremos para esta entrada una sección igual a 10 mm^2 .

$$S (\text{salida inversor}) = \frac{2 * 29 \text{ m} * 21,7 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 400 \text{ V} * 0,01\right)} = 5,62 \text{ mm}^2$$

Por lo que, escogeremos una sección igual a 6 mm^2 .

INVERSOR 5:

$$S (\text{entrada A}) = \frac{2 * 79 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005\right)} = 9,5 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, para este tramo la sección del cable será de 10 mm^2 .

$$S (\text{entrada B}) = \frac{2 * 102 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005\right)} = 12,25 \text{ mm}^2$$

Luego, tomaremos para esta entrada una sección igual a 16 mm^2 .

$$S (\text{salida inversor}) = \frac{2 * 40 \text{ m} * 21,7 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 400 \text{ V} * 0,01\right)} = 7,75 \text{ mm}^2$$

Por lo que, escogeremos una sección igual a 10 mm^2 .

INVERSOR 6:

$$S (\text{entrada A}) = \frac{2 * 113 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005\right)} = 13,57 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, para este tramo la sección del cable será de 16 mm^2 .

$$S (\text{entrada B}) = \frac{2 * 58 \text{ m} * 9,86 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 586,5 \text{ V} * 0,005\right)} = 7 \text{ mm}^2$$

Luego, tomaremos para esta entrada una sección igual a 7 mm^2 .

$$S (\text{salida inversor}) = \frac{2 * 41 \text{ m} * 21,7 \text{ A}}{\left(56 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 400 \text{ V} * 0,01\right)} = 7,94 \text{ mm}^2$$

Por lo que, escogeremos una sección igual a 10 mm^2 .

A continuación, mostramos una tabla donde se recogen todos los datos calculados:

		Intensidad (A)	Longitud (m)	Voltaje (V)	Caídas de tensión (V)	Conductividad (m/W*mm ²)	Sección (mm ²)	Sección normalizada (mm ²)
Módulos FV - Inversor 1	Entrada A	9,86	81	586,50	2,93	56	9,76	10
	Entrada B	9,86	135				16,2	25
Módulos FV - Inversor 2	Entrada A	9,86	73	621,00	3,11	56	8,28	10
	Entrada B	9,86	142				16,1	25
Módulos FV - Inversor 3	Entrada A	9,86	75	586,50	2,93	56	9	10
	Entrada B	9,86	62				7,45	10
Módulos FV - Inversor 4	Entrada A	9,86	105	586,50	2,93	56	12,61	16
	Entrada B	9,86	65				7,81	10
Módulos FV - Inversor 5	Entrada A	9,86	79	586,50	2,93	56	9,5	10
	Entrada B	9,86	102				12,25	16
Módulos FV - Inversor 6	Entrada A	9,86	113	586,50	2,93	56	13,57	16
	Entrada B	9,86	58				7	10
Inversor 1 - Punto de conexión		21,7	11	400	4	56	2,13	2,5
Inversor 2 - Punto de conexión		21,7	12	400	4	56	2,33	2,5
Inversor 3 - Punto de conexión		21,7	28	400	4	56	5,43	6
Inversor 4 - Punto de conexión		21,7	29	400	4	56	5,62	6
Inversor 5 - Punto de conexión		21,7	40	400	4	56	7,75	10
Inversor 6 - Punto de conexión		21,7	41	400	4	56	7,94	10

Tabla 22: Dimensionamiento de cables.

Por último, observando detalladamente la tabla optaremos por utilizar un cable monofásico de 25 mm^2 de XLPE para las conexiones de continua, ya que es el mayor valor que hemos obtenido y cumplirá entonces con los requisitos mínimos. Por otro lado, emplearemos un cable trifásico de 10 mm^2 de XLPE para las conexiones de corriente alterna, siguiendo el mismo criterio anterior.

8. CANALIZACIONES

Para realizar este apartado hemos acudido al ITC-BT-21, a partir del cual hemos obtenido una tabla que nos permitirá determinar el diámetro de canalización de los cables que van desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores. Agruparemos los cables de dos en dos para que cada string de módulos vaya hacia el inversor en una canalización distinta. No obstante, al tener cables de 25 mm^2 y dos conductores, tomaremos una canalización de 32 mm de diámetro exterior.

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

Tabla 23: Diámetros exteriores mínimos de los tubos.

Del mismo modo, obtenemos las canalizaciones de cableado que va de los inversores hasta el punto de conexión. Tal y como podemos observar en la tabla el valor máximo de sección para este tramo asciende a 10 mm², y tendremos un único conductor, por lo que tomaremos una canalización de 16 mm de diámetro exterior.

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

Tabla 24: Diámetros exteriores mínimos de los tubos.

9. PROTECCIONES

En este punto calcularemos las protecciones necesarias en la instalación. En nuestro caso, dispondremos al menos un magnetotérmico para cada una de las 5 líneas de alterna que llegan al punto de conexión, además de un diferencial para proteger personas de las derivas de la instalación y por último una protección contra sobretensiones tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna. Además, en el tramo de corriente continua debemos colocar un fusible para cada una de las líneas, es decir, antes de cada entrada al inversor se dispondrá de un fusible, por lo que serán necesarios un total de 12 fusibles.

FUSIBLES (DC):

Comenzaremos seleccionando las protecciones para cada una de las entradas de los inversores. Tras revisar el cálculo de las intensidades, obtenemos que la intensidad máxima que circulará por cada una de las líneas será de 9,86 A, por lo que tomaremos un fusible que soporte hasta 15 A. En el caso de que se sobrepase de ese valor de corriente se rompe el fusible, protegiendo así los inversores.

Fusible 15A 1000VDC



Imagen 15: Fusible.

MAGNETOTÉRMICOS (AC):

Estos interruptores están destinados a la protección de dispositivos eléctricos y electrónicos. En nuestro caso, tendremos 6 líneas de corriente alterna, por lo que situaremos un total de 6 magnetotérmicos. Conociendo la corriente máxima de salida del inversor, cuyo valor asciende a 29 A, acudimos a los valores normalizados y seleccionamos el magnetotérmico cuya intensidad nominal es de 32 A. Por tanto, se ha seleccionado el interruptor de la marca Schneider Electric el modelo IC60N-3P.



Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC60N
Número de polos	3P
Número de polos protegidos	3
[In] Corriente nominal	32 A
Tipo de red	CA CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	D
Capacidad de corte	6000 A Icn en 400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu en 12...60 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 380...415 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 6 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 36 kA Icu en 100...133 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 180 V CC acorde a EN/IEC 60947-2

Imagen 16: Datos de los interruptores magnetotérmicos.

A continuación, procederemos a determinar si el poder de corte (I_{pc}) es mayor a la intensidad de cortocircuito con el fin de verificar que los magnetotérmicos son los adecuados.

$$I_{pc} > I_{cc}$$

Donde la intensidad de cortocircuito se calcula como:

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{V}{R}$$

Esta ecuación se obtiene considerando la tensión en el principio de la instalación como 0,8 veces la tensión de suministro. De este modo, debemos determinar la resistencia de la propia línea, la cual puede ser obtenida mediante el uso de la siguiente expresión:

$$R = \rho * \frac{L}{S}$$

Siendo:

→ ρ : resistividad del cobre ($0,0171 \Omega * \frac{mm^2}{m}$);

→ L: longitud del cable (m);

→ S: sección del cable (mm^2);

Aplicando las ecuaciones mencionadas, procedemos a verificar la adecuación de los magnetotérmicos.

Línea Inversor 1 – Punto de conexión

$$R = 0,0171 \Omega * \frac{mm^2}{m} * \frac{11 m}{2,5 mm^2} = 0,0752 \Omega.$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400 V}{0,0752 \Omega} = 4,26 kA$$

Línea Inversor 2 – Punto de conexión

$$R = 0,0171 \Omega * \frac{mm^2}{m} * \frac{12 m}{2,5 mm^2} = 0,0821 \Omega.$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400 V}{0,0821 \Omega} = 3,9 kA$$

Línea Inversor 3 – Punto de conexión

$$R = 0,0171 \Omega * \frac{mm^2}{m} * \frac{28 m}{6 mm^2} = 0,0798 \Omega.$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400 V}{0,0798 \Omega} = 4,01 kA$$

Línea Inversor 4 – Punto de conexión

$$R = 0,0171 \Omega * \frac{mm^2}{m} * \frac{29 m}{6 mm^2} = 0,0827 \Omega.$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400 V}{0,0827 \Omega} = 3,87 kA$$

Línea Inversor 5 – Punto de conexión

$$R = 0,0171 \Omega * \frac{mm^2}{m} * \frac{40 m}{10 mm^2} = 0,0684 \Omega.$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400 V}{0,0684 \Omega} = 4,68 kA$$

Línea Inversor 6 – Punto de conexión

$$R = 0,0171 \Omega * \frac{mm^2}{m} * \frac{41 m}{10 mm^2} = 0,0701 \Omega.$$

$$I_{cc} = 0,8 * \frac{400 V}{0,0701 \Omega} = 4,56 kA$$

Tal y como podemos comprobar en ningún caso la intensidad de cortocircuito supera al poder de corte, que para nuestro magnetotérmico toma un valor de 6 kA, lo que demuestra que hemos elegido correctamente este interruptor.

PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS:

Según la ITC-BT-24 esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

Los medios utilizados son habitualmente:

→ Protección por aislamiento de las partes activas. Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.

Las pinturas, barnices, lacas y productos similares no se considera que constituyan un aislamiento suficiente en el marco de la protección contra los contactos directos.

→ Protección por medio de barreras o envolventes. Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección IP XXB, según UNE 20.324. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el buen funcionamiento de los equipos, se adoptarán precauciones apropiadas para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas y se garantizará que las personas sean conscientes del hecho de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Las superficies superiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles, deben responder como mínimo al grado de protección IP4X o IP XXD.

→ Protección por medio de obstáculos. Esta medida no garantiza una protección completa y su aplicación se limita, en la práctica, a los locales de servicio eléctrico solo accesibles al personal autorizado.

Los obstáculos están destinados a impedir los contactos fortuitos con las partes activas, pero no los contactos voluntarios por una tentativa deliberada de salvar el obstáculo.

→ Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento. Esta medida no garantiza una protección completa y su aplicación se limita, en la práctica, a los locales de servicio eléctrico solo accesibles al personal autorizado.

Los obstáculos están destinados a impedir los contactos fortuitos con las partes activas.

→ Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual. Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente diferencial-residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS:

Según la ITC-BT-24 esta protección se consigue mediante la aplicación del corte automático de alimentación. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales.

Para la protección contra contactos directos e indirectos se hará uso de un interruptor diferencial.

Se empleará un diferencial de la marca Schneider Electric, el modelo A9D31632, de alta sensibilidad con una corriente de fuga de 30 mA y un tiempo de respuesta de 50 ms, lo cual garantiza una protección adecuada para las personas.



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	25 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión f de corte	I _{dm} 1600 A I _m 1600 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[U _i] Tensión nominal de aislamiento	600 V CA 50/60 Hz
[U _{imp}] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta

Imagen 17: Datos del interruptor diferencial.

Por último, debemos comentar que los inversores poseen protecciones internas contra sobretensiones para corriente continua con descargadores integrados. No obstante, debemos seleccionar un descargador de sobretensiones para corriente alterna de tipo II, tal y como lo exige la hoja de datos del inversor. Por ello, hemos tomado el limitador de la marca MERSEN, cuyas características son ideales para nuestra instalación.



TECHNICAL DATA OVERVIEW

Class	Type 2 / Class II
U_n	48V, 60V, 120/208V, 230/400V, 277/480V, 400/690V
I_{max}	40 kA
I_n (8/20)	20 kA
SOCR	50 ... 100 kA
Body Material	PA66 CT1; V-0
System type	TT, TNS, TNC, IT
Number of Poles	1,2,3,4
Format	Pluggable
Temperature range	-40 ... 85 °C
I_{sc}	25 kA
IP Code	20
Back-up fuse	125 A gG
Stranded wire Section	6 ... 25 mm ²
Rigid wire Section	6 ... 35 mm ²
Response Time	25 ns

Imagen 18: Limitador de sobretensiones.

10. CONTADOR BIDIRECCIONAL

Es un dispositivo fundamental en una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes. En nuestro caso emplearemos un contador bidireccional para medir tanto la energía que se demanda a la red como la que se vierte a ella. No obstante, se ha hecho uso de un contador bidireccional tipo II de la marca Fronius, más concretamente el modelo Fronius Smart Meter 63A-3.



FRONIUS SMART METER			
DATOS TÉCNICOS	FRONIUS SMART METER 63A-3	FRONIUS SMART METER 50kA-3 ¹⁾	FRONIUS SMART METER 63A-1
Tensión nominal	400 - 415 V	400 - 415 V	230 - 240 V
Máxima corriente	3 x 63 A	3 x 50.000 A	1 x 63 A
Sección de cable de entrada	1 - 16 mm ²	0,05 - 4 mm ²	1 - 16 mm ²
Sección de cable de comunicación y neutro		0,05 - 4 mm ²	
Consumo de energía	1,5 W	2,5 W	1,5 W
Intensidad de inicio		40 mA	
Clase de precisión		2	
Precisión de energía activa		Class B (EN50470)	
Precisión de energía reactiva		Class 2 (ENIEC 62053-23)	
Sobrecorriente de corta duración		30 x I _{max} / 0,5 s	
Montaje		Interior (Carril DIN)	
Carcasa (ancho)	4 módulos DIN 43880	4 módulos DIN 43880	2 módulos DIN 43880
Tipo de protección		IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)	
Rango de temperatura de operación		-25 - +55°C	
Dimensiones (Altura x Anchura x Profundidad)	89 x 71,2 x 65,6	89 x 71,2 x 65,6	89 x 35 x 65,6
Interface para el inversor		Modbus RTU (RS485)	
Display	8 dígitos LCD	8 dígitos LCD	6 dígitos LCD

¹⁾ Disponible sin transformador de corriente. Más información sobre la correcta elección de los transformadores en www.fronius.es.

Imagen 19: Contador bidireccional.

11. PUESTA A TIERRA

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra hacemos uso de la ITC-BT-18 y se dimensionará de forma que no sea superior al valor especificado para ella, en cada caso. Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

-24 V en local o emplazamiento conductor.

-50 V en los demás casos.

Además, es importante comentar que el terreno sobre el que se realizará es un terreno cultivable poco fértil y, por lo tanto, ofrecerá una resistividad de 500 Ω·m. La resistencia de puesta a tierra se calculará con la siguiente expresión:

$$R_{picas} = \frac{\rho}{L}$$

Siendo ρ la resistividad del terreno y L la longitud de las picas, en este caso 5 metros. Por lo que tendremos:

$$R_{picas} = \frac{500 \Omega \cdot m}{5 m} = 100 \Omega$$

Para el caso de corriente continua se establece una tensión de 50 V, y se busca una resistencia que en caso de deriva se limite la intensidad a 100 mA. Sabiendo esto, se calcula la resistencia máxima de puesta a tierra:

$$R_{tm\acute{a}x} = \frac{50 \text{ V}}{0,1 \text{ A}} = 500 \Omega$$

Por tanto, para la puesta a tierra situaremos dos picas de 5 metros con resistencia de 100 Ω en paralelo, dando lugar a una resistencia de puesta a tierra de 50 Ω , asegurándonos así de que se cumplen los requisitos:

$$R_{total} = \frac{(100 \Omega * 100 \Omega)}{(100 \Omega + 100 \Omega)} = 50 \Omega$$

Con respecto a la corriente alterna, sabemos que la tensión máxima de contacto no puede ser superior a 50 V igual que para el caso de corriente continua. La intensidad vendrá dada por la sensibilidad del interruptor diferencial instalado en el local, que en este caso es de 30 mA. Por lo que la ecuación para determinar la resistencia máxima de tierra es:

$$R_{tm\acute{a}x} = \frac{50 \text{ V}}{0,03 \text{ A}} = 1666,7 \Omega$$

Por lo que, para este caso también situaremos dos picas de 5 metros con resistencia de 100 Ω en paralelo, dando lugar a una resistencia de puesta a tierra de 50 Ω , asegurándonos así de que se cumplen los requisitos:

$$R_{total} = \frac{(100 \Omega * 100 \Omega)}{(100 \Omega + 100 \Omega)} = 50 \Omega$$



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
RESIDENCIAL**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELETRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

ANEXO 2. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

Autor: Jorge González Méndez

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

Fecha: 28 de mayo de 2020

ÍNDICE

1. OBJETO.....	93
2. NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD APLICABLES A LA OBRA.....	93
3. DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS.....	94
4. DEFINICIÓN DE LOS RIESGOS Y LAS MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN.....	94
5. MEDIDAS DE SEGURIDAD EN LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	108

1. OBJETO

Conforme se especifica en el apartado 2 del Artículo 6 del R.D.1627/1.997, el Estudio

Básico deberá precisar:

- ➔ Las normas de seguridad y salud aplicables en la obra.
- ➔ La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias.
- ➔ Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas (en su caso, se tendrá en cuenta cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma y contendrá medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del Anexo II del Real Decreto.)
- ➔ Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

2. NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD APLICABLES A LA OBRA

- Ley 31/ 1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994).
- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-70, O.M. 28-07-77, O.M. 4-07-83, en los títulos no derogados).

3. DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS

Nuestro proyecto consiste en la implementación de módulos fotovoltaicos en el tejado de los distintos bloques de viviendas, tal y como se refleja en los planos. Se llevará a cabo el traslado de materiales a la zona de la instalación, y posteriormente se procederá a la colocación de los paneles en sus respectivos soportes, así como el conexionado de los mismos. Además, debemos realizar la conexión de las protecciones eléctricas en los cuadros generales de protección, y luego finalizaremos la instalación con la conexión de los propios inversores de señal a la red eléctrica.

Asimismo, debemos comentar que la mayor parte de los trabajos se realizarán en altura, por lo que es importante adoptar las medidas de seguridad necesarias, además de todas las medidas de seguridad pertenecientes a riesgo eléctrico.

4. DEFINICIÓN DE LOS RIESGOS Y LAS MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN

A) Trabajos en altura.

Riesgos más frecuentes:

- Exposición a radiaciones.
- Contactos con aparatos eléctricos
- Exposición a contaminantes químicos o biológicos
- Caída de objetos por desplome o derrumbamiento.
- Caída de objetos mientras se están manipulando
- Pisadas sobre objetos
- Choques, golpes contra objetos inmóviles o móviles
- Golpes y cortes por objetos y herramientas
- Caída de fragmentos y partículas
- Verse atrapado o aplastado por o entre objetos o vuelco de máquinas o vehículos
- Sobreesfuerzos, posturas inadecuadas o movimientos repetitivos
- Exposición a temperaturas ambientales adversas

- Contactos térmicos en operaciones de soldadura

Medidas preventivas:

- Cinturones de seguridad o arnés
- Si se desplazan horizontalmente, dispondrán de una tira de seguridad sólidamente amarrada a dos puntos fijos, atando los cinturones a esta tira.
- Casco de seguridad
- Calzado con suela antideslizante
- Portaherramientas para evitar caídas al vacío de las mismas, así como mochilas o bolsas para transportar esas herramientas en la altura
- No intentar alcanzar objetos lejanos estando en una escalera, ya que corre el riesgo de que la escalera venza, es preferible bajar de la escalera y moverla.
- No hacer juegos de equilibrio innecesarios
- Cuidar el calzado (limpio de grasa o cualquier otro producto que pueda resbalar)
- No utilizar escaleras de tijera como escaleras de apoyo, ya que su función no es esa.
- La longitud de la escalera debe ser suficiente para que en todo momento el trabajador pueda apoyar las manos y los pies
- Si se producen deterioros del material o averías, dejar de utilizar ese material

B) Cubiertas planas, inclinadas, material ligero.

Riesgos más frecuentes:

- Caídas de operarios al mismo nivel
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caída de operarios al vacío.
- Caída de objetos sobre operarios.
- Caídas de materiales transportados.
- Choques o golpes contra objetos.
- Atrapamientos y aplastamientos.
- Lesiones y/o cortes en manos y pies.
- Sobreesfuerzos.
- Ruidos, contaminación acústica.
- Vibraciones.

- Ambiente pulvígeno.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Dermatitis por contacto de cemento y cal.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Condiciones meteorológicas adversas.
- Trabajos en zonas húmedas o mojadas.
- Derivados de medios auxiliares usados.
- Quemaduras en impermeabilizaciones.
- Derivados del acceso al lugar de trabajo.
- Derivados de almacenamiento inadecuado de productos combustible.

Medidas preventivas:

- Marquesinas rígidas.
- Barandillas.
- Pasos o pasarelas.
- Redes verticales.
- Redes horizontales.
- Andamios de seguridad.
- Mallamos.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Escaleras auxiliares adecuadas.
- Escalera de acceso peldañeada y protegida.
- Carcasas resguardos de protección de partes móviles de máquinas.
- Plataformas de descarga de material.
- Evacuación de escombros.
- Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.
- Habilitar caminos de circulación.
- Andamios adecuados.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas o calzado de seguridad.
- Guantes de lona y piel.

- Guantes impermeables.
- Gafas de seguridad.
- Mascarillas con filtro mecánico.
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.
- Botas, polainas, mandiles y guantes de cuero para impermeabilización.
- Ropa de trabajo.

C) Albañilería y cerramientos.

Riesgos más frecuentes:

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caída de operarios al vacío.
- Caída de objetos sobre operarios.
- Caídas de materiales transportados.
- Choques o golpes contra objetos.
- Atrapamientos, aplastamientos en medios de elevación y transporte.
- Lesiones y/o cortes en manos.
- Lesiones y/o cortes en pies.
- Sobreesfuerzos.
- Ruidos, contaminación acústica.
- Vibraciones.
- Ambiente pulvígeno.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Dermatitis por contacto de cemento y cal.
- Contactos eléctricos directos.
- Contactos eléctricos indirectos.
- Derivados medios auxiliares usados.
- Derivados del acceso al lugar de trabajo.

Medidas preventivas:

- Marquesinas rígidas.
- Barandillas.
- Pasos o pasarelas.
- Redes verticales.
- Redes horizontales.
- Andamios de seguridad.
- Mallazos.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Escaleras auxiliares adecuadas.
- Escalera de acceso peldañeada y protegida.
- Carcasas resguardos de protección de partes móviles de máquinas.
- Mantenimiento adecuado de la maquinaria.
- Plataformas de descarga de material.
- Evacuación de escombros.
- Iluminación natural o artificial adecuada.
- Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.
- Andamios adecuados.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas o calzado de seguridad.
- Guantes de lona y piel.
- Guantes impermeables.
- Gafas de seguridad.
- Mascarillas con filtro mecánico.
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.
- Ropa de trabajo.

D) Terminaciones (alicatados, enfoscados, enlucidos, falsos techos, solados, pinturas, carpintería, cerrajería, vidriería).

Riesgos más frecuentes:

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caída de operarios al vacío.
- Caídas de objetos sobre operarios.
- Caídas de materiales transportados.
- Choques o golpes contra objetos.
- Atrapamientos y aplastamientos.
- Atropellos, colisiones, alcances, vuelcos de camiones.
- Lesiones y/o cortes en manos.
- Lesiones y/o cortes en pies.
- Sobreesfuerzos.
- Ruido, contaminación acústica.
- Vibraciones.
- Ambiente pulvígeno.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Contactos eléctricos directos.
- Contactos eléctricos indirectos.
- Ambientes pobres en oxígeno.
- Inhalación de vapores y gases.
- Trabajos en zonas húmedas o mojadas.
- Explosiones e incendios.
- Derivados de medios auxiliares usados.
- Radiaciones y derivados de soldadura.
- Quemaduras.
- Derivados del acceso al lugar de trabajo.
- Derivados del almacenamiento inadecuado de productos combustibles. Dermatitis por contacto cemento y cal.

Medidas preventivas:

- Marquesinas rígidas.
- Barandillas.
- Pasos o pasarelas.
- Redes verticales.
- Redes horizontales.
- Andamios de seguridad.
- Mallazos.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Escaleras auxiliares adecuadas.
- Escalera de acceso peldañeada y protegida.
- Carcasas o resguardos de protección de partes móviles de máquinas.
- Mantenimiento adecuado de la maquinaria.
- Plataformas de descarga de material.
- Evacuación de escombros.
- Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.
- Andamios adecuados.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas o calzado de seguridad.
- Botas de seguridad impermeables.
- Guantes de lona y piel.
- Guantes impermeables.
- Gafas de seguridad.
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.
- Ropa de trabajo.
- Pantalla de soldador.

E) Instalaciones (electricidad, fontanería, gas, aire acondicionado, calefacción, ascensores, antenas, pararrayos).

Riesgos más frecuentes:

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caída de operarios al vacío.
- Caídas de objetos sobre operarios.
- Choques o golpes contra objetos.
- Atrapamientos y aplastamientos.
- Lesiones y/o cortes en manos.
- Lesiones y/o cortes en pies.
- Sobreesfuerzos.
- Ruido, contaminación acústica.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Afecciones en la piel.
- Contactos eléctricos directos.
- Contactos eléctricos indirectos.
- Ambientes pobres en oxígeno.
- Inhalación de vapores y gases.
- Trabajos en zonas húmedas o mojadas.
- Explosiones e incendios.
- Derivados de medios auxiliares usados.
- Radiaciones y derivados de soldadura.
- Quemaduras.
- Derivados del acceso al lugar de trabajo.
- Derivados del almacenamiento inadecuado de productos combustibles.

Medidas preventivas:

- Marquesinas rígidas.
- Barandillas.
- Pasos o pasarelas.
- Redes verticales.

- Redes horizontales.
- Andamios de seguridad.
- Mallazos.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Escaleras auxiliares adecuadas.
- Escalera de acceso peldañeada y protegida.
- Carcasas o resguardos de protección de partes móviles de máquinas.
- Mantenimiento adecuado de la maquinaria.
- Plataformas de descarga de material.
- Evacuación de escombros.
- Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.
- Andamios adecuados.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas o calzado de seguridad.
- Botas de seguridad impermeables.
- Guantes de lona y piel.
- Guantes impermeables.
- Gafas de seguridad.
- Protectores auditivos.
- Cinturón de seguridad.
- Ropa de trabajo.
- Pantalla de soldador.

F) Trabajos posteriores.

Riesgos más frecuentes:

- Caídas al mismo nivel en suelos.
- Caídas de altura por huecos horizontales.
- Caídas por huecos en cerramientos.
- Caídas por resbalones.
- Reacciones químicas por productos de limpieza y líquidos de maquinaria.

- Contactos eléctricos por accionamiento inadvertido y modificación o deterioro de sistemas eléctricos.
- Explosión de combustibles mal almacenados.
- Fuego por combustibles, modificación de elementos de instalación eléctrica o por acumulación de desechos peligrosos.
- Impacto de elementos de la maquinaria, por desprendimientos de elementos constructivos, por deslizamiento de objetos, por roturas debidas a la presión del viento, por roturas por exceso de carga.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Toxicidad de productos empleados en la reparación o almacenados en el edificio.
- Vibraciones de origen interno y externo.
- Contaminación por ruido.

Medidas preventivas:

- Andamiajes, escalerillas y demás dispositivos provisionales adecuados y seguros.
- Anclajes de cinturones fijados a la pared para la limpieza de ventanas no accesibles.
- Anclajes de cinturones para reparación de tejados y cubiertas.
- Anclajes para poleas para izado de muebles en mudanzas.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Ropa de trabajo.
- Cinturones de seguridad y cables de longitud y resistencia adecuada para limpiadores de ventanas.
- Cinturones de seguridad y resistencia adecuada para reparar tejados y cubiertas inclinadas.

Además, en el centro de trabajo se dispondrá de un botiquín para poder realizar las curas de urgencia en caso de accidente y estará a cargo de él una persona capacitada por la empresa constructora.

G) Obligaciones del promotor.

Antes de comenzar los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

La designación de Coordinador en materia de Seguridad y Salud no eximirá al promotor de las responsabilidades.

H) Coordinador en materia de Seguridad y Salud.

La designación del Coordinador en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra podrá recaer en la misma persona.

El Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra, y en particular, en las actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador.

I) Plan de Seguridad y Salud en el trabajo.

En aplicación del Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista, antes del inicio de

la obra, elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio Básico y en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho Plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, y que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en este Estudio Básico.

El Plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado, antes del inicio de la obra, por el Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la misma, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero que siempre con la aprobación expresa del Coordinador. Cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador, las funciones que se le atribuyen serán asumidas por la Dirección Facultativa.

Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar por escrito y de manera razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas. El Plan estará en la obra a disposición de la Dirección Facultativa.

J) Obligaciones de contratistas y subcontratistas.

- Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos laborales y en particular:
- El mantenimiento de la obra en buen estado de limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.

- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
- Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.
- Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiera a seguridad y salud.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos contratados. Además, responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

K) Obligaciones de los trabajadores autónomos.

Los trabajadores autónomos están obligados a:

- Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:
 - a) El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.

- b) El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
 - c) La recogida de materiales peligrosos utilizados.
 - d) La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
 - e) La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
 - f) Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
 - Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.
 - Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
 - Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1.997.
 - Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1.997.

Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

L) Paralización de los trabajos.

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

M) Derecho de los trabajadores.

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

N) Disposiciones mínimas de seguridad y salud que se deben aplicar en las obras.

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

5. MEDIDAS DE SEGURIDAD EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

- Equipos y elementos de seguridad.

En una instalación fotovoltaica podemos encontrar distintos riesgos que hay que tener en cuenta. Como ya comentamos anteriormente, los módulos fotovoltaicos son colocados en altura, normalmente en techos para que capturen la mayor parte de luz solar posible, evitando las sombras en el panel.

Además, en este tipo de instalación se manipulan corrientes eléctricas de baja tensión y sustancias químicas peligrosas que se encuentran en los componentes fotovoltaicos.

Asimismo, debemos comentar que en estos proyectos se realiza una obra civil en la que se manipulan útiles y herramientas de montaje, maquinaria pesada y medios de transporte. La utilización o manipulación de este tipo de maquinaria supone, también, un riesgo para el trabajador.

Es por esto que debemos tomar diferentes medidas para reducir los riesgos comentados al máximo posible. Una de las medidas más eficaces es utilizar señalizaciones, la cual debe ser visible, estar en buen estado y será permanente o puntual dependiendo de las operaciones que se estén realizando en cada momento.

A continuación, mostramos algunas de las señalizaciones que podemos encontrar:



Imagen 20: Señalizaciones de obligación.



Imagen 21: Señalización de advertencias.



Imagen 22: Señalización de prohibiciones.

También, podemos encontrar otros elementos de seguridad de gran importancia, los equipos de protección individual (EPI). Estos se utilizan siempre que existan riesgos para la seguridad o

salud de los trabajadores que no hayan podido evitarse o limitarse por medios técnicos de protección colectiva o mediante medidas de organización del trabajo.

Los EPI deben reunir las siguientes condiciones:

- 1) Adecuados a las existentes en el lugar de trabajo.
- 2) Tendrán en cuenta las condiciones anatómicas y fisiológicas (estado de salud del trabajador).
- 3) Adecuadas a la persona que los va a utilizar, una vez ajustados.
- 4) Los EPI deberán ser compatibles entre sí cuando se usen simultáneamente para diferentes objetivos.

Además, es importante comentar que los EPI los suministra el empresario y que para una correcta elección de los mismos se deberá preparar algún tipo de encuesta sobre su utilización a los usuarios, ya que al usarlos, podrán determinar si son útiles o no.

- Evaluación de riesgos en las instalaciones fotovoltaicas.

Los riesgos eléctricos que existen en esto tipo de instalaciones son tres:

- Descargas eléctricas (arco eléctrico).
- Contactos directos.
- Contactos indirectos.

Los elementos de riesgo eléctrico son los cuadros de maniobra, las estructuras, los transformadores, iluminación fija o portátil, conexiones, postes, etc. Para evitar los riesgos se hará uso de las 5 reglas de oro: desconectar la instalación, prevenir realimentación, verificar la ausencia de tensión, poner a tierra y en cortocircuito y delimitar la zona de trabajo mediante señalización y proteger frente a elementos próximos en tensión.



Imagen 23: Cinco reglas de oro.

A continuación, una vez finalizado el trabajo, hay que restaurar la tensión. Se retiran las protecciones adicionales, la señalización, y la puesta a tierra y en cortocircuito. Se desbloquea la señalización de los dispositivos de corte y se cierra el circuito para reponer la tensión.

→ Riesgos derivados del uso de herramientas manuales eléctricas.

Las herramientas manuales eléctricas tienen tres clases de aislamiento.

- Clase I. Aislamiento funcional.
- Clase II. Aislamiento completo.
- Clase III. Alimentación a baja tensión. En seco 50 V, en mojado 24 V y en inmersión 12V.

Las causas de accidentes por el uso de herramientas manuales eléctricas son:

- Conductores con aislamiento gastado o puntos desnudos.
- Tirar del cable para desconectar la herramienta.
- Conexiones sueltas o húmedas.
- Cables que se enrollan en el cuerpo.
- Mal aislamiento de cubiertas metálicas.

- Intentar reparar la herramienta.

→ Riesgos derivados del uso de herramientas manuales.

Con el uso de herramientas manuales se pueden sufrir accidentes como golpes y cortes

por la propia herramienta, lesiones oculares por proyecciones o esguinces por sobreesfuerzos o gestos violentos.

Las medidas de seguridad para la utilización de este tipo de herramientas son:

- Respetar la función de la herramienta. El uso indebido de la herramienta puede ocasionar lesiones.
- Programas de inspección y mantenimiento continuo.
- Planes de recambio de herramienta para evitar el mal funcionamiento debido al deterioro de la misma.
- Almacenamiento adecuado de las herramientas. Algunas herramientas se deterioran con la exposición al sol o al agua, por lo que hay que conservarlas adecuadamente para evitar posibles daños.
- Capacitación para el uso y conservación de herramientas.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
RESIDENCIAL**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELETRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

**ANEXO 3. HOJA DE DATOS DE LOS ELEMENTOS
UTILIZADOS.**

Autor: Jorge González Méndez

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

Fecha: 28 de mayo de 2020

ÍNDICE

1. MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	116
2. INVERSOR.....	119
3. INTERRUPTOR DIFERENCIAL.....	122
4. INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO.....	124
5. LIMITADOR DE SOBRETENSIONES.....	126
6. CONTADOR BIDIRECCIONAL.....	127

INTRODUCING THE STAR PERFORMER LG NeON²



UP TO 340 WATTS

LG CELLO DESIGN

6,000PA LOAD

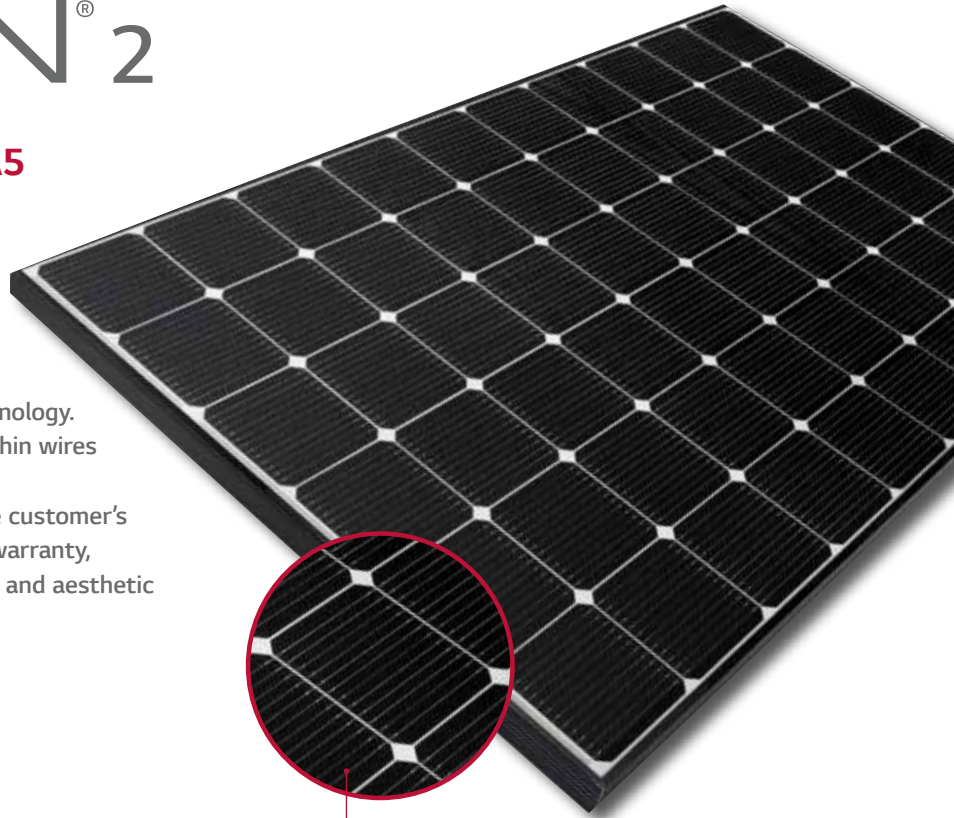


LG NeON[®] 2

LG340N1C-A5 | LG335N1C-A5
LG330N1C-A5 |

60 Cells

LG's new module, NeON[®] 2, adopts CELLO technology. CELLO technology replaces 3 busbars with 12 thin wires to enhance power output and reliability. NeON[®] 2 demonstrates LG's efforts to increase customer's values beyond efficiency. It features enhanced warranty, durability, performance under real environment, and aesthetic design suitable for roofs.



→ CELLO technology



KEY FEATURES



Enhanced Performance Warranty

LG NeON[®] 2 has an enhanced performance warranty. The annual degradation has fallen from -0.55%/year to -0.5%/year.



Aesthetic Roof

LG NeON[®] 2 has been designed with aesthetics in mind; thinner wires that appear all black at a distance. The product can increase the value of a property with its modern design.



Better Performance on a Sunny Day

LG NeON[®] 2 now performs better on sunny days thanks to its improved temperature coefficient.



High Power Output

Compared with previous models, the LG NeON[®] 2 has been designed to significantly enhance its output efficiency making it efficient even in limited space.



Outstanding Durability

With its newly reinforced frame design, LG has extended the warranty of the NeON[®] 2 from 15 years to 25 years. Additionally, LG NeON[®] 2 can endure a front load up to 6,000Pa, and a rear load up to 5,400Pa.



Double-Sided Cell Structure

The rear of the cell used in LG NeON[®] 2 will contribute to generation, just like the front; the light beam reflected from the rear of the module is reabsorbed to generate a great amount of additional power.

About LG Electronics

LG Electronics is a global big player, committed to expanding its operations with the solar market. The company first embarked on a solar energy source research program in 1985, supported by LG Group's vast experience in the semi-conductor, LCD, chemistry and materials industries. In 2010, LG Solar successfully released its first MonoX[®] series to the market, which is now available in 32 countries. The LG NeON[®] (previous MonoX[®] NeON), NeON[®]2, NeON[®]2 BiFacial won the "Intersolar AWARD" in 2013, 2015 and 2016, which demonstrates LG Solar's lead, innovation and commitment to the industry.

Mechanical Properties

Cells	6 x 10
Cell Vendor	LG
Cell Type	Monocrystalline/N-type
Cell Dimensions	161.7 x 161.7 mm
# of Busbar	12 (Multi Wire Busbar)
Dimensions (L x W x H)	1,686 x 1,016 x 40 mm
Static Load	6,000Pa (snow load)
	5,400Pa (wind load)
Weight	18 kg
Connector Type	MC4
Junction Box	IP68 with 3 Bypass Diodes
Length of Cables	2 x 1,000 mm
Front cover	High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum

Certifications and Warranty

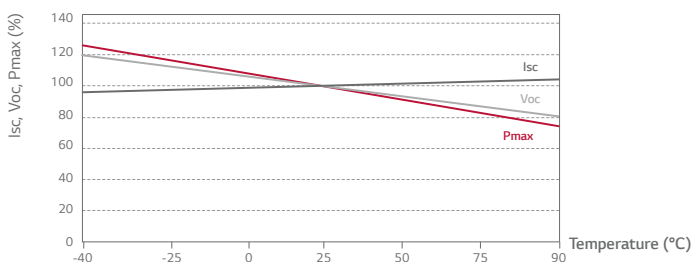
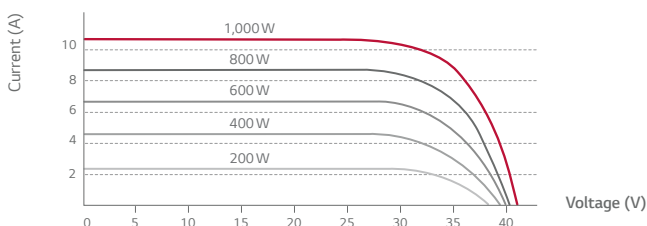
Certifications	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	IEC 62716 (Ammonia Test)
	IEC 61701 (Salt Mist Corrosion Test)
	ISO 9001
Module Fire Performance	Class C, Fire Class 1 (Italy)
Product Warranty	25 years
Output Warranty of Pmax (Measurement Tolerance ± 3%)	25 years linear warranty ¹

¹ 1st year: min. 98%. 2) After 2nd year: max. 0.5% p annual degradation.
³ Min. 86% for 25 years.

Temperature Coefficients

NOCT	45 ± 3 °C
Pmpp	-0.37 %/°C
Voc	-0.27 %/°C
Isc	0.03 %/°C

Characteristic Curves



Electrical Properties (STC²)

Model		LG340N1C-A5	LG335N1C-A5	LG330N1C-A5
Maximum Power Pmax	[W]	340	335	330
MPP Voltage Vmpp	[V]	34.5	34.1	33.7
MPP Current Impp	[A]	9.86	9.83	9.80
Open Circuit Voltage Voc	[V]	41.1	41.0	40.9
Short Circuit Current Isc	[A]	10.53	10.49	10.45
Module Efficiency	[%]	19.8	19.6	19.3
Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90		
Maximum System Voltage	[V]	1,000		
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20		
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3		

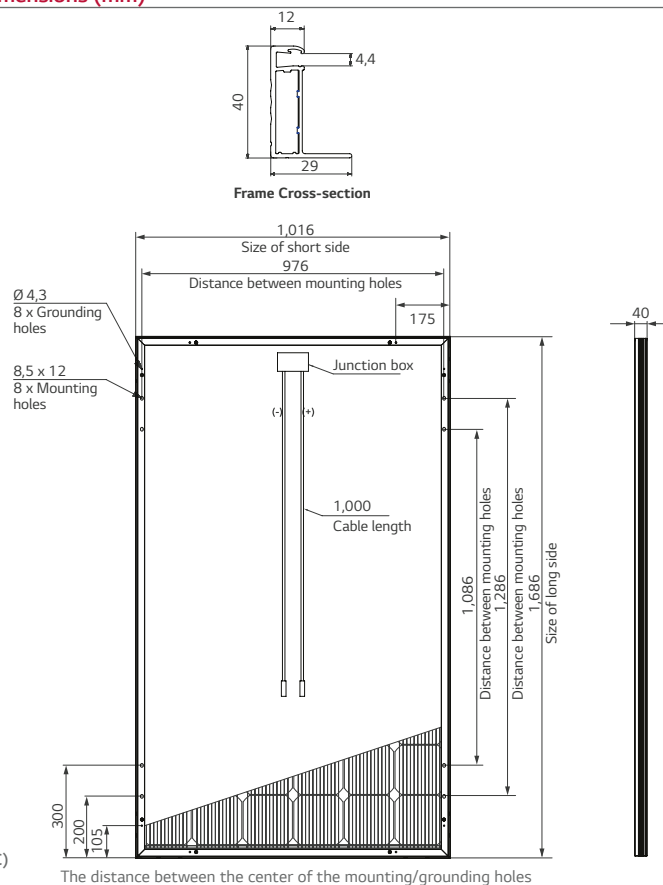
² 1) STC (Standard Test Condition): Irradiance 1,000 W/m², Module Temperature 25 °C, AM 1.5.
² The typical change in module efficiency at 200 W/m² in relation to 1,000 W/m² is -2.0%.
³ Application Class: A, Safety Class: II.
⁴ The nameplate power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.

Electrical Properties (NOCT³)

Model		LG340N1C-A5	LG335N1C-A5	LG330N1C-A5
Maximum Power Pmax	[W]	251	247	243
MPP Voltage Vmpp	[V]	31.9	31.5	31.2
MPP Current Impp	[A]	7.86	7.83	7.81
Open Circuit Voltage Voc	[V]	38.3	38.2	38.1
Short Circuit Current Isc	[A]	8.47	8.44	8.41

³ NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s.

Dimensions (mm)



SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

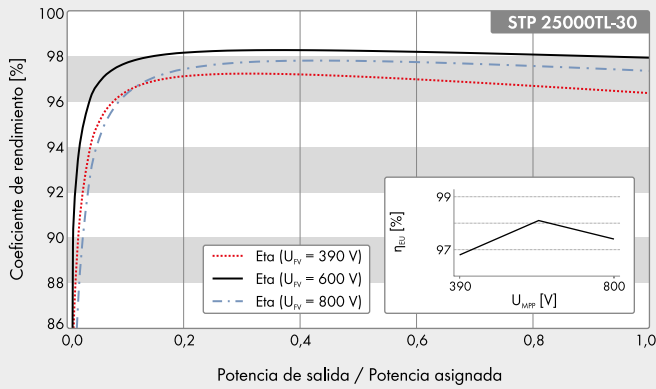
La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC	15330 W/15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%
Equipamiento / función / accesorios	
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	○
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previstos	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438	
Modelo comercial	STP 15000TL-30

Curva de rendimiento



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Power Control Module
PWCMOD-10



Descargador de sobretensión
de CC tipo II, entradas A y B
DCSPD KIT3-10



Relé multifunción
MFR01-10

● De serie ○ Opcional – No disponible
Datos en condiciones nominales
Actualizado: mayo de 2016

Datos técnicos

Entrada (CC)

Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$)/potencia asignada de CC
Tensión de entrada máx.
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada
Tensión de entrada mín./de inicio
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP

Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
Potencia máx. aparente de CA
Tensión nominal de CA

Rango de tensión de CA

Frecuencia de red de CA/rango

Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red

Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida

Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable

THD

Fases de inyección/conexión

Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
Monitorización de toma a tierra/de red
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)
Peso
Rango de temperatura de servicio
Emisión sonora, típica
Autoconsumo nocturno
Topología/principio de refrigeración
Tipo de protección (según IEC 60529)
Clase climática (según IEC 60721-3-4)
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

Equipamiento / función / accesorios

Conexión de CC/CA
Pantalla
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus
Relé multifunción/Power Control Module
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller
Garantía: 5/10/15/20 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

Sunny Tripower 20000TL

Sunny Tripower 25000TL

20440 W/20440 W	25550 W/25550 W
1000 V	1000 V
320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
150 V/188 V	150 V/188 V
33 A/33 A	33 A/33 A
2/A:3; B:3	2/A:3; B:3

20000 W	25000 W
20000 VA	25000 VA

3 / N / PE; 220 V / 380 V
3 / N / PE; 230 V / 400 V
3 / N / PE; 240 V / 415 V

180 V a 280 V

50 Hz/44 Hz a 55 Hz
60 Hz/54 Hz a 65 Hz

50 Hz/230 V

29 A/29 A

36,2 A/36,2 A

1/0 inductivo a 0 capacitivo

≤ 3%

3/3

98,4%/98,0%

98,3%/98,1%

●
● / ●
○
● / ● / –
●
I / AC: III; DC: II

661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)

61 kg (134,48 lb)

–25 °C a +60 °C (–13 °F a +140 °F)

51 dB(A)

1 W

Sin transformador/OptiCool

IP65

4K4H

100%

SUNCLIX/Borne de conexión por resorte

○

○ / ●

● / ●

○ / ○

● / ● / ●

● / ●

● / ○ / ○ / ○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, GS9/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014

Modelo comercial

STP 20000TL-30

STP 25000TL-30

Hoja de características del producto

Características

A9R81425

Interruptor diferencial IID - 4P - 25A - 30mA - clase AC



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 IID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	25 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta

Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 15000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm ² rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² Flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

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

Hoja de características del producto

A9F75332

iC60N - 3P - 32 A - Curva D

Características



Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC60N
Número de polos	3P
Número de polos protegidos	3
[In] Corriente nominal	32 A
Tipo de red	CA CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	D
Capacidad de corte	6000 A Icn en 400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu en 12...60 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 380...415 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 6 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 36 kA Icu en 100...133 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 180 V CC acorde a EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A acorde a EN 60947-2 Categoría A acorde a IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Sí acorde a EN 60898-1 Sí acorde a EN 60947-2 Sí acorde a IEC 60898-1 Sí acorde a IEC 60947-2
Normas	EN 60898-1 IEC 60947-2 EN 60947-2 IEC 60898-1

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	12 x In +/- 20 %

[Ics] poder de corte en servicio	15 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a EN 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a IEC 60947-2 - 125...180 V CC 10 kA 100 % acorde a EN 60947-2 - 125...180 V CC
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz acorde a EN 60947-2 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a EN 60947-2 6 kV acorde a IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	Arriba o abajo, estado 1 Sí
Pasos de 9 mm	6
Altura	85 mm
Anchura	54 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	0,375 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...35 mm ² rígido Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...25 mm ² Flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP20 acorde a EN 60529
Grado de contaminación	3 acorde a EN 60947-2 3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE

Surge-Trap[®] Pluggable STPT2 Series - 40kA

SURGE PROTECTION FOR POWER LINES

DIN-RAIL IEC TYPE 2 / CLASS II



STP T2 40 is the series of Type 2/Class II devices for discharging voltage surges, in accordance with EN/IEC 61643 and certified UL 1449 4th Ed. Suitable for the second stage of protection in supply distribution panels in which Type 1 protection devices are installed upstream, or for the first stage of protection in commercial or other applications not exposed to direct strikes and with no external lightning protection system.

TECHNICAL DATA OVERVIEW

Class	Type 2 / Class II
U_n	48V, 60V, 120/208V, 230/400V, 277/480V, 400/690V
I_{max}	40 kA
I_n (8/20)	20 kA
SCCR	50 ... 100 kA
Body Material	PA66 CT1; V-0
System type	TT, TNS, TNC, IT
Number of Poles	1,2,3,4
Format	Pluggable
Temperature range	-40 ... 85 ° C
I_{cc}	25 kA
IP Code	20
Back-up fuse	125 A gG
Stranded wire Section	6 ... 25 mm ²
Rigid wire Section	6 ... 35 mm ²
Response Time	25 ns

FEATURES & BENEFITS

- Maximum discharge current (8/20 μ s): 40kA per phase
- Nominal discharge current (8/20 μ s): 20kA per phase
- TNS, TNC, TT and IT networks
- U_n (L-N/L-L): 48V, 60V, 120/208V, 230/400V, 277/480V, 400/690V & higher
- DIN-rail mountable, plug-in format
- Visual and remote end of life indicators
- Reversible chassis to allow cable entry from above or below
- Mechanically coded cartridges to avoid cartridge replacement errors
- Back-up fuse: 125 A gG
- File UL: E468946

APPLICATIONS

- Industry and automation
- Commercial and residential installations
- Telecom & IT & Data Centers
- LED outdoor lighting
- Water treatment
- Smart grid & LV Metering
- Photovoltaic & wind

STANDARDS

- IEC 61643-11
- EN 61643-11
- UL 1449 4th Ed.





FRONIUS SMART METER

DATOS TÉCNICOS	FRONIUS SMART METER 63A-3	FRONIUS SMART METER 50kA-3 ¹⁾	FRONIUS SMART METER 63A-1
Tensión nominal	400 – 415 V	400 – 415 V	230 – 240 V
Máxima corriente	3 x 63 A	3 x 50.000 A	1 x 63 A
Sección de cable de entrada	1 – 16 mm ²	0,05 - 4 mm ²	1 – 16 mm ²
Sección de cable de comunicación y neutro		0,05 – 4 mm ²	
Consumo de energía	1,5 W	2,5 W	1,5 W
Intensidad de inicio		40 mA	
Clase de precisión		2	
Precisión de energía activa		Class B (EN50470)	
Precisión de energía reactiva		Class 2 (EN/IEC 62053-23)	
Sobrecorriente de corta duración		30 x I _{max} / 0,5 s	
Montaje		Interior (Carril DIN)	
Carcasa (ancho)	4 módulos DIN 43880	4 módulos DIN 43880	2 módulos DIN 43880
Tipo de protección		IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)	
Rango de temperatura de operación		-25 - +55°C	
Dimensiones (Altura x Anchura x Profundidad)	89 x 71,2 x 65,6	89 x 71,2 x 65,6	89 x 35 x 65,6
Interface para el inversor		Modbus RTU (RS485)	
Display	8 dígitos LCD	8 dígitos LCD	6 dígitos LCD

¹⁾ Disponible sin transformador de corriente. Más información sobre la correcta elección de los transformadores en www.fronius.es.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
RESIDENCIAL**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELETRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

PLANOS.

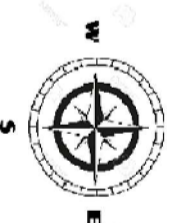
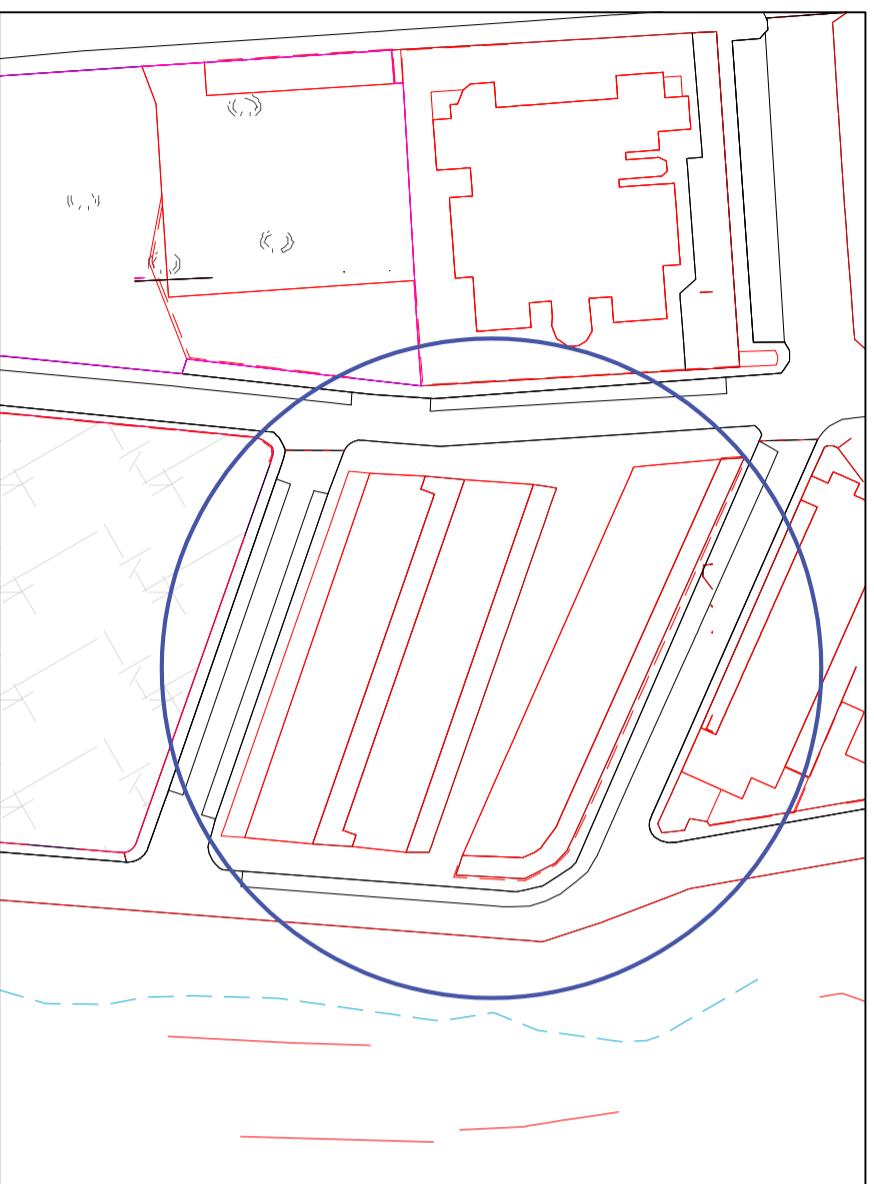
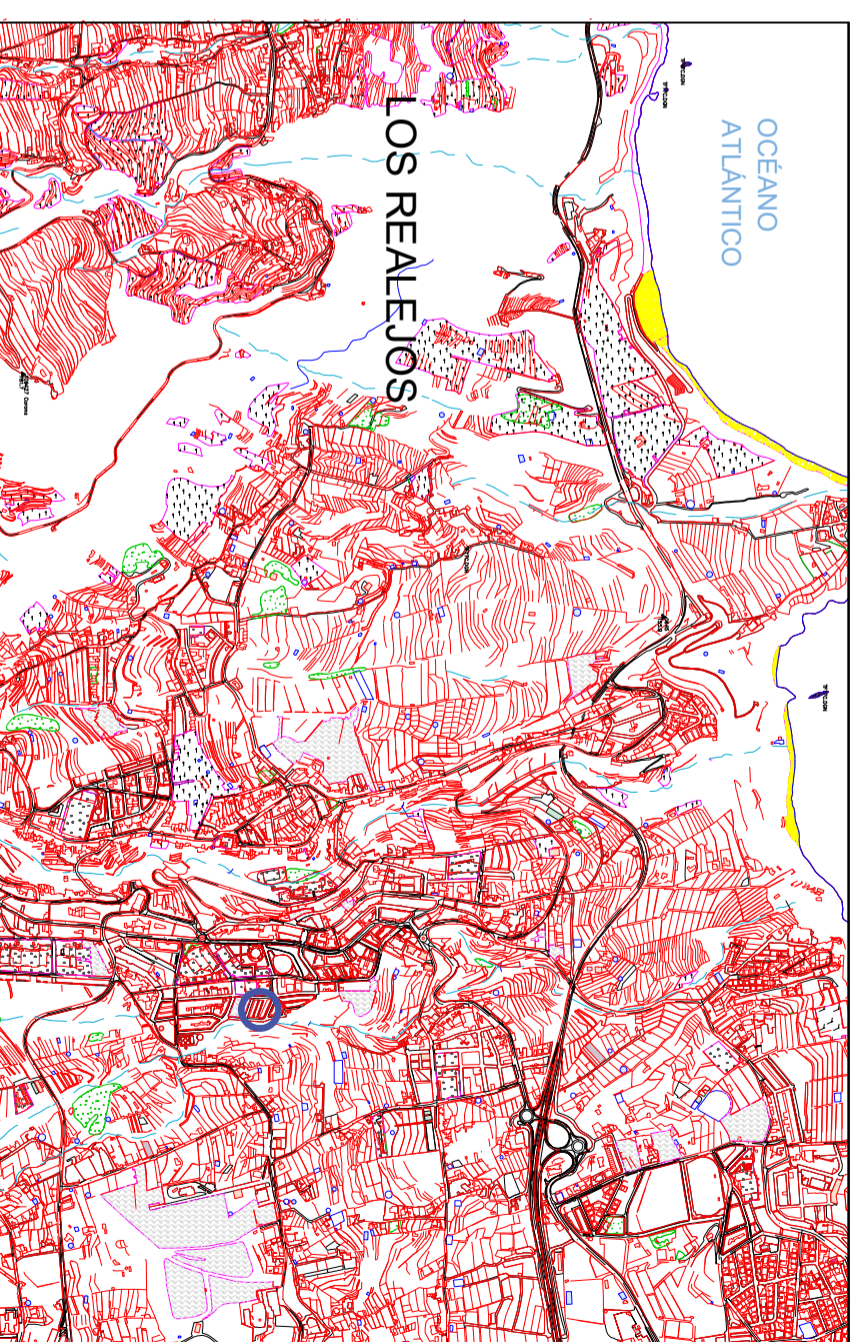
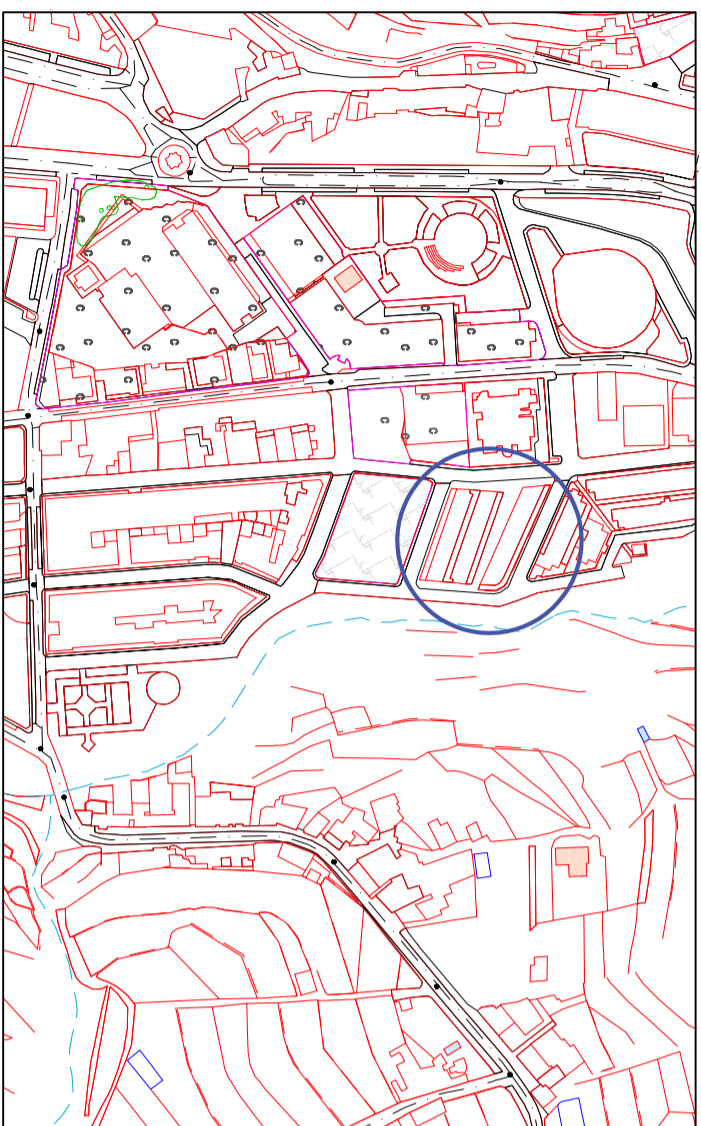
Autor: Jorge González Méndez

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz


Fecha: 28 de mayo de 2020

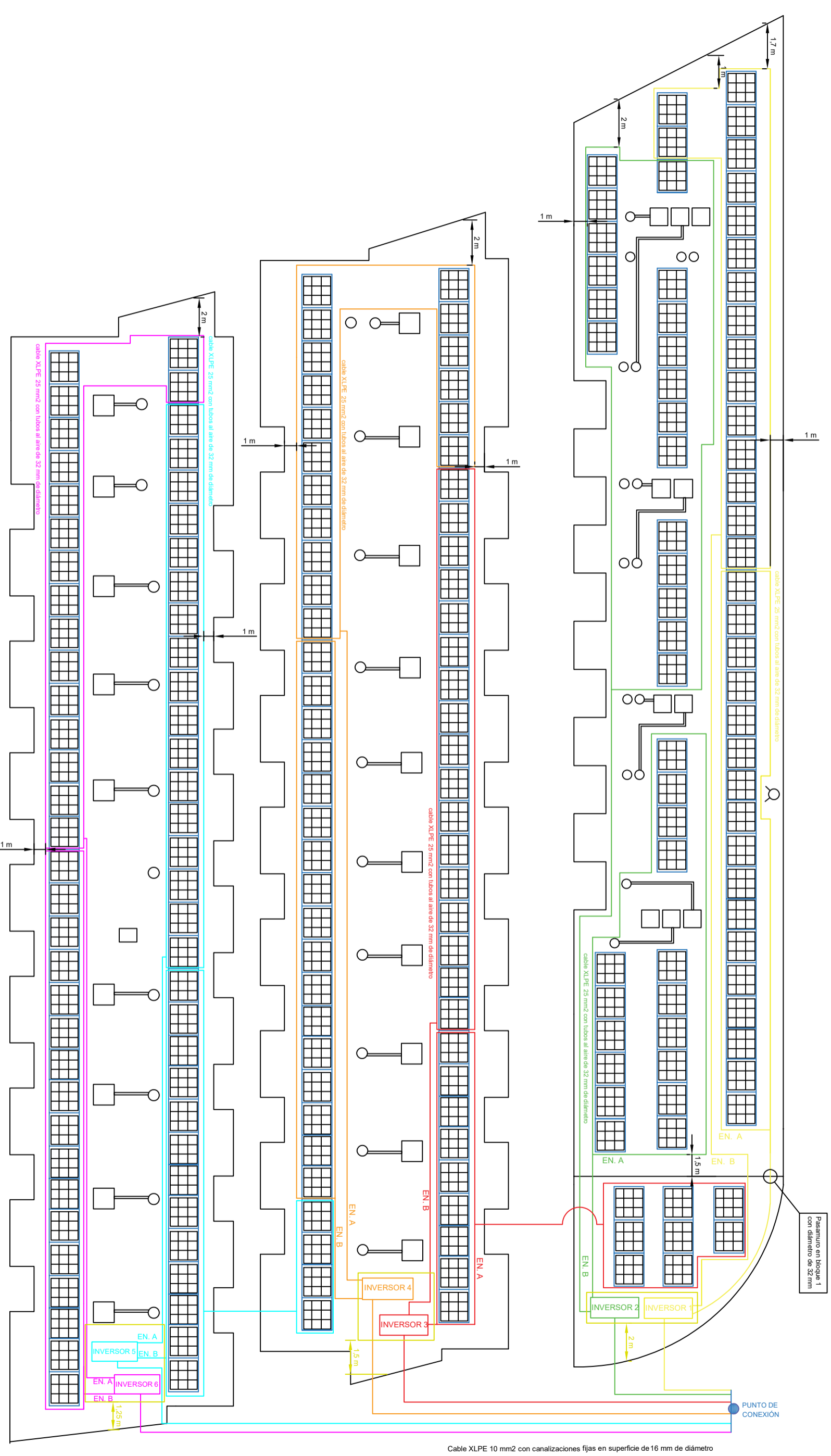
ÍNDICE DE PLANOS

1. PLANO DE SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	130
2. PLANO DE DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS Y CABLEADO.....	131
3. PLANO DE COTAS.....	132
4. ESQUEMA UNIFILAR.....	133



INSTALACION DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS PARA EDIFICIO RESIDENCIAL.

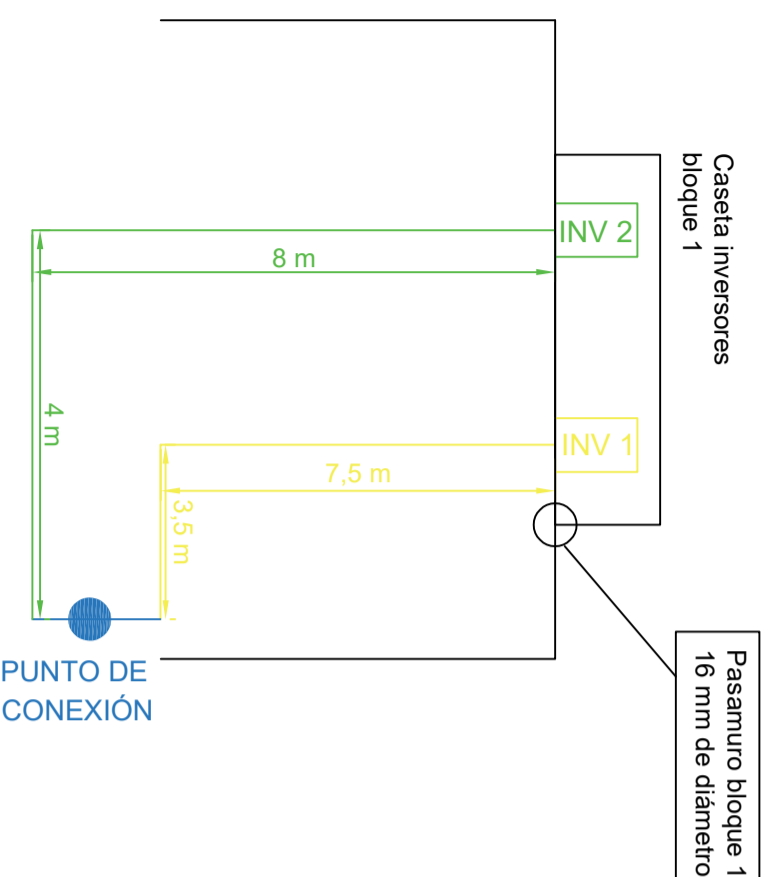
Fecha	04/2020	Autor	Jorge González Méndez	 Universidad de La Laguna	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática Universidad de La Laguna
Dibujado	04/2020				
Comprobado	04/2020				
Id. s. normas				UNE-EN50438	
Escala:		SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO		Nº p.: 2	Nombre Archivo: situadon_y_emplazamiento.dwg



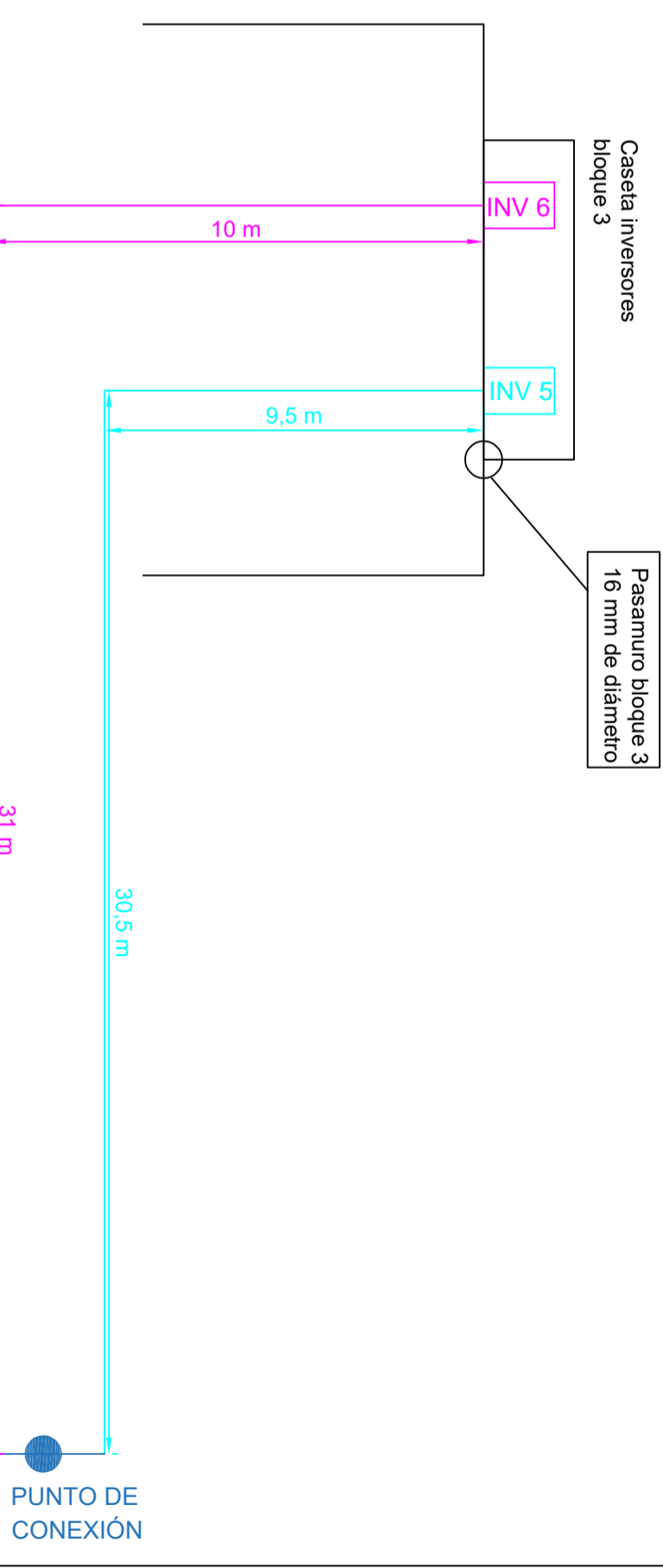
206 módulos fotovoltaicos 340 W = 70040 Wp.
 6 inversores 15,3 KW.
 Conexión en 2 series de 17 módulos por cada entrada al inverter,
 excepto en el inverter 2, compuesto de 18 módulos a cada entrada.
 Inclinación: 23°.
 Azimut: 21°.

INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS PARA EDIFICIO RESIDENCIAL				
Dibujado	04/2020	Autor	Jorge González Méndez	ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
Comprobado	04/2020	Id. s. normas	UNE-EN-DIN	Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática
Escala:		Nº p.: 3		Universidad de La Laguna
1:5		Nombre Archivo: cableado_inversor_plo_conexion.dwg		
CABLEADO INVERSOR-PUNTO DE CONEXIÓN				

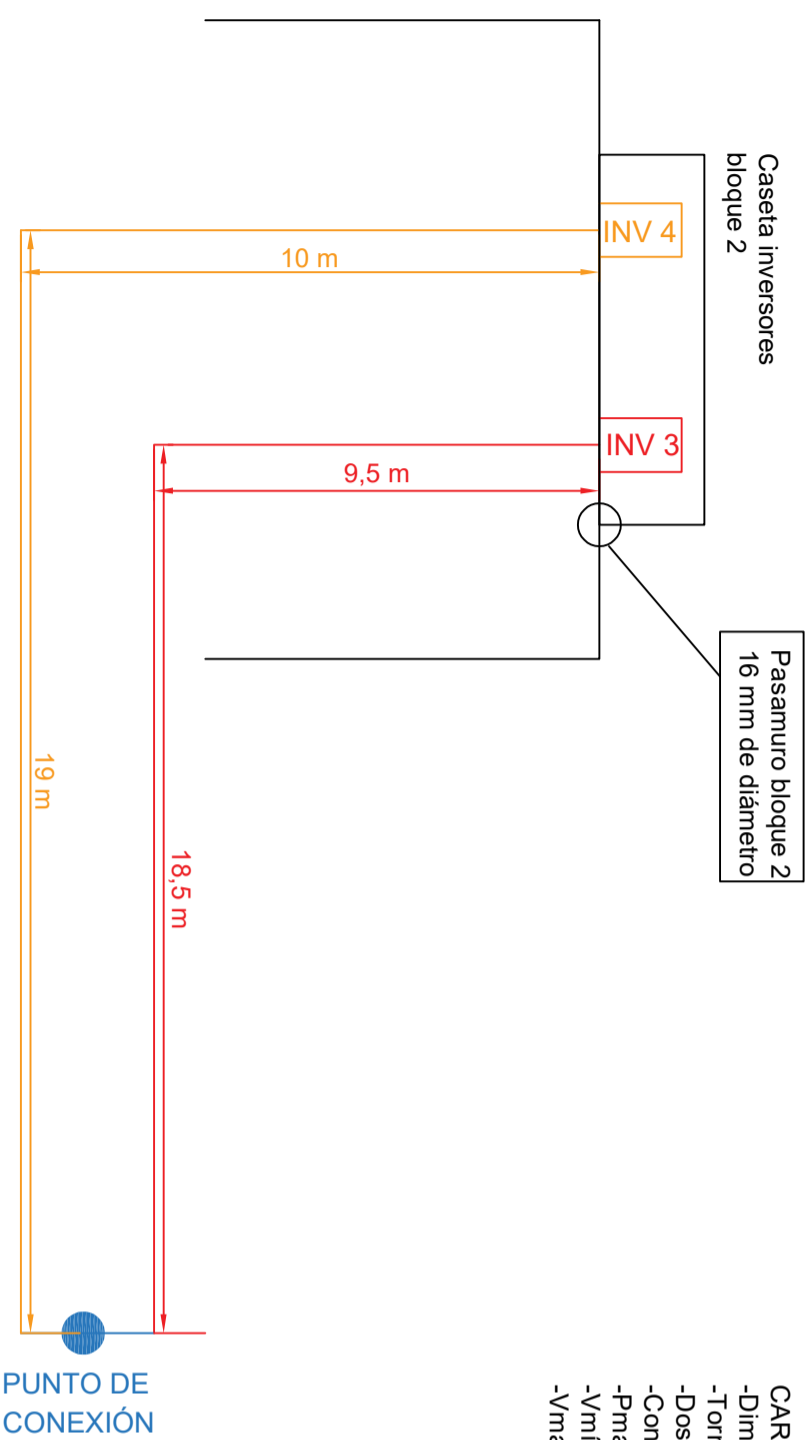
COTAS CABLEADO BLOQUE 1



COTAS CABLEADO BLOQUE 3



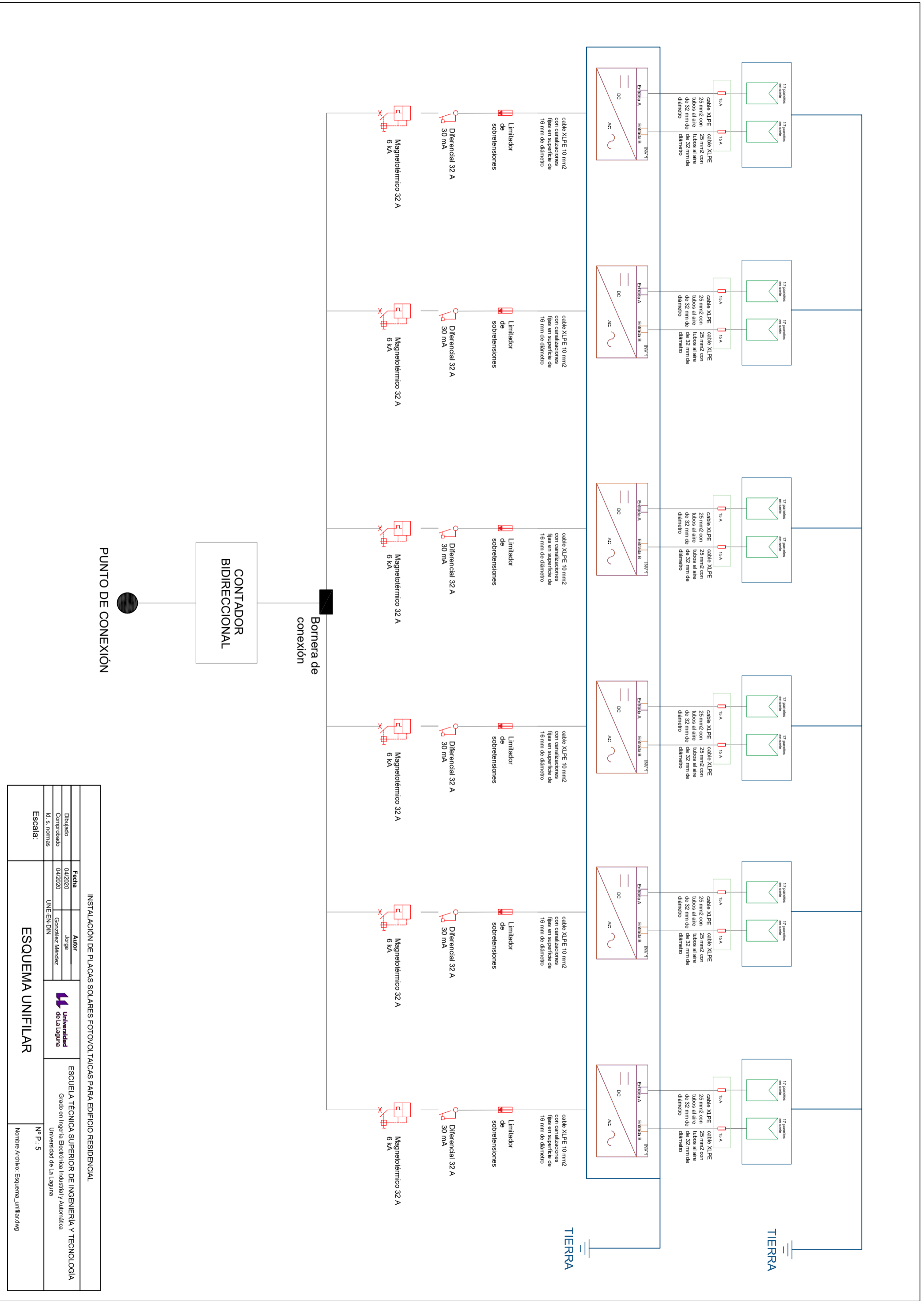
COTAS CABLEADO BLOQUE 2



- CARACTERÍSTICAS INVERSORES 1,3,4,5,6:**
- Dimensiones: 661/682/264 mm.
 - Tornillos de 10 mm de diámetro.
 - Dos entradas de un único string.
 - Conexión de 17 módulos en cada entrada.
 - Pmáx salida = 15 kW.
 - Vmin = 150 V.
 - Vmáx = 1000 V.

- CARACTERÍSTICAS INVERSOR 2:**
- Dimensiones: 661/682/264 mm.
 - Tornillos de 10 mm de diámetro.
 - Dos entradas de un único string.
 - Conexión de 18 módulos en cada entrada.
 - Pmáx salida = 15 kW.
 - Vmin = 150 V.
 - Vmáx = 1000 V.

INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS PARA EDIFICIO RESIDENCIAL			
Dibujado	04/2020	Autor	Jorge
Comprobado	04/2020		González Méndez
Id. s. normas			UNE-EN-DIN
Escala:	1:10		
COTAS CABLEADO INVERSOR-PUNTO DE CONEXIÓN		Nº P.: 4	Nombre Archivo: Cotas.dwg
ESQUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA		Grado en Ingeniería Eléctrica Industrial y Automática	
Universidad de La Laguna		Universidad de La Laguna	



PUNTO DE CONEXIÓN


CONTADOR
BIDIRECCIONAL

Bornera de
conexión

TIERRA

TIERRA

INSTALACION DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS PARA EDIFICIO RESIDENCIAL

Fecha		Autor		 Universidad de La Laguna	ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA	
Dibujado		Jorge			Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática	
Comprobado		González Méndez			Universidad de La Laguna	
Id. s. normas		UNE-EN-DIN		Nº P.: 5		
Escala:		ESQUEMA UNIFILAR		Nombre Archivo: Esquema_unifilar.dwg		



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
RESIDENCIAL**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELETRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

PLIEGO DE CONDICIONES

Autor: Jorge González Méndez

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

Fecha: junio de 2020

ÍNDICE DEL PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO.....	136
2. GENERALIDADES.....	136
3. DEFINICIONES.....	137
4. DISEÑO.....	138
5. COMPONENTES Y MATERIALES.....	139
5.1. GENERALIDADES.....	139
5.2. SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS.....	140
5.3. ESTRUCTURA SOPORTE.....	141
5.4. INVERSORES.....	142
5.5. CABLEADO.....	144
5.6. CONEXIÓN A RED.....	144
5.7. MEDIDAS.....	144
5.8. PROTECCIONES.....	145
5.9. PUESTA A TIERRA.....	145
5.10. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.....	146
6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS.....	146
7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANIUAL ESPERADA.....	147
8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO.....	148
8.1. GENERALIDADES.....	148
8.2. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.....	148
8.3. GARANTÍAS.....	150

1. OBJETO

Este pliego de condiciones tiene por objeto fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones conectadas a la red. Asimismo, pretende servir de guía para aquellos instaladores que van a desarrollar el proyecto, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, su productividad y su rendimiento, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología. Es importante comentar que el ámbito del presente pliego de condiciones es válido para todos los sistemas eléctricos, electrónicos y mecánicos.

2. GENERALIDADES

Este pliego de condiciones sirve como guía técnica para todas las aplicaciones del presente proyecto, de cualquier manera, deben cumplirse las siguientes normativas referentes a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3. DEFINICIONES

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie.

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo.

Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema.

Línea y punto de conexión: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario.

Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

4. DISEÑO

- Generalidades

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

- Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

Tabla 1: Límite de pérdidas.

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria de Solicitud y reservándose el IDAE su aprobación.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

- Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRCIspra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

5. COMPONENTES Y MATERIALES

5.1 GENERALIDADES

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

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

Será deseable una alta eficiencia de las células. Además, la estructura del generador se conectará a tierra.

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

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 ESTRUCTURA SOPORTE

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

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

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

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

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

5.4 INVERSORES

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

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

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además, soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si los hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operar entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.5 CABLEADO

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6 CONEXIÓN A RED

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.7 MEDIDAS

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

5.8 PROTECCIONES

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

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

5.9 PUESTA A TIERRA

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

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

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

5.10 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

1) $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en $kWh / (m^2 * día)$, obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología.
- Organismo autonómico oficial.
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

2) $G_{dm}(\alpha, \beta)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh / (m^2 * día)$, obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

3) Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio” (PR).

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros

4) La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_r = \frac{G_{\text{inc}}(\alpha, \beta) P_{\text{mp}} PR}{G_{\text{CEM}}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

- Pmp = Potencia pico del generador
- GCEM = 1 kW / m²

5) Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual.

8. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

8.1. GENERALIDADES

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

8.2. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Incluye:

- La visita a la instalación se realizará cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

8.3. GARANTÍAS

- Generalidades

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

- Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

- Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

- Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

- Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador.

Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
RESIDENCIAL**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELETRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Autor: Jorge González Méndez

Tutor: Benjamín Jesús González Díaz

Fecha: junio de 2020

ÍNDICE DE MEDICIONES Y PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTO.....	153
1.1. INSTALACIÓN.....	153
1.2. MANO DE OBRA.....	153
2. PRESUPUESTO TOTAL.....	154

1. PRESUPUESTO

1.1. INSTALACIÓN

Producto	Cantidad	Precio unitario	Unidad	Precio total
Módulos fotovoltaicos LG Neon	206	279,09	€/ud	57.492,54 €
Inversores SMA STP 15000TL-30	6	3150,64	€/ud	18.903,84 €
Contador bidireccional Fronius Smart Meter 63A-3	1	292	€/ud	292,00 €
Estructura metálica de soporte	206	74,38	€/ud	15.322,28 €
Fusibles de 15 A	6	12,32	€/ud	73,92 €
Portafusibles	6	3,72	€/ud	22,32 €
Interruptor magnetotérmico Schneider Electric	6	282,14	€/ud	1.692,84 €
Interruptor diferencial Schneider Electric	6	330	€/ud	1.980,00 €
Limitador de sobretensiones Mersen	6	30,52	€/ud	183,12 €
Cajas de protección CC	24	41,25	€/ud	990,00 €
Bornera de conexión de los inversores	1	35,48	€/ud	35,48 €
Cableado de corriente continua (XLPE 25 mm ²)	1082	2,61	€/m	2.824,02 €
Cableado de corriente alterna (XLPE 10 mm ²)	161	2,45	€/m	394,45 €
Tubo corrugado de PVC	223	1,57	€/m	350,11 €
Canalización PVC 32 mm	1020	1,95	€/m	1.989,00 €
Canalización PVC 16 mm	161	0,9	€/m	144,90 €
Total				102.690,82 €

Tabla 1: Presupuesto instalación.

1.2. MANO DE OBRA

Trabajo	Cantidad	Horas	Precio/hora	Precio total
Jefe de obra	1	408	22,00 €	8.976,00 €
Electricista	3	180	15,00 €	8.100,00 €
Ayudante electricista	3	408	10,00 €	12.240,00 €
Total				29.316,00 €

Tabla 2: Presupuesto mano de obra.

2. PRESUPUESTO TOTAL

Actividad	Precio total
Instalación solar fotovoltaica	102.655,34 €
Mano de obra	29.316,00 €
Beneficio Industrial (16%)	21.115,41 €
Costes indirectos (6%)	7.918,28 €
Total	161.005,03 €
IGIC (7%)	11.270,35 €
Presupuesto total	172.275,39 €

Tabla 3: Presupuesto total.