



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa

Estudio y puesta en marcha de una instalación solar de autoconsumo en Parets del Vallès de 455kW pico.

Documento:

Memoria

Autor:

José Rovira Canes

Director:

Jaume Saura Perise

Titulación:

Grado en Ingeniería Eléctrica.

Convocatoria:

Otoño, 2021

TRABAJO FINAL DE GRADO

Contenido

Tabla de contenido

Estudio y puesta en marcha de una instalación solar de autoconsumo en Parets del Vallès de 455kW pico.....	1
Agradecimientos.....	1
.....	1
Resum (CAT).....	2
Resumen (ESP).....	3
Abstract (ENG).....	4
Abreviaturas.....	5
Introducción.....	6
1.1 Objetivo.....	6
1.2 Alcance del proyecto.....	6
1.3 Requerimientos.....	6
1.5 Justificación.....	7
1.6 Planificación.....	8
2. Estado del arte y antecedentes.....	9
2.1 Beneficios de una fuente renovable propia.....	9
2.2 Tecnología placas fotovoltaicas.....	12
2.3 Inversores.....	15
2.3.1 Funciones principales del inversor.....	15
2.3.2 Componentes de los inversores.....	15
2.3.3 Tecnología de inversores.....	15
2.4 Estructuras.....	16
2.4.3 Estructura tipo DECK.....	17
2.5 Optimizadores de potencia.....	18
2.6 Modalidad de energía fotovoltaica.....	19
2.7 Normativa española energía fotovoltaica.....	23
2.7.1 Instalaciones de más de 100kW.....	23
2.8 Tarifas españolas.....	24
2.8.1 Tarifa 2.0TD.....	24
2.8.2 Tarifa 3.0TD.....	25
2.8.3 Tarifa 6.1TD.....	26
2.9 Problemática de la energía fotovoltaica.....	27

3. Memoria técnica de la instalación.....	30
3.1 Criterios de la instalación.....	30
3.2 Diseño de la instalación	30
3.3 Componentes de la instalación.....	31
3.3.1 Campo fotovoltaico	31
3.3.2 Inversores para B.T en corriente alterna	34
3.4 Cálculo de la energía generada.....	36
3.4.1 Radiación solar.....	36
3.4.2 Producción eléctrica	36
4. Consideración de desechos.	38
4.1 Integración paisajística y arquitectónica.	38
4.2 Protección del medio ambiente	38
4.2.1 Ahorro de emisiones de CO ₂	38
4.2.2 Residuos radioactivos.	38
5. Especificaciones técnicas	39
5.1 Sistema de monitorización	39
5.2 Cableado	39
5.3 Protección contra contacto directo e indirecto.....	41
5.3.1 Protección contra contacto directo.....	42
5.3.3 Protección contra contacto indirecto.....	42
5.4 Cuadro de protección alterna	42
5.5 Estructura.....	44
5.5.1 Cálculos	44
6. Fórmulas	49
6.1 Cálculo de sobrecargas	49
6.2 Cálculo de intensidades	51
7. Estudio	53
8. Puesta en marcha	55
8.1 ProMate	55
8.1.1 Dinámica IP	55
8.1.2 Estática IP.....	55
8.2 SEMS PORTAL.....	57
9.Presupuestos	59
9.1 Tabla material y equipamientos	59
9.2 Tabla personal utilizado.....	60

9.3 Presupuesto general	60
10. Conclusiones	61
Bibliografía	62
Anexos:	¡Error! Marcador no definido.
Anexo 1: Fichas técnicas	¡Error! Marcador no definido.
Placas LONGI 450Wp	68
Goodwe 100kW	72
Estructura.....	73
Anexo 2: Estudio PVSOL.....	¡Error! Marcador no definido.
Vista general del proyecto	76
Instalación FV	76
Pronóstico rendim.	77
Evaluación económica	78
Disposición de la instalación	78
Resumen	78
Superficies de módulos.....	80
1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado sudoeste.....	80
Línea del horizonte, Planificación 3D	¡Error! Marcador no definido.
Conexión del inversor	84
Red de CA.....	85
Resultados de simulación.....	86
Resultados Sistema completo	86
Resultados por superficie de módulos	89
Balance energético de instalación fotovoltaica.....	90
Análisis de rentabilidad	92
Resumen	92
Flujo de caja.....	94
Hojas.....	97
Hoja de datos módulo FV	97
Hoja de datos inversor	100
Planos y listado de piezas	103
Esquema eléctrico	103
Plan de acotación	104
Plano de líneas	106
Capturas de pantalla, Planificación 3D.....	108

Entorno 108

Conexión..... 110

Agradecimientos

Es complicado mencionar a todas aquellas personas que han estado a mi lado durante todo este largo proceso.

En primer lugar, quiero agradecer a mi director del proyecto Jaume Saura Perise por haber estado presente siempre que tenía dudas durante la realización del proyecto y por haberme dado toda la libertad necesaria para hacerlo.

Agradecer también a grandes personas como Ángel Marrero León e Ignacio Pliego Prim por haberme guiado desde el principio hasta el final del proyecto.

A mis compañeros de carrera, sin ellos llegar hasta aquí no me hubiera sido posible.

A mis amigos de siempre, por aguantarme en los momentos de máxima presión.

Y como no puede ser de otra forma a mi familia, por haber confiado en mí, por darme la fuerza a continuar en los malos momentos y por seguir ahí en los buenos.

Gracias a todos.

Resum (CAT)

En el present estudi, s'avalua tot el procés necessari per aconseguir una producció d'autoconsum emprant una instal·lació fotovoltaica. Aquest procés va des de fer un estudi inicial en funció del consum individual de l'empresa, fins a la posada en marxa un cop està tot connectat.

Per això es comença realitzant un estudi inicial del consum que té la empresa en qüestió, per poder analitzar quant convenient és posar més o menys panells fotovoltaics.

Aquestes dades s'obtindran de la companyia elèctrica amb la que treballa l'empresa, ja que estan obligats per llei a tenir un analitzador de xarxa que reguli la potencia consumida durant tot el dia els tres cents seixanta.-i-cinc dies de l'any.

En una segona part es realitzarà l'estudi de la nau posant els panells més idonis amb el o els corresponents inversors i la resta de components necessaris per la seva correcta producció, tals com el data manager, el comptador i les proteccions.

Finalment, es farà la posada en marxa de forma presencial de tots els inversors emprats per aquesta instal·lació permetent veure tots els resultats i el seu correcte funcionament.

Paraules clau: Inversor, panells fotovoltaics, data manager, analitzador de xarxa.

Resumen (ESP)

En el presente estudio, se evalúa todo el proceso necesario para conseguir una producción de autoconsumo empleando una instalación fotovoltaica. Este proceso va desde hacer un estudio inicial en función del consumo individual de la empresa, hasta la puesta en marcha una vez está todo conectado.

Por eso se empieza realizando un estudio inicial del consumo que tiene la empresa en cuestión, para poder analizar cuán conveniente es poner más o menos paneles fotovoltaicos.

Estos datos se obtendrán de la compañía eléctrica con la que trabaja la empresa, ya que están obligados por ley a tener un analizador de red que regule la potencia consumida durante todo el día los trescientos sesenta y cinco días del año.

En una segunda parte se realizará el estudio de la nave poniendo los paneles más idóneos con el o los correspondientes inversores y el resto de componentes necesarios para su correcta producción, tales como el data manager, el contador y las protecciones.

Finalmente, se hará la puesta en marcha de forma presencial de todos los inversores utilizados para esta instalación permitiendo ver todos los resultados y su correcto funcionamiento.

Palabras clave: Inversor, paneles fotovoltaicos, data manager, analizador de red.

Abstract (ENG)

In the present study, the entire process necessary to achieve a self-consumption production using a photovoltaic installation is evaluated. This process ranges from making an initial study based on the individual consumption of the company, to the start-up once everything is connected.

This is why we start by carrying out an initial study of the consumption that the company in question has, in order to analyze how convenient, it is to put more or less photovoltaic panels.

This data will be obtained from the electricity company with which the company works, since they are required by law to have a network analyzer that regulates the power consumed throughout the day three hundred and sixty-five days a year.

In a second part, the study of the warehouse will be carried out, putting the most suitable panels with the corresponding inverter or inverters and the rest of the components necessary for its correct production, such as the data manager, the counter and the protections.

Finally, the commissioning of all the inverters used for this installation will be carried out in person, allowing to see all the results and their correct operation.

Keywords: Inverter, photovoltaic panels, data manager, network analyzer.

Abreviaturas

Tabla 1 Tabla de abreviaturas utilizadas en el estudio

PERC	Passivated Emitter Read Cell
Si	Silicio
P	Fosforo
LID	Degradación inducida por la luz
Isc	Intensidad de cortocircuito
BOE	Boletín oficial del estado
REBT	Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
CIE	Certificado de Instalación Eléctrica
CFO	Certificado final de obra
MPPT	Maximum Power Point Tracking
RD	Real Decreto
GEI	Gases de efecto invernadero
BT	Baja tensión
DC	Corriente continua
MFV	módulos fotovoltaicos
STC	Estándar Test Condition
Wp	Wattio pico
BT	Baja tensión
AC	Corriente alterna
ICAEN	Instituto catalán de la energía
Cu	Cobre
TPE	Elastómero termoplástico
In	Intensidad nominal
CNMC	comisión Nacional de los Mercados y la competencia
IP	Internet protocol
CTE	Código técnico de la edificación
SE-AE	actuaciones estructurales de seguridad en la edificación

Introducción

1.1 Objetivo

En el presente estudio se plantea realizar una instalación fotovoltaica con la modalidad de autoconsumo que este legalizada y que permita ahorrar al máximo de consumo de la empresa.

1.2 Alcance del proyecto

Este proyecto nace de la voluntad de querer ahorrar un dinero emprando una zona que antes estaba inutilizada. Como en cada casa, cada kWh que se utiliza a lo largo del día es contado y pagado al final del mes con un precio que varía en función de la hora del día en el que se haya utilizado y en función del mes en el que se esté emprando, además de la compañía en la que pertenezca cada institución. Este proceso se ve aún más afectado por el reciente incremento desproporcionado de la luz en España.

Para resolver el conflicto generado por las compañías eléctricas, decidir apostar por una fuente de energía renovable, como es considerado el sol, resulta más económico que nunca.

En este sentido, la tecnología empleada en este tipo de instalaciones ha ido evolucionando enormemente en los últimos años, tanto que se ha conseguido reducir enormemente los costes iniciales a pesar de haber aumentado sus mejores aspectos enormemente. Sin embargo, aún se están haciendo muchas investigaciones para obtener más prestaciones en los principales componentes de la instalación.

Actualmente en este campo existen muchas marcas que se diferencian unas de otras no solo en el aspecto físico, sino también en sus condiciones individuales y formas de uso.

1.3 Requerimientos

Los requerimientos necesarios, a conseguir en el presente estudio, y demandados por la propia empresa son:

- Los paneles utilizados han de tener mínimo 400Wp, a más de un rendimiento superior al 15%.
- Han de tener todos los materiales una garantía mínima de 10 años de vida útil.
- El proyecto ha de tener un aproximado superior al 20% de autoconsumo.

- El inversor o inversores empleados han de ser de la marca “*Goodwe*” o de prestaciones similares.
- La rentabilidad ha de ser inferior a 10 años.

1.5 Justificación

El propósito del estudio es desarrollar, a partir de las peticiones de la empresa, un proyecto que cumpla con todo lo solicitado y un poco más a ser posible. Para ello se analizarán varias marcas de cada producto y determinaré cual puede ser la más adecuada en función de la calidad y del precio.

Con el objetivo de poder determinar si el material utilizado es viable a nivel económico se comprobará el consumo propio de la empresa y de cuanto gastan mensualmente en cada periodo de tarifa que tengan.

Este proceso se verá simulado en un programa llamado PVSOL que indicará, en función de diferentes factores tales como el precio inicial, el rendimiento de los aparatos, posibles subvenciones en IBI, que tan económico es utilizar un sistema u otro.

1.6 Planificación

El proyecto se divide en 6 etapas principales:

- Etapa 1: Elaboración del estado del arte.
- Etapa 2: Memoria técnica de la instalación.
- Etapa 3: Estudio PVSOL.
- Etapa 4: Puesta en marcha de la instalación.
- Etapa 5: Análisis de resultados y conclusiones.
- Etapa 6: Realización de la memoria.

Las fases a realizar durante el estudio se dividen en 18 semanas como se muestra en la figura 1. En esta figura se muestra el diagrama de Gantt, que tiene el inicio en la elaboración de la memoria y que finalizará en la finalización de la memoria.

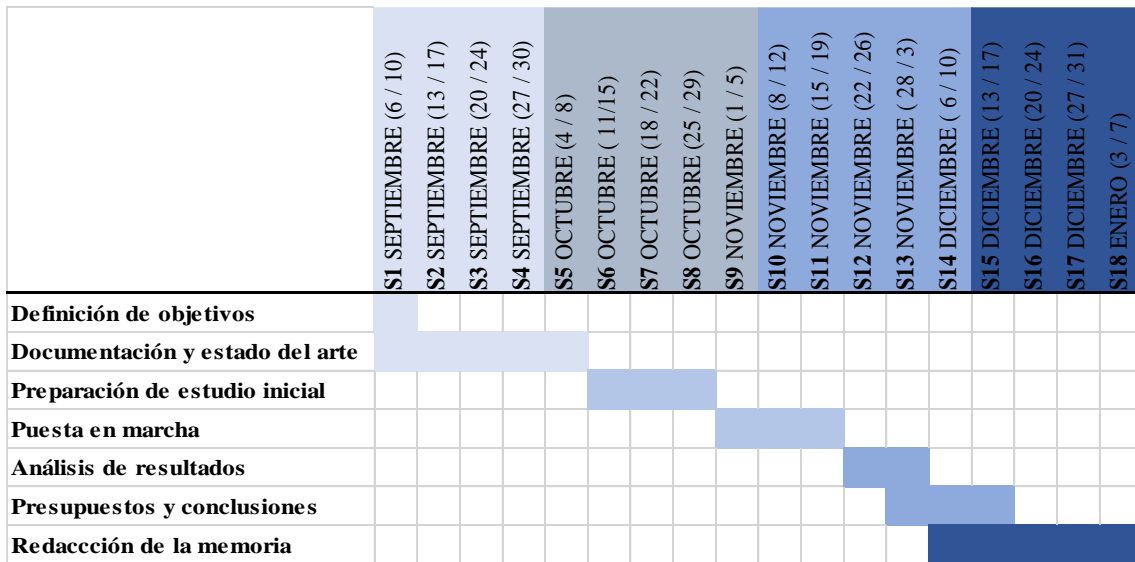


Figura 1 Diagrama de Gantt

2. Estado del arte y antecedentes

En el presente capítulo se aborda el estado del arte de:

- Beneficios de una fuente de energía renovable propia.
- Obtención del silicio.
- Tecnología de placas fotovoltaicas.
- Modalidad de energía fotovoltaica.
- Normativa española energía fotovoltaica en empresas.
- Problemática de la energía fotovoltaica.

2.1 Beneficios de una fuente renovable propia

La población mundial está creciendo aproximadamente mil millones de personas por generación, lo que conlleva, entre otras cosas, un gasto energético cada vez más elevado e insostenible a día de hoy [1].

A parte de incentivar el consumo sostenible y responsable, se deben buscar formas de obtención de energía renovables y que produzcan poco desequilibrio ambiental en la obtención de sus materias primas necesarias para su respectiva fabricación. [2]

En el caso de las placas fotovoltaicas, su material principal es el silicio, necesario para producir células fotovoltaicas que, a su vez, permiten la obtención de energía a través de la irradiación del sol. Este material, es muy abundante en la corteza terrestre y consiste en una mezcla de tres isótopos naturales. Su forma de ser tratado determinará el porcentaje de eficiencia de las placas. [3]

La fabricación de placas fotovoltaicas ha ido variando a lo largo de los años por las continuas mejoras tecnológicas que se van descubriendo, en un inicio se utilizaban placas policristalinas y ahora es muy común emplear monocristalinas. Este cambio se debe a la pureza del silicio y es que, cuanta más pureza mayor será el rendimiento de dichas placas. En términos numéricos, un panel de 60 células puede llegar a producir en las horas punta del sol y en condiciones óptimas 330Wp en su versión monocristalina a diferencia de su versión policristalina de 270Wp. [4]

A pesar de que el silicio sea muy abundante y puro, todos los materiales tienen una vida útil limitada en la que al final de esta las prestaciones se reducen de forma significativa.

En el caso de las placas utilizadas en este proyecto, esta vida útil será de 25 años.

Es necesario incentivar pues la energía renovable con carácter de autoconsumo, para poder así abastecer a todas las personas del mundo sin dar un gran uso a fuentes no renovables como el petróleo o el uranio.

En España se espera conseguir llegar a 39GW en 2030, suponiendo un total de 20.000 millones de euros en inversiones para conseguir este propósito. El plan que llevará este proceso se conoce como “Plan Nacional Integrado de Energía y clima 2021-2030”. [5]

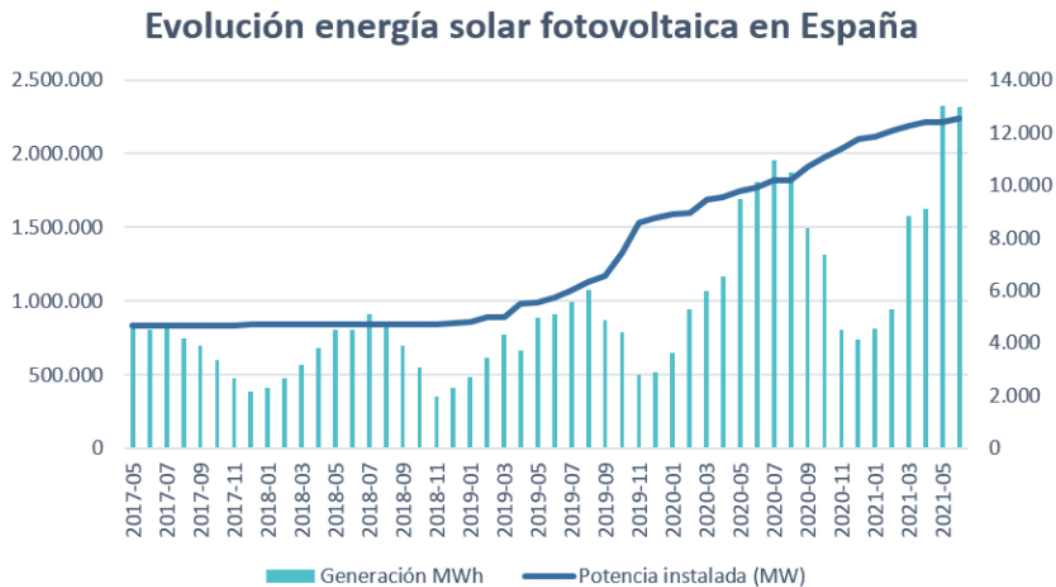


Figura 2 Gráfico de la evolución de la energía solar fotovoltaica instalada en España [5]

Como se puede apreciar en la Figura 2, a partir de marzo de 2019, ha habido un incremento exponencial a lo que había anteriormente, esto tiene varios puntos de vista, pero el más claro es la derogación al impuesto al sol, vigente durante el 2015 hasta finales de 2018 en el Real Decreto-ley 15/2018. Además de la ya mencionada mejora de los productos. Este impuesto perjudicaba a los consumidores que instalaran más de 10kW con lo que las grandes empresas eran las más afectadas, eh ahí el porqué del significativo aumento de la potencia instalada. [6]

2.1 Obtención del silicio.

Las placas fotovoltaicas están constituidas por células de silicio. Dependiendo de la pureza con la que se obtengan estas células variará el rendimiento y precio de la placa. Hoy día se están haciendo placas cada vez más grandes, ejemplo las placas Longi de 535Wp, las cuales tienen un total de 72 células de silicio, pero las más comunes hasta día de hoy tenían tan solo 60 otorgando una potencia de 370Wp.

Una celda fotovoltaica es un semiconductor que se comunica con otros semiconductores mediante cables con los que se conseguirá extraer la energía de todas las celdas de un panel solar. [3]

La forma de posicionar estos cables permitirá obtener nuevas garantías de energía tales como hacer que una placa genere energía pese a recibir sombras.

La manera más común de obtener silicio monocristalino a un grado de pureza oscilante entre 98 y 99% es a través de un horno de arco en el que se somete a un proceso de reducción con carbono. Con este evento se obtiene silicio de grado metalúrgico, pero este grado de pureza no es suficiente para la producción solar, es por ello que se ha de aplicar un proceso denominado silicio de grado semiconductor. Este proceso finaliza cuando la concentración de impurezas es inferior al 0,2 parte por millón de partes.

A pesar de que esta sería la mejor forma de hacerlo, se suele optar por acabar obteniendo 1 parte por millón de partes para así rentabilizarlo económicamente.

Una vez fundido se inicia la fase de cristalización. En esta etapa, se utiliza el método denominado: método “*Czochralski*”. Este método consta de diversas etapas visualizadas en la figura 3 donde se muestra la formación de un material residual a con cristal. [7]

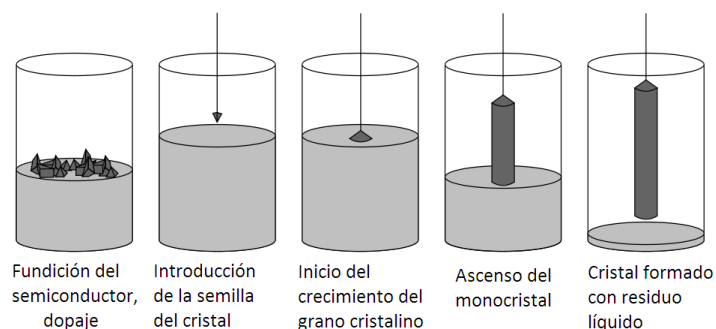


Figura 3 Método Czochralski [7]

Una vez obtenido este cristal formado por residuos líquidos, se han de obtener láminas de obleas mediante cortes en el cristal para después aplicarle un proceso denominado decapado, que consiste en la eliminación de impurezas tales como manchas o escoria.

Al finalizar todo este curso, será necesario juntar todas las partes que constituyen una célula fotovoltaica tales como la capa de boro y la capa del fosforo.

Como conclusión a este proceso, se puede determinar que las células monocristalinas se diferencian de las policristalinas en rendimiento individual. Mientras que las policristalinas obtienen un 12-13% de rendimiento, las monocristalinas obtienen un 16-25%.

2.2 Tecnología placas fotovoltaicas.

Hoy en día, hay muchos tipos de placas fotovoltaicas no tan solo en si son monocristalinas o policristalinas, sino en su tipo de tecnología. Esta tecnología ha ido evolucionando enormemente al cabo de los años haciendo que las prestaciones sean cada vez mejores a un coste menor. [8]

Todas las placas utilizan tecnología PERC a día de hoy. Esta tecnología consiste en poner una capa reflectante para aprovechar al máximo la radiación solar, permitiendo así que se reflejen los fotones que llegan a la placa aprovechando aún más una irradiación que antes se perdía. Esta tecnología se muestra en la figura 4 donde se muestra cómo se aprovecha esta potencia extra. [8]

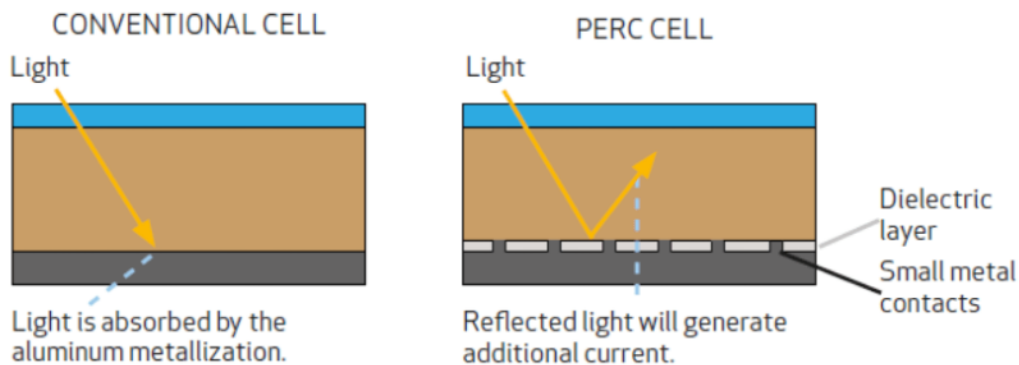


Figura 4 Tecnología PERC [8]

Otro sistema muy empleado en diferentes placas es la denominada “*Half-Cut*” o “*Half-Cell*”. Esta innovación permite separar la placa en dos circuitos diferentes, de tal modo que, si en algún momento del día una de las partes se viera afectada por sombras o por algún tipo de inconveniencia, la placa no dejaría de producir, seguiría produciendo la parte no afectada. Esta tecnología se muestra en la figura 5 donde se pueden ver hasta 2 sistemas distintos.

Esta tecnología permite separar el flujo de la corriente en dos placas iguales y conectadas en serie, haciendo también que se reduzcan las pérdidas al tener menor resistencia interna con lo que se reducirán las pérdidas de transporte. [8]

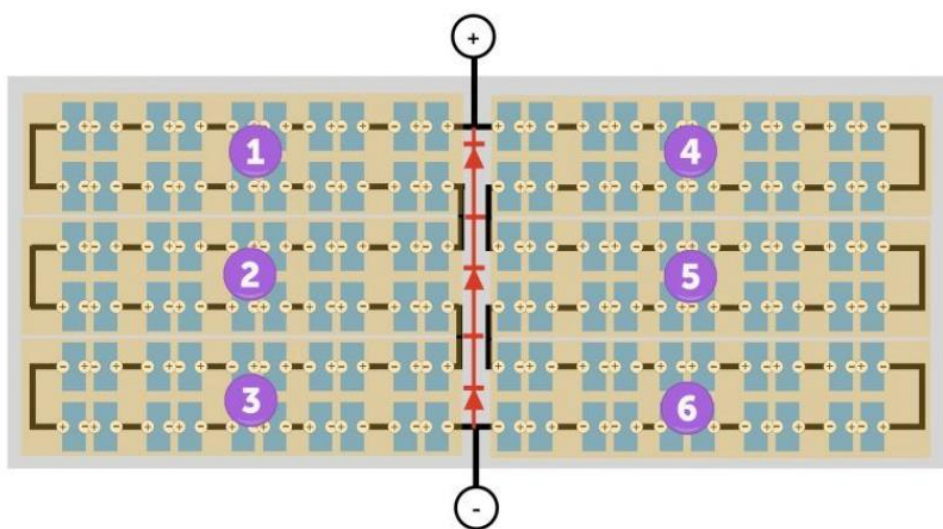


Figura 5 Tecnología “*Half-Cut*” [8]

Hay otro sistema parecido al anterior que también permite reducir la resistencia de transporte y asegura el seguir funcionando pese a tener sombras, esta técnica se le conoce como “*Shingled*”. En el que su funcionamiento es dividir el sistema en 5 o en 6 partes para después conectar todos los trozos en serie, juntando el mismo voltaje.

Otra tecnología es el Anti-LID. Al LID se describe como la pérdida de eficiencia de los módulos de silicio durante los primeros meses de exposición a la irradiación solar. Esta degradación puede llegar a pérdidas superiores al 10% la potencia nominal inicial de la placa. Este proceso se produce con la reacción del boro con otros elementos de la célula como el oxígeno.

Como este fenómeno ocurre en cada célula, sólo será posible visualizar este suceso mediante una radiografía de la placa, donde se hará visible que módulos fotovoltaicos

están dañados y cuáles no. Este proceso se visualizará inyectando la I_{sc} de la placa que emitirá una radiación a una frecuencia visible únicamente con cámaras especiales.

Para impedir que se produzca este fenómeno muchos fabricantes han optado con la total eliminación del oxígeno dentro de las células, aunque suponga un coste mucho más elevado al normal. Otra opción más competitiva a nivel económico es la sustitución del boro por galio. [9]

Este suceso sucede en todos los módulos, pero afecta más a los “*p-type*” monocristalino ya que en su proceso de formación no se puede quitar el oxígeno completamente, sin embargo, en las células “*n-type*” no se permite la combinación del boro con el oxígeno. En la figura 6 se muestra el antes y el después de una placa fotovoltaica afectada por este suceso.

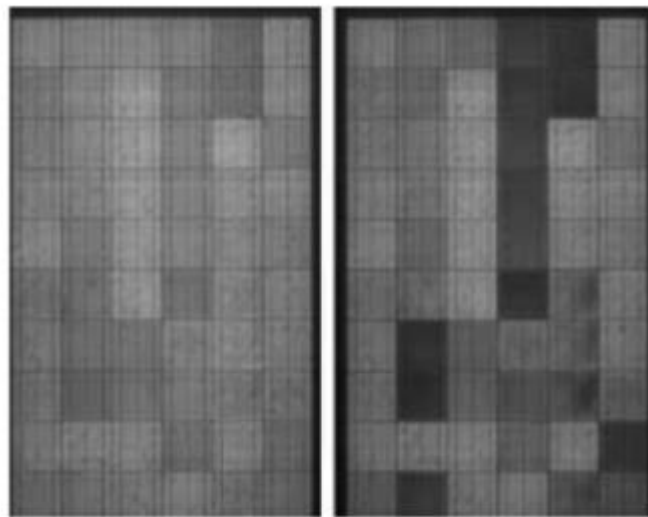


Figura 6 Antes y después de la placa afectada por efecto LID [9]

También existen placas bifaciales, en vez de monofaciales. Aunque estas no son muy utilizadas dado a que consisten en tener dos grupos de células monofaciales en las dos caras, de tal modo que la energía revotada incida de nuevo en la placa, por esto mismo no se suelen utilizar en el tejado de las casas dado a que por un lado dará la sombra durante todo el día. [9]

Durante este estudio se emplearán las placas Longi de 455Wp. Son placas monocristalinas con tecnología PERC y Anti-LID además de “*Half-Cut*”.

2.3 Inversores

El inversor solar o inversor fotovoltaico, es un aparato que permite pasar de DC proveniente de las placas fotovoltaicas a AC. Este proceso permite obtener energía generada de forma renovable y usarla para los propios consumos de la instalación. También, es posible almacenar esta energía en baterías o inyectarlas a red.

2.3.1 Funciones principales del inversor.

Los objetivos principales son:

- Conversión de energía
- Optimización de la energía: maximiza la generación de las placas fotovoltaicas aislando cada panel individualmente y obteniendo o regulando el MPPT de estos. [25]
- Seguimiento y protección: regula los rendimientos energéticos y da las señales (variables según el modelo) del error que hay. [25]
- Operación constante: en caso de que no haya ningún error y la energía fotovoltaica sea suficiente para hacer que el sistema funcione. [25]

2.3.2 Componentes de los inversores

Los inversores cuya finalidad sea la de inyectar a red los excedentes producidos por la instalación fotovoltaica necesitaran un sistema de monitorización encargado de detectar cuando se está cogiendo de red y cuando se está inyectando a red. Este sistema necesita un *meter*, encargado de ver los consumos de la casa y donde irán conectados los toroidales, y un “*datamanager*” que calculará en todo momento quien está proporcionando energía y además regulará la inyección cero.

Estos dos sistemas variaran en función de cada marca de inversor, dado a que todos cumplen la misma función, pero pueden necesitar diferentes aparatos que hagan lo anterior.

2.3.3 Tecnología de inversores

En el caso de requerir de una potencia más elevada de algún tipo de inversor, se puede recurrir a poner varios inversores en cadena. Este sistema consiste en poner un inversor comunicado con un único sistema de monitoreo mientras que otros inversores de menor o igual potencia se hilan a este inversor principal mediante comunicación RS485 modbus. De esta forma se obtiene más capacidad de energía y que todo el sistema este monitorizado por un único aparato de medida.

Para hacer una instalación solar es necesario conectar todos los inversores en serie hasta obtener un voltaje superior al voltaje de arrancada del inversor e inferior al voltaje máximo por MPPT.

No hay que confundir número de entradas de MPPT con número de “*strings*”. El último quiere significar el número de entradas positivas y negativas que tiene un MPPT. Este tipo de entradas se utilizan principalmente en dos circunstancias:

- El voltaje por MPPT proveniente de las placas sea superior al que permite el inversor, en cuyo caso se tendrá que conectar menos placas en serie y hacer dos entradas por separado.
- En el caso de tener dos orientaciones del tejado diferentes.

En el caso de tener la segunda opción, es necesario conectar los paneles en dos ramales ya que, de no hacerlo se hará que las placas fotovoltaicas que reciban menos índice de Sol, y por tanto produzcan menos energía, lastren a las que generan más energía.

Dentro del inversor se hará el paralelo de los dos “*strings*” conectados al mismo MPPT, por ese motivo es necesario que en cada ramal haya el mismo número de placas, para tener así el mismo voltaje y no perjudicar así al rendimiento de la instalación.

Hay que tener cuidado con llegar al menos al mínimo de voltaje descrito en la ficha técnica del inversor ya que de no hacerlo, el inversor no detectará que está llegando nada de la fotovoltaica y no funcionará.

Pese a que el inversor no detecte nada de la parte de fotovoltaica, se seguirán monitorizando los gastos energéticos de toda la vivienda.

2.4 Estructuras

Hay muchos tipos de estructura que se pueden utilizar en los diferentes sistemas fotovoltaicos. La mayoría están compuestas por aluminio, aunque también hay opciones de hormigón e inclusive de otro tipo de metal. Antes de realizar un estudio será importante saber exactamente qué tipo de tejado tienen para poder poner la estructura más adecuada para optimizar la instalación, tanto desde el punto de vista económico como el eficaz.

La ley española prohíbe poner placas fotovoltaicas en tejados de uralita. Es así porque al manipular este tipo de tejados, los polvos que se desprenden pueden ser inhalados por los trabajadores si no van con un equipo especializado, la manipulación de este tipo de instalaciones

puede llegar a producir cáncer. Por ello será necesario quitar este tipo de instalaciones previamente a poder poner las placas fotovoltaicas.

Existen tejados que permiten el uso de estructuras que pueden ser utilizadas tanto si están constituidas por aluminio como por hormigón. Estas son las lastradas. Al sólo necesitar el propio peso de la instalación, será mucho más económico colocar un bloque de hormigón con el grado de inclinación adecuado para optimizar el rendimiento de las placas.

Sea de hormigón o de aluminio, previamente se ha de calcular la sobrecarga que puede aguantar el tejado de la instalación para evitar posibles roturas y afectar significativamente el daño causado a la propia instalación.

2.4.3 Estructura tipo DECK

Este tipo de tejados son muy utilizados en cubiertas con poca inclinación [1% - 5%] de grandes superficies.

Están formadas por un soporte metálico, un aislamiento rígido y un sistema de impermeabilización tal y como se muestra la figura 7. Tienen aislamiento térmico y acústico además de tener una gran protección contra incendios dado a que el material usado es incombustible. [27]

2.4.3.1 Componentes Cubiertas DECK

- Soporte resistente:

Tiene un soporte metálico montado en posición fachada. [27]

- Aislamiento térmico y acústico:

Formada por varias capas de material aislante que impiden las pérdidas térmicas y la formación de condensaciones. [27]

- Elementos auxiliares:

Capas separadoras que evitan la impide que se junten las distintas capas de impermeabilización. Además, también evita el paso del vapor. [27]

- Protección y acabado

Puede ser tanto ligera como pesada y protege la impermeabilización de los efectos de circulación tales como la acción atmosférica. [27]

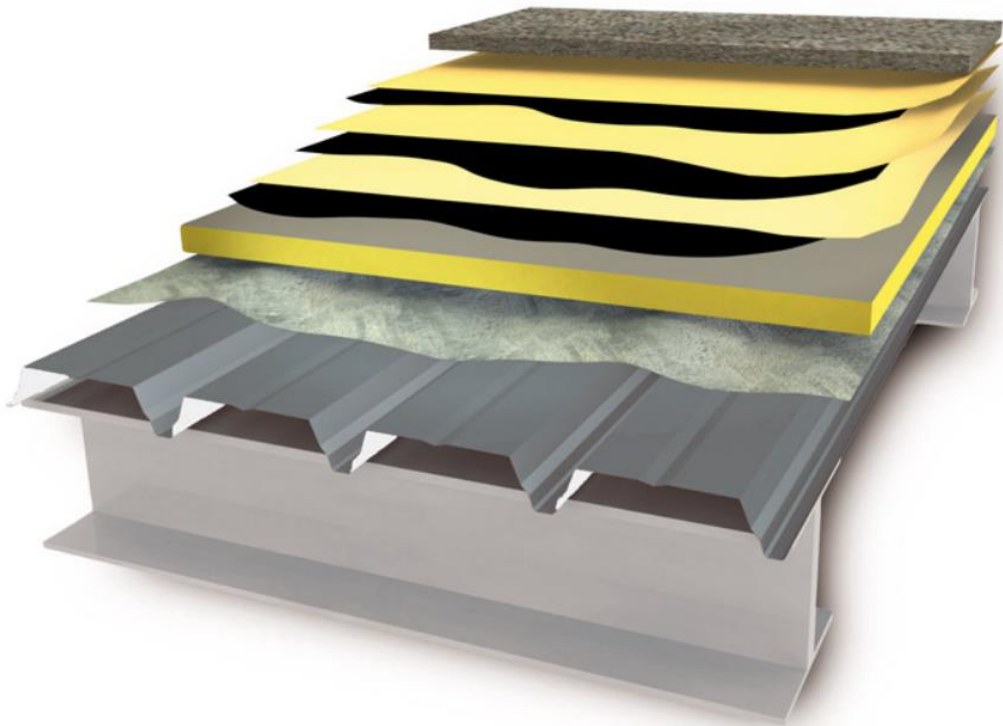


Figura 7 Estructura DECK [27]

2.5 Optimizadores de potencia

Los optimizadores de potencia son convertidores de corriente continua a corriente continua que se acoplan detrás de la placa fotovoltaica y su función es la de modificar el punto de funcionamiento de la curva intensidad-tensión de los paneles que reciban sombra. Con esto se consigue que, pese a que en una placa conectada en serie en su grupo de celdas reciba sombra de algún tipo, no haga que el resto del ramal genere menos y se mantenga a la misma intensidad que el resto. [25]

Es un dispositivo que se compra a parte de la placa y es individual para cada placa. Lo ideal sería ponerla en los sitios donde haya sombra de algún tipo en determinados momentos del día, pero comprar una placa que se va a colocar donde el porcentaje de sombra es mayor al 10% no es aconsejable, dado a que la función del optimizador no es la de hacer que genere más energía sino la de evitar que el resto se vean perjudicadas. De modo que no se generará más potencia pese a tener un optimizador colocado.

2.6 Modalidad de energía fotovoltaica

En función del uso que se le quiera dar o de los procesos legales que se tengan al hacer una instalación fotovoltaica se pueden separar en varias modalidades, todas ellas recogidas en el IDAE.

La primera y más conocida es el autoconsumo con inyección. En este caso, toda la energía generada va para abastecer a los propios consumos que se tenga en la vivienda, haciendo que cuando lo generado sea mayor a lo consumido, se inyecte a la red, consiguiendo así una compensación económica con la compañía. Para realizar esta inyección, es necesario legalizar la instalación fotovoltaica y para ello hay que hacer una serie de procesos burocráticos que varían en función del ayuntamiento de la zona y del tipo de autoconsumo que sea, colectivo o individual. En la figura 8 se muestra los dos tipos de autoconsumos con inyección, el colectivo y el individual además del tipo de conexionado a red, de una red interior o a un centro de transformación.

En la figura 9 se muestra un breve resumen sobre los procesos que ha de seguir el instalador si desea el cliente final legalizar la instalación.

Todo el proceso burocrático también es necesario en el caso de querer subvenciones dado a que obligan a que este legalizada. Para poder legalizar una instalación es necesario contar con un sistema de monitoreo que indique en cada momento del día cuanto se está inyectando o cuanto se está usando la energía de red. Este sistema variará en función de la marca de inversor empleado, pero el funcionamiento es similar. En este proceso se requiere que el inversor o algún otro aparato pueda registrar y transmitir los datos de la potencia que se está generando.

Para ver el consumo, será necesario colocar un contador bidireccional que lea a partir de toroidales aguas arriba de la entrada de suministro de la compañía eléctrica. En función de si es una instalación monofásica o trifásica habrá uno o tres transformadores de corriente que se colocarán por cada fase. Los más comunes son los toroidales de núcleo partido de pletina.

El funcionamiento de este contador es una simple suma, dado a que ve lo que entra de la red y gracias a los datos que proporciona el inversor, también verá lo que se está generando al momento.

Si el cálculo fuese positivo significaría que no está cogiendo nada de red y que en ese momento está inyectando, si no lo fuese, significaría que está cogiendo de red. Todo esto, se muestra

gráficamente en la figura 12 o figura 13, donde se ve una instalación de 5kW funcionando durante el día en distintos meses. En ese caso, se trata de un autoconsumo individual con excedentes a red.

Con este proceso, se puede ver mensualmente cuantos kWh se han inyectado a red y así es como las compañías compensan a la instalación mensualmente. A pesar de tener esta compensación, no se recomienda poner más placas del consumo ya que no compensa económicamente sobredimensionar la instalación, porque el sobrante se compensa mensualmente en la factura acordada con la compañía, impidiendo siempre que la factura sea negativa o cero. [11]

<p>Autoconsumo INDIVIDUAL</p> <p>Un consumidor asociado</p> <p>O</p> <p>Autoconsumo COLECTIVO</p> <p>Varios consumidores asociados</p>	<p>Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR</p> <p>Conexión Red interior.</p>	<p>SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido.</p> <p>SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR No existe</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN Consumidor</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
		<p>CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción ≤ 100kW. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
		<p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>
	<p>Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED</p> <p>Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo < 500 m, ambos conectados en BT. Misma referencia catastral (14dígitos).</p>	<p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.</p>	<p>CONSUMIDOR Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO Puede ser diferente</p>

Figura 8 Cuadro de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo [11]

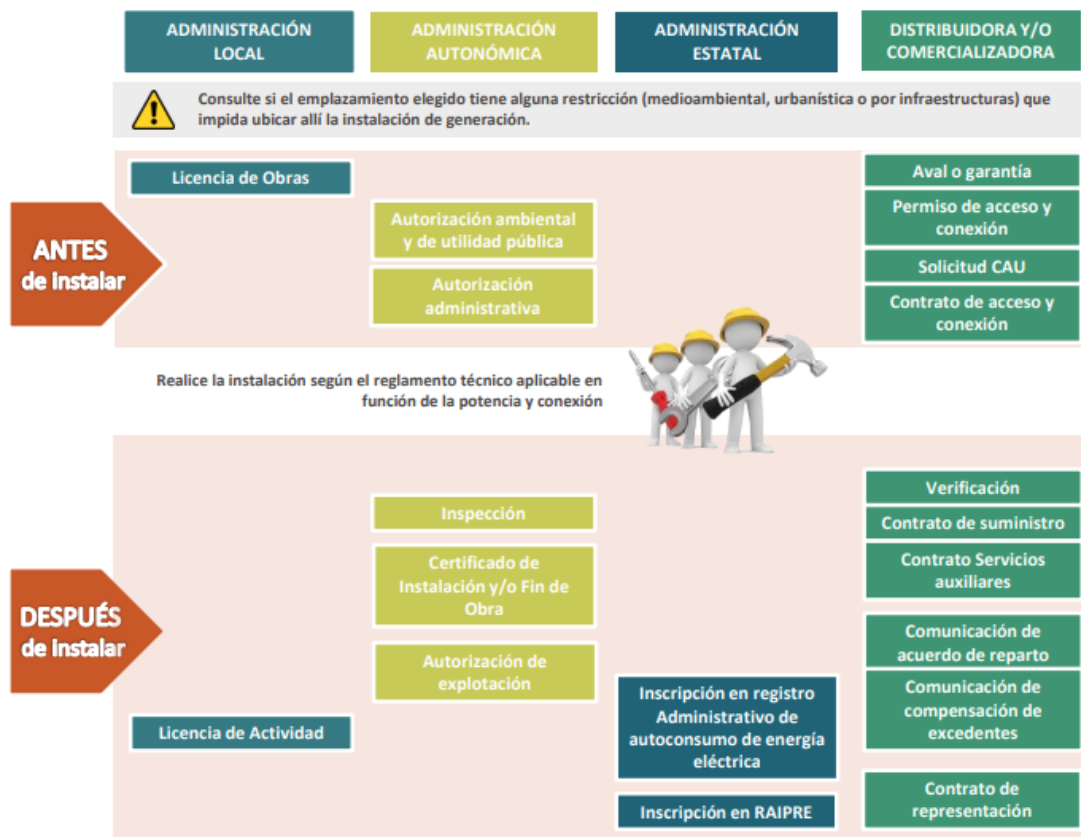


Figura 9 Resumen de las etapas de tramitación de los organismos o entidades implicadas [11]

Se puede obviar el tema de monitorización, haciendo que no sea tan cara la instalación, pero en este proceso impedirá cualquier opción de inyección a red y el de poner baterías, dado a que en ambos es obligatorio el sistema de monitoreo. Si hacemos lo anterior, podríamos hablar de un sistema sin inyección a red. Esta es una opción que nos da el inversor o que podemos obtener utilizando algún aparato recomendado por la marca de inversor que estemos empleando.

De esta forma, siempre que se llegue a tener más producción de lo que se está consumiendo, el propio inversor regulará el punto MPPT de las placas haciendo que produzcan una cantidad menor a la que deberían en ese momento. Suele emplearse cuando no se desea pasar por el proceso burocrático de legalizarlo.

Por último, también se utilizan los sistemas de producción aislada, estos sistemas consisten en autoabastecer el propio consumo que haya en una instalación.

Para realizar este proceso, es necesario saber cuántos consumos hay y cuantas horas serán utilizados estos consumos. A su vez, será necesaria el uso de material especializado para este

tipo de instalación dado a que es necesario pasar el certificado que indica el BOE y el IDEA. [10]

2.7 Normativa española energía fotovoltaica

En España se ha de cumplir la normativa mostrada por el reglamento de baja tensión, ITC-BT-03 o el reglamento de alta tensión, ITC-RAT-21 en función de la modalidad de la empresa que exista. [11]

En el caso de ser una instalación de autoconsumo inferior a 10kW, se deberá entregar el CIE ante el órgano correspondiente de la comunidad autónoma. [11]

En el caso de ser una instalación de autoconsumo superior a 10kW e inferior a 100kW, pero de baja tensión, será necesario entregar el CIE y el CFO, además será obligatorio seguir el procedimiento regulado en el RD 1699/2011. Este tipo de instalaciones siempre podrán inyectar a red el sobrante no utilizado. [11]

La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre. [11]

2.7.1 Instalaciones de más de 100kW

Es obligatorio en este tipo de instalación seguir el procedimiento descrito en el RD 244/2019 artículos.

En este RD, se indica que han de seguir los siguientes aspectos:

- Diseño del sistema fotovoltaico. [12]
- Permisos de acceso y conexión, avales o garantías. [12]
- Autorización ambiental y de utilidad pública. [12]
- Autorización previa y de construcción. [12]
- Licencia de obras. [12]
- Puesta en marcha del sistema fotovoltaico. [12]
- Inspección inicial y periódicas. [12]

- Certificado de instalación y de fin de obra. [12]
- Autorización de la explotación. [12]
- Contrato de acceso. [12]
- Contrato de suministro de energía de servicios auxiliares. [12]
- Licencia de actividad. [12]
- Acuerdo de reparto y contrato de la compensación simplificada. [12]
- Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo. [12]
- Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica.

En este tipo de instalaciones lo recomendado es utilizar una instalación con excedentes y sin compensación, para así vender la energía sobrante en función del mercado energético europeo. En este proceso, se aplicará el impuesto del valor de la producción de Energía Eléctrica del 7%. [12]

2.8 Tarifas españolas

A partir del 15 de enero de 2020, tras la circular 3/2021 de la CNMC se estableció una nueva metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de la electricidad. Las nuevas tarifas son: 2.0TD, 3.0TD y 6.1TD. [22]

Estas modifican a las antiguas.

- 2.0TD sustituye a 2.0A, 2.0DHA, 2.0AHS, 2.1A, 2.1DHA y 2.1DHS [23]
- 3.0TD sustituye a 3.0A [24]
- 6.1TD sustituye a 3.1A y 6.1A [22]

El precio de cada tarifa es variable dado a que depende de la comunidad autónoma en la que se esté y el tipo de contrato que se tenga con la empresa comercializadora.

2.8.1 Tarifa 2.0TD

Esta nueva tarifa se aplicará en redes de tensión inferior a 1kV y con una potencia contratada inferior a 15kW. Además, está constará de dos periodos de pago en término de potencia contratada fija y tres periodos de energía consumida.

2.8.1.1 Horario de potencia 2.0TD

En esta tarifa se podrá escoger tener dos potencias contratadas distintas, una para el periodo denominado Valle y otra para el denominado Punta. Todos los días laborables, fines de semana y días festivos nacionales, de 12:00 AM hasta las 8:00 AM serán del periodo Valle. El resto de horas serán Punta.

2.8.1.2 Horario de energía 2.0TD

Con esta tarifa habrá tres tipos de periodos; Punta, Llano y Valle. Todos se aplicarán de lunes a viernes y todos los fines de semana y días festivos nacionales serán valle. Ver figura 10.



Figura 10 Horario energía tarifa 2.0TD [22]

2.8.2 Tarifa 3.0TD

Esta nueva tarifa se aplicará en redes de tensión inferior a 1kV y con una potencia contratada superior a 15kW. Además, está constará de hasta seis periodos de pago en término de potencia contratada fija y seis periodos de energía consumida.

Para este tipo de tarifas, se variará mensualmente el periodo de la tarifa que se paga en función de la hora del día que sea tal y como se puede apreciar en la figura 11.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Figura 11 Horario 3.0TD [24]

2.8.3 Tarifa 6.1TD

Esta nueva tarifa se aplicará en redes de tensión superior a 1kV e inferiores a 30kV y con una potencia contratada superior a 15kW. Además, está constará de hasta seis periodos de pago en término de potencia contratada fija y seis periodos de energía consumida.

El periodo de paga es el mismo que el de la tarifa 3.0TD.

2.9 Problemática de la energía fotovoltaica

El principal problema de esta fuente de energía es la necesidad de energía solar para su funcionamiento. No todos los días esta soleado y durante el transcurso del año hay diferentes condiciones climáticas que hacen que oscurezca y amanezca en tiempos oscilantes. Esto hace que la generación fotovoltaica se vea modificada a lo largo del año.

Estas variaciones se muestran en la figura 12 donde, una instalación pequeña de 5kW de potencia instalada en el mes de agosto. Es lógico que empiece a funcionar a partir de las 8:00 y se deje de funcionar a partir de las 19:00, pero esto variará significativamente en la figura 13 donde teniendo la misma instalación se aprecia como la curva varia enormemente teniendo muchas menos horas útiles para la energía fotovoltaica generando así muchos menos kWh.

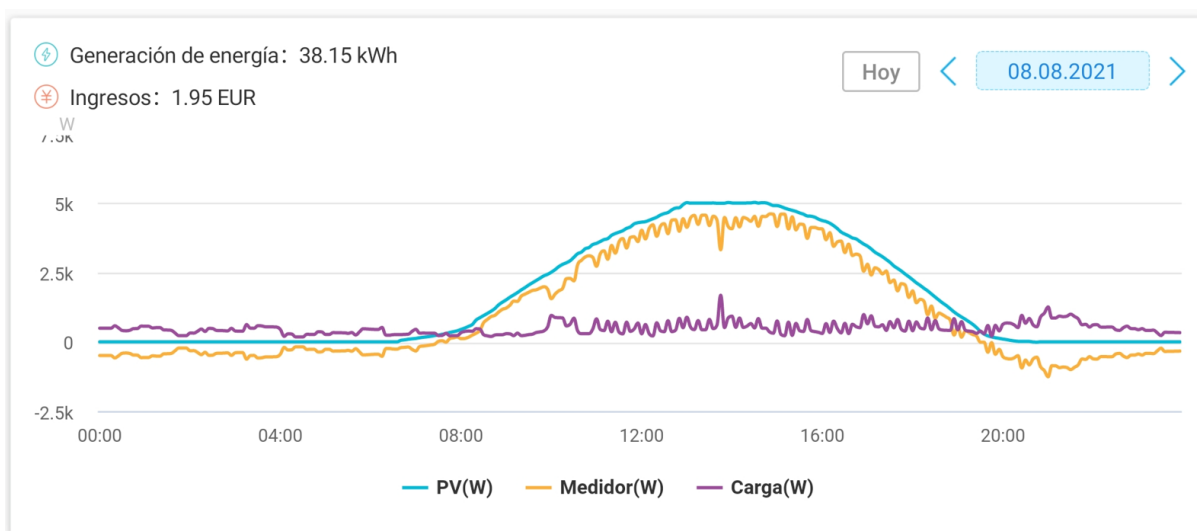


Figura 12 Muestra de energía fotovoltaica producida un día de agosto en España con sol en una instalación de 5kWh.[30]

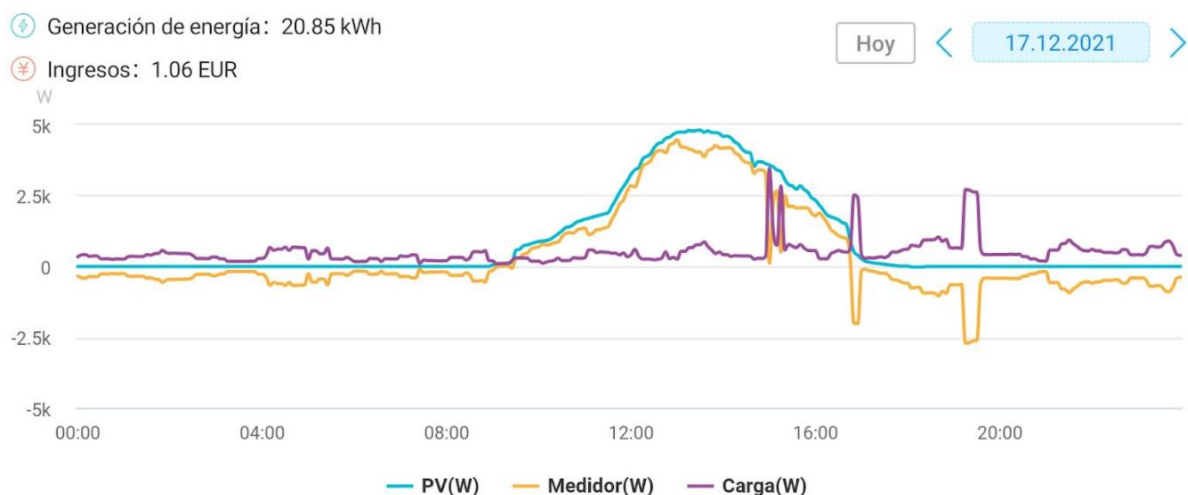


Figura 13 Muestra de energía fotovoltaica producida un día de diciembre en España con sol en una instalación de 5kWh. [30]

Es por este motivo que la eficiencia de la instalación variará en función de la irradiación que haya en la zona donde se desea poner las placas. Aun así, son muy útiles si se paga mucho de factura mensual, dado a que, cuanto más caro sea el kWh, más se ahorra con el tiempo ya que este kWh es generado por la instalación fotovoltaica.

Es muy aconsejable colocar placas en las empresas porque son las que más kWh consumen al año con lo que son las que más pagan. Además, es utilizar una zona antes vacía que permite ahorrar.

El mayor problema está en el caso de querer un sistema aislado con una potencia muy elevada durante todo el día, dado a que hay que considerar un sobredimensionamiento de la instalación para asegurar que en ningún momento se produzca un apagón. Hacer este tipo de instalaciones conlleva poner un precio mucho más elevado que un autoconsumo normal.

Otro problema añadido es el impuesto al sol. Este peaje se aprobó en el RD 900/2015. Esta norma se derogó mediante el RD 244/2019 y afectaba a las instalaciones fotovoltaicas superiores a 10kW además de a todas las que tenían la modalidad de sistema aislado haciendo que tuviesen que pagar impuestos por la energía que generaban. Es posible que en un futuro cuando ya se haya normalizado la energía renovable alrededor del país vuelva un peaje parecido que obligue a pagar más. Es un ejemplo, la obligación de las empresas a pagar la potencia reactiva que produzcan en sus fábricas, este asunto no afecta directamente a la fotovoltaica dado a que está fuera de este nuevo impuesto, pero es muy posible que en los futuros años se obligue a pagar también por la energía generada a través de las placas fotovoltaicas.

Hoy en día se ha impulsado enormemente la energía renovable extraída de la fotovoltaica a través del Acuerdo de París, que establece medidas para la reducción de GEI, esto se ha mostrado con las subvenciones que habrá a nivel europeo destinadas a la creación de energía renovable. Pero estas subvenciones son muy variables y van bajo demanda, es decir, no por instalar paneles fotovoltaicos se obtendrán las subvenciones.

Para optar a ellas hay que hacer una serie de procesos burocráticos que finalizará con la posibilidad de obtener una subvención, aunque no es seguro que se reciba esta.

3. Memoria técnica de la instalación.

El objetivo de la memoria es definir las características técnicas y económicas necesarias para obtener la máxima optimización energética empleando los equipos que mayor calidad y fiabilidad puedan dar.

La nave sobre la que se realizará este estudio se encuentra en Parets del Vallès, pero por motivos de confidencialidad no se puede dar su nombre. Es una empresa nueva con un consumo anual aproximado de 1.500.000kWh anuales.

Esta empresa mide 14,5 metros de altura y tiene un tejado tipo DECK.

3.1 Criterios de la instalación

La instalación diseñada tiene como objetivo el producir electricidad a partir de la radiación solar, de forma sostenible, produciendo energía totalmente renovable utilizando el sol como única fuente de energía.

La instalación fotovoltaica que se desarrollará en este estudio se define como instalación generadora de autoconsumo en baja tensión sin excedentes. No verterá energía eléctrica a red.

3.2 Diseño de la instalación

La instalación es de tipos de módulos fotovoltaicos fijos con conexión a red de baja tensión de la nave.

Características de la instalación:

- Ubicación en coordenadas: 41.35675671660621, 2.094502240351035
- Características módulos fotovoltaicos:
 - o Número de módulos: 1008
 - o Potencia por módulo: 450Wp
 - o Inclinación de la estructura: 0° Coplanar
 - o Orientación: Sud-oeste 23°
 - o Potencia máxima instalada: 453,60kWp
 - o Superficie generadora: 2459,36 m²
- Características de los inversores:

- Número de inversores: 4
- Potencia unitaria por inversor: 100kW

La instalación de los módulos se mostrará en el punto 6.0 estudio realizado mediante el PVSOL. Para los cables DC se emplearán cables de la marca “Prysmian” de sección 10mm^2 , ya que se ha comprobado que las pérdidas de tensión no supera el 1,5% entre los módulos y el punto de comitada de BT. Se mostrará posteriormente en los cálculos la justificación de la sección utilizada.

Para esta instalación se utilizarán cuatro inversores de 100kW que irán conectados cada uno a su respectivo cuadro de protección. Estos inversores ya tienen incorporados las protecciones de continua contra sobretensiones por MPPT.

Des del cuadro de inversores se alimentará al cuadro general de baja tensión de la nave donde habrá un interruptor general automático para la potencia total de la fotovoltaica.

3.3 Componentes de la instalación

En la presente instalación solar se distinguen estos elementos:

3.3.1 Campo fotovoltaico

Para minimizar las pérdidas por caída de tensión, las MFV se conectan en grupos en serie de manera que la tensión de salida no sea superior a 600V en DC dado a que está es el voltaje máximo por MPPT. Además, la intensidad será inferior a 12A respetando los límites del inversor. En la figura 14 se muestran los detalles técnicos de los inversores de alta potencia de la marca “Goodwe”. En el caso de este proyecto se emplearán los datos del GW100K-HT.

Ficha técnica	GW100K-HT	GW110K-HT	GW120K-HT	GW136K-HTH
Datos de entrada de cadena FV				
Potencia máx. de entrada CD (kW)	150	165	180	205
Tensión máx. de entrada CD (V)	1100	1100	1100	1100
Rango de tensión MPPT (V)	180~1000	180~1000	180~1000	180~1000
Tensión mín. de arranque (V)	200	200	200	200
Tensión nominal entrada CD (V)	600	600	600	750
Corriente máx. de entrada (A)	10*30A	12*30A	12*30A	12*30A
Corriente máx. de cortocircuito (A)	10*45A	12*45A	12*45A	12*45A
No. de rastreadores MPPT	10	12	12	12
No. de cadenas de entrada por rastreador	2	2	2	2

Figura 14 Entrada máxima de voltaje por CD y entrada máxima de intensidad por CD. [14]

La central de generación fotovoltaica se formará por un total de 1008 paneles con células de Si, garantizando así una producción energética muy elevada por el alto rendimiento de la placa a utilizar.

Las características de los MFV según las STC son:

- Marca: Longi
- Modelo: LR4-72HPH-450M
- Tipo: Monocrystalinas
- Potencia de salida máxima: 450W
- Número de células monocrystalinas 72
- Tolerancia: 0/ +5 W
- Voltaje a potencia máxima (Vmp): 41,5V
- Corriente a potencia máxima (Imp): 10,85A
- Garantía de la eficiencia: 25 años
- Garantía del producto: 12 años
- Tensión en circuito abierto (Voc): 49,3V
- Corriente en cortocircuito (Isc): 11,5A
- Eficiencia del módulo: 20,9%

Las condiciones de funcionamiento son:

- Tensión máxima DC: 1000/1500V
- Máxima corriente en serie: 20A
- Rango de temperaturas: -40°C a 85°C
- Máxima carga estática delantera: 5400Pa
- Máxima carga estática trasera: 2400Pa

Las características mecánicas son:

- Dimensiones MFV: 2094 mm x 1038 mm x 35 mm
- Peso por MFV: 23,5kg

- Células monocristalinas silicio (Si): 72
- Material del marco: Aleación de aluminio anodizado
- Vidrio templado revestido de 3,2 mm de grosor de alta transparencia.

El conexionado entre módulos se realizará con el cable de la marca “*Prysmian*” comentado con antelación.

Se ha escogido este tipo de placa por su alto rendimiento ya que incluye tecnología PERC, “*Half-cut*” y “*Anti-LID*”. Esta placa se verá como muestra la figura 15.

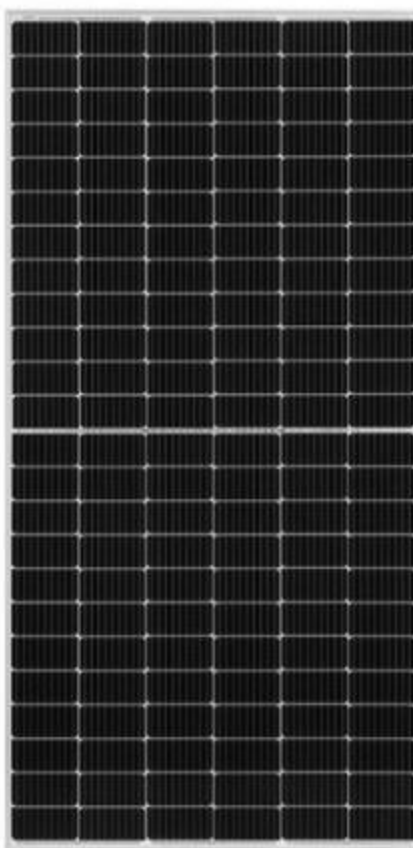


Figura 15 Placa fotovoltaica LONGI 450Wp [15]

3.3.2 Inversores para B.T en corriente alterna

El objetivo de los inversores será la energía de corriente continua a corriente alterna a la misma tensión y frecuencia que la que suministra la compañía eléctrica. Al tener una instalación trifásica se empleará un inversor trifásico, concretamente el modelo GW100K-HT. Colocamos únicamente 4 inversores de 100kW dado a que la potencia nominal en DC que aguanta el inversor es 150kW, a pesar de poder llegar a tener 150kW en DC, en AC saldrá únicamente 100kW. Sale rentable poner más placas, porque así se asegura que en una hora no óptima donde no se genere suficiente energía, se tenga placas de más para entregar la máxima potencia.

Se ha escogido la marca “*Goodwe*” por el rendimiento, la calidad, su fiabilidad y su precio.

Las características más destacables son:

- Marca:	GOODWE
- Modelo:	GW100K-HT
- Potencia nomina:	100kW
- Tensión nominal de entrada MPPT:	150kW
- Tensión máxima de entrada DC:	600V
- Tensión de arranque DC:	1000V
- Tensión de salida AC:	200V
- Normas:	III - 380
- Rendimiento:	IEC / EN 62109-1
- Protección:	IP65

Podrían emplearse otros inversores de otras marcas por ejemplo Huawei o Fronius, pero no suponen una gran diferencia unos de otros dado a que el rendimiento es muy similar.

Como no se desean inyectar el sobrante a red, será estrictamente necesario utilizar un sistema de inyección 0.

Para ello necesitaremos el SEC1000. El SEC1000 es un kit de inyección, y sirve tanto para asegurar la inyección cero de la instalación, como para monitorizar en tiempo real la producción solar y el consumo eléctrico de la instalación. A parte del SEC1000, es necesario añadir tres

transformadores de intensidad de núcleo abierto para las fases de la acometida. En la figura 16 se visualiza este producto.



Figura 16 Sec1000 [16]

Este equipo contiene un sistema de seguridad que hará parar a los inversores si se llegase a inyectar a red por más de 2 segundos. Al detectar que se está inyectando abrirá un contactor de abrir y cerrar interno y se enviará una señal a cada uno de los inversores para que se detengan. En la figura 17 se muestra un sistema de autoconsumo con 5 inversores. Se puede apreciar cómo se conectan los tres toroidales a cada fase de la instalación y los respectivos cables de comunicación necesarios para conectar el sistema de monitoreo a red y los inversores a este.

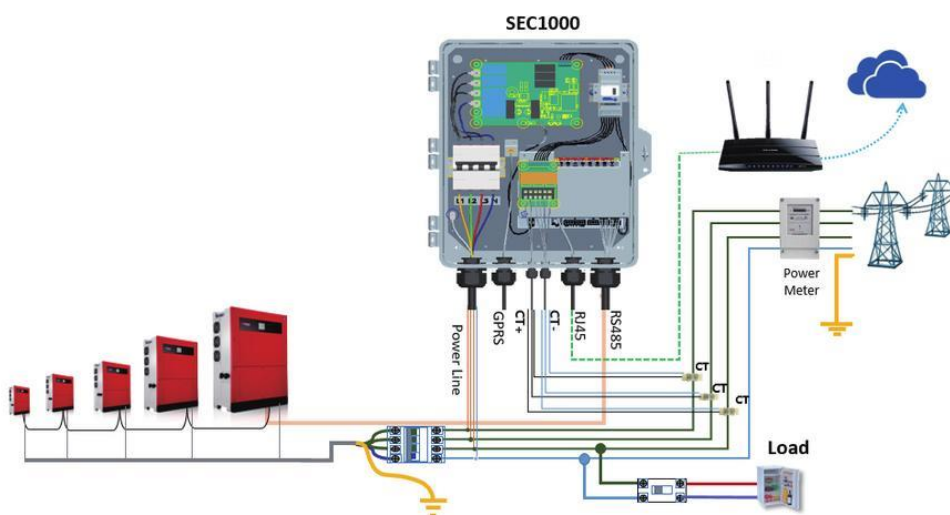


Figura 17 Esquema de una instalación con "Goodwe" [16]

3.4 Cálculo de la energía generada

Para saber cuánta energía se generará hay que tener en cuenta tres factores básicos:

1. La radiación solar recibida en la localidad de la instalación.
2. Orientación e inclinación de los MFV.
3. Rendimientos de los componentes del sistema fotovoltaico.

3.4.1 Radiación solar

Para saber la radiación solar recibida en la instalación se necesitarán los valores estadísticos, medidos durante años, pertenecientes al ICAEN.

Estos datos públicos proporcionan información real sobre la incidencia de radiación solar en MJ/m^2 en una superficie horizontal.

Mediante la latitud, orientación e inclinación de los MFV se obtiene la radiación solar incidente en la superficie de los módulos. Los cálculos de la producción se han tenido en cuenta mediante el programa PVSOL, que coje todos los valores anteriormente citados y mediante la empresa Valentin Software GmbH hace los cálculos necesarios en función de estos datos.

3.4.2 Producción eléctrica

Se calcularán todas las pérdidas energéticas de los componentes del sistema fotovoltaico obteniendo lo siguiente:

- Panel fotovoltaico:
 - -0,53% rendimiento anual del módulo.
 - -1,12% pérdidas por reflexión y sombras.
 - -1,24% pérdidas de los polos acumulados.
- Cableado y elementos de distribución:
 - En el cableado de alterna: - 0,75% efecto Joule
 - En el cableado de continua: - 0,75% por caídas de tensión
- Inversor:
 - Tiene un rendimiento del 98,3% en Europa según la ficha técnica.

Con estos datos obtendremos que la producción anual de la energía fotovoltaica es de 586.409,35kWh aproximadamente.

4. Consideración de desechos.

En la instalación fotovoltaica prevista no habrá desechos durante la obra y diariamente todo lo extraído ajeno al material utilizado se llevará a un punto verde.

4.1 Integración paisajística y arquitectónica.

Se han situado todos los módulos de forma coplanar al tejado de la empresa y los inversores estarán situados en el muro de detrás de la zona de oficinas. El cuadro se situará en la planta baja del edificio al lado del cuadro de protección general. Ningún elemento será visible desde el exterior.

4.2 Protección del medio ambiente

Para preservar el medio ambiente es importante evitar el máximo la contaminación y realizar todos los esfuerzos posibles para dejar de utilizar combustibles fósiles.

Con esta producción de energía renovable se evita una gran cantidad de emisiones tóxicas como el CO₂.

4.2.1 Ahorro de emisiones de CO₂.

Según los datos obtenidos recientemente, el coeficiente de emisiones de las grandes distribuidoras eléctricas con clasificación tipo F, su impacto ambiental es de 0,38kg de CO₂ por cada kWh producido. [18]

Con la nueva instalación se evitará emitir un total de 222,84Tn de CO₂. Este dato equivaldría a la repoblación de 556 árboles anuales dado a que cada uno puede producir entre 300 a 500kg de CO₂ anuales. [17] [18]

4.2.2 Residuos radioactivos.

Los residuos radioactivos procedentes de una compañía eléctrica con clasificación tipo F son de 0,76mg por kWh. [18]

Con la nueva instalación se evitarán 445,67g de residuos anuales.

5. Especificaciones técnicas

5.1 Sistema de monitorización

La instalación tendrá de un equipo de monitorización y de comunicación que permitirá visualizar el correcto o incorrecto funcionamiento del sistema desde cualquier lugar. Los datos meteorológicos y los datos del funcionamiento los dará el SEC1000 también conocido como registrador de datos. Esta información será útil para aplicar operaciones preventivas y correctivas que aseguren el correcto funcionamiento del conjunto. Además, este inversor vendrá incorporado con un magnetotérmico, que permitirá una revisión segura.

Tiene un cable de 50mm² diseñado para hacer que funcione independientemente de si recibe energía fotovoltaica o no siendo así un consumo de la casa. Se hace así, para evitar que se apague durante la noche.

Todos los inversores estarán conectados al monitor de la red “*Goodwe*” SEC1000 mediante unas interfases de comunicaciones RS485 con código de comunicación Modbus RTU.

En este aparato irán conectados tres toroidales de núcleo de pletina partida de la marca “*Circutor*”. Al tener la empresa una potencia instalada de 600kW se emplearán unos toroidales de magnitud 1000/5^a debido a la gran potencia contratada de la empresa.

Mediante un “*router*” 4G se podrá acceder remotamente a la información más relevante que será procesada a través de la aplicación SEMS PORTAL.

Todo este cableado se aprecia en la figura 17.

5.2 Cableado

El cableado de interconexión de todo el material de la instalación fotovoltaica seguirá la normativa establecida en materia de aislamiento y de protección y satisfarán las caídas de tensión, las intensidades máximas admisibles y las intensidades de cortocircuito.

El cable utilizado para la conexión de módulos fotovoltaicos en DC y el que se usará para llevar este a las cajas de distribución y de estas a los inversores estará especialmente diseñado para sistema fotovoltaicos. Este cable será de Cu clase 5 y de 0,6/1,0kV de tensión nominal con las siguientes características:

- Aislamiento y cubierto por TPE. [20] [29]

- Resistencia a los rayos ultravioletas, a el ozono, a los agentes químicos y a los oleos minerales. [29]
- Libre de halógenos. [29]
- No propagador de llama. [29]

Este material se encontrará recogido mediante tubos metálicos y una carcasa escogidos por el instalador.

5.2.1 Cableado DC

El conexionado de la instalación será de 2 “strings” por cada MPPT conectando en cada “string” 14 módulos de 455Wp de la marca Longi.

Para calcular la sección necesaria se medirá la sección demandada en un solo inversor, dado a que el conexionado de los inversores es el mismo.

Por cada inversor se tendrán 16 “strings” y 14 módulos conectado por cada uno.

Se considera que el cable estará instalado en un canal protector en un tramo exterior al edificio, con lo que se aplicarla la norma ITC-BT 30 considerándose a esta zona como intemperie. [29]

Un tramo del cable se verá afectado por el Sol mientras que el otro no, es por ello que se utilizará un coeficiente de corrección solar que se ajustará al tramo más desfavorable del tramo al que le da la radiación solar. [29]

Según la normativa del IDEA (PCT-C-REV) es necesario conectar los positivos con los negativos independientemente de si se trata de un sistema de corriente alterna o continua. [29]

La marca empleada para esta instalación será la marca *Prysmian*.

Se calcula la sección por intensidad admisible.

Hay varios coeficientes que se han de aplicar según la normativa recogida en el IDAE. [29]

- Por acción solar directa (UNE 20435) = 0,9
- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52) = 0,9
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548) = 1,4
- Por agrupación de 16 circuitos y según figura 18 = 0,40

Con todos estos datos y aplicando la ecuación 9, se obtiene que la intensidad exterior es:

$$I'_{ext} = 11,66 * \frac{1,4}{0,9 * 0,9 * 0,4} = 50,38A$$

Con este dato se irá a la tabla 2 y se verá que entrando por la columna de la izquierda con una instalación B1 se llega a XLPE2. Como la intensidad afectada es 50,38A, se escoge el valor superior a este, obteniendo una sección de 10mm². Está será la sección que se quiere utilizar.

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES									INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Figura 18 Coeficiente por número de circuitos [29]

Según el reglamento de baja tensión, la caída de tensión máxima permisible entre placas y el inversor es de 1,5%. Con lo que, se ha de comprobar que con la sección empleada no se superará en ningún momento este porcentaje.

La tensión en el punto de máxima potencia es de 41,7V en la placa utilizada. Como se utilizan 14 módulos por “string”, es necesario multiplicar ambos datos para obtener pues la tensión por MPPT dando así 583,8v en total. Aplicando la ecuación 8 se obtiene que la caída de tensión es:

$$\Delta V = \frac{1,5}{100} * 583,8V = 8,757V.$$

Aplicando con estos datos la ecuación 7 se obtiene la sección mínima.

$$S = \frac{2 * 100 * 8,757}{45,5 * 8,757} = 4,39mm^2$$

En este cálculo se ha utilizado una longitud superior a todos los sistemas de conexionado de los inversores. Se ha hecho así para sobredimensionar el sistema y observar que no hay ningún problema de seccionamiento.

Como se ha obtenido una sección de 10 mm² se puede comprobar como se supera la sección mínima para conseguir que la variación de voltaje no cumpla la normativa. Con lo que el cable a emplear será el 1x10 mm² tipo *Prysmian*.

5.3 Protección contra contacto directo e indirecto

Las protecciones contra contacto directo e indirecto son necesarias para evitar accidentes en la instalación y accidentes a terceros.

5.3.1 Protección contra contacto directo.

El objetivo de este tipo de protección es el de proteger a las personas que puedan tocar una parte del material en el que circule la electricidad.

La medida que se implantará en la instalación a crear, será la de utilizar un aislante en los cables que impida su manipulación a menos que este sea destruido. Además, es aconsejable que el instalador utilice canalizaciones para evitar dejar el cable al descubierto.

5.3.3 Protección contra contacto indirecto.

Los contactos indirectos se producen cuando una o más masas son puestas en tensión de forma accidental.

Para evitar este tipo de contactos, se utilizarán durante este proyecto el material de Clase II.

5.4 Cuadro de protección alterna

Todos los inversores deberán de tener la protección necesaria para poder prevenir futuros accidentes en la instalación.

Los dispositivos utilizados en la instalación serán cuatro interruptores automáticos de la marca Schneider con protección magneto térmica de 160A de intensidad nominal. Esta protección se muestra en la figura 19. [19]

Se ha empleado este tipo de protección utilizando la ecuación 10 en la que substituyendo los valores se obtiene que la intensidad de la protección ha de ser superior a

$$I_n = \frac{100000}{\sqrt{3} * 400} = 144,33A$$

Por esta razón, se ha optado por escoger este tipo de protección. [20]



Figura 19 Protección Schneider 160A magneto térmica [19]

5.5 Estructura

La cubierta de este edificio es de tipo DECL, formada por una chapa de 0,7mm de grosor y con un aislamiento de lana de 50mm de grueso. Todo esto suma $3\text{kg}/\text{m}^2$. Con una inclinación de 5° .

Para esta instalación se ha utilizado una estructura coplanar a chapa con 0° de inclinación. Para comprobar que este sistema se puede incorporar en el tejado de la fábrica correctamente, es necesario comprobar que la sobrecarga no será superior al permitido. [26]

De acuerdo con la CTE, la cubierta del edificio está diseñada para aguantar los sobrepesos en la previsión más desfavorable de la zona, es por eso que se toman los valores más desfavorables:

- Instalaciones: $25,00\text{ kg}/\text{m}^2$
- Nieve: $40,00\text{ kg}/\text{m}^2$
- Viento máximo: $20,32\text{ kg}/\text{m}^2$
- Mantenimiento: $40,00\text{ kg}/\text{m}^2$

Sumado tenemos que el tejado aguantará una sobrecarga de utilización de $125,32\text{ kg}/\text{m}^2$

Si la estructura después de los cálculos utilizados, nos da un valor inferior en las condiciones más desfavorables, supondrá que es una estructura correcta.

5.5.1 Cálculos

Para conocer el peso que da cada placa con su respectiva estructura será necesario también saber el peso del viento en sus condiciones más desfavorables. Para ello, se empleará las fórmulas del CTE SE-AE. [29]

Es por ello que se ha de buscar la aplicación de la ecuación 1. Pero para utilizar esta, es necesario saber primero en que zona de España nos encontramos para poder subsistir v_b^2 . Para ello se empleará la figura 20.



Figura 20 Visualización V_b^2 [28]

Utilizando pues la ecuación 2 se obtiene que:

$$q_b = 0,5 * \delta * v_b^2 = 0,5 * 1,25 * 29 = 525,63N/m^2$$

Para resolver la Ecuación 1, también será necesario el conocer el valor de c_e y c_p

- Cálculo de c_e .

Este valor se obtendrá de la tabla 2 en la que se puede observar que, al tratarse de una zona industrial y tener una altura de 14,3 el edificio, se extrae que el valor de c_e es de 2,1,

- Cálculo de c_p

Para obtener este valor, es necesario saber el tipo de cubierta que hay en la instalación. Como se trata de una cubierta plana con una inclinación e 5° además de tener los siguientes valores del edificio, $d = 101,60m$, $b = 45,20m$ y $h = 13,20m$, se obtendrá que las áreas de afectación por vientos serán de:

- Area zona F = $6,6 \times 2,64m$
- Área zona H = $45,2 \text{ m} \times 10,56 \text{ m}$

- Área zona G = 32 m x 2,64 m
- Área zona I = 45,2 m x 85,76 m

Con estos datos y con la tabla de Cp se obtiene que Cp = + 0,2 (presión) – 0,2 (succión).

Estos valores de presión y succión se han obtenido de la tabla 3.

Si se substituyen todos los valores en la Ecuación 1 se obtendrá lo siguiente:

Presión

$$q_e = q_b * c_e * c_p = 525,63 * 2,1 * (+0,2) = 22,5 \text{ kg/m}^2$$

Succión

$$q_e = q_b * c_e * c_p = 525,63 * 2,1 * (-0,2) = -22,5 \text{ kg/m}^2$$

Una vez calculada el efecto de sobrecarga del viento, es necesario saber cuál es el peso del contrapeso del módulo y la carga total que soportará el tejado.

Se sabe que las medidas del módulo son 2,094 x 1,038 = 2,18m² y que tiene un peso de 23,5kg. A este peso se le sumará un peso aproximado de la perfilería a instalar de 0,65kg.

Aplicando pues la Ecuación 3 se obtiene que:

$$F_v = sm * q_e = 2,18 * 22,5 = 49,05 \text{ kg}$$

Con lo que, aplicando la Ecuación 4 se verá lo que ha de aguantar el contrapeso de efecto de succión en las condiciones más desfavorables del viento.

$$carga = F_v - (p + 0,65) = 49,05 - (23,50 + 0,65) = 24,9 \text{ kg} = 25\text{kg}$$

Aplicando la Ecuación 5 se obtiene que la carga por kg/m² que ha de aguantar el tejado.

$$carga = Mt * \frac{Pp + Pper + Pes}{AB} = 1008 * \frac{23,5 + 0,65 + 25}{93,1 * 40,2} = 13,23 \text{ kg/m}^2$$

Con todos los datos calculados, se puede finalmente aplicar la Ecuación 6.

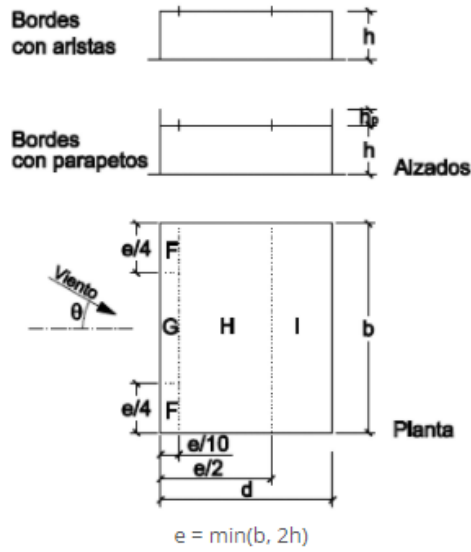
$$\begin{aligned} \text{Sobrecarga} &= \text{sob. de fotovoltaica} + \text{sob. de viento} + \text{sob. de nieve} \\ &= 13,23 + 22,5 + 40 = 75,73 \text{ kg/m}^2 \end{aligned}$$

Como se puede comprobar que $75,73 \text{ kg/m}^2$ es inferior a $125,32 \text{ kg/m}^2$, con lo que se confirma que se pueden colocar estas estructuras sin ningún problema. Es posible que haya más carga de la calculada debido a que no se ha tenido en cuenta el peso de los cables ni del material extra que se pueda utilizar dado a que no se sabe la posición en la que se colocaran el material de aislamiento de los cables. Aun así, hay mucho margen existente y el peso que queda ha de ser muy inferior en relación a la carga calculada previamente.

Tabla 2 Tabla elección Ce [29]

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

Tabla 3 Tabla de Cp [29]



	hp/h	A	Zona (según figura), $-45^\circ \leq \theta \leq 45^\circ$			
		m2	F	G	H	I
Bordes con aristas		≥ 10	-1,8	-1,2	-0,7	0,2 -0,2
		≤ 1	-2,5	-2	-1,2	0,2 -0,2
Con parapetos	0,025	≥ 10	-1,6	-1,1	-0,7	0,2 -0,2
		≤ 1	-2,2	-1,8	-1,2	0,2 -0,2
	0,05	≥ 10	-1,4	-0,9	-0,7	0,2 -0,2
		≤ 1	-2	-1,6	-1,2	0,2 -0,2
	0,1	≥ 10	-1,2	-0,8	-0,7	0,2 -0,2
		≤ 1	-1,8	-1,4	-1,2	0,2 -0,2

6. Fórmulas

6.1 Cálculo de sobrecargas

- Cálculo q_e

$$q_e = q_b * c_e * c_p \quad \text{(Ecuación 1)}$$

- o q_e = Presión estática total del viento
- o q_b = Presión dinámica del viento
- o c_e = Coeficiente de exposición
- o c_p = Coeficientes eólico de presión externa

- Cálculo q_b

$$q_b = 0,5 * \delta * v_b^2 \quad \text{(Ecuación 2)}$$

- o δ = Densidad del aire = $1,25 \text{ kg/m}^3$
- o v_b = Velocidad del viento

- Cálculo del componente de succión vertical:

$$F_v = sm * q_e \quad \text{(Ecuación 3)}$$

- o F_v = Parte de succión del viento.
- o sm = Superficie del módulo

- Cálculo carga contrapeso:

$$carga = F_V - (p + 0,65) \quad (\text{Ecuación 4})$$

- o p = peso placa

- Cálculo carga fotovoltaica

$$carga = Mt * \frac{Pp + Pper + Pes}{AB} \quad (\text{Ecuación 5})$$

- o Mt = módulos totales
- o Pp = peso placa
- o Pper = peso de la perfilería
- o Pes = peso de la estructura
- o A= metros de ancho
- o B = metros de largo

- Cálculo sobrecarga caso más desfavorable

$$\begin{aligned} \text{Sobrecarga} = & \text{sob.de fotovoltaica} + \text{sob.de viento} \\ & + \text{sob.de nieve} \end{aligned} \quad (\text{Ecuación 6})$$

6.2 Cálculo de intensidades

El cálculo de la intensidad máxima se ha calculado a partir de la ley: UNE 21144 [21]

- Sección en función de la longitud

$$S = \frac{2 * L * I}{Y * \Delta V} \quad (\text{Ecuación 7})$$

- L = Longitud
- I = Intensidad en el punto de máxima potencia
- Y = Conductividad cobre
- ΔV = Variación de Voltaje

- Corriente alterna monofásica a 230V

$$\Delta V = \frac{1,5}{100} * VMPPT \quad (\text{Ecuación 8})$$

- ΔV = Variación de Voltaje
- VMPPT = Voltaje por MPPT.

- Corriente continua DC

$$I'ext = I_{STC} * \frac{1,4}{coeficientes} \quad (\text{Ecuación 9})$$

- I_{STC} = Intensidad nominal
- $I'ext$ = Intensidad del cable al que le da el sol.

- Corriente continua máxima del inversor

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_f} \quad (\text{Ecuación 10})$$

- I_n = Intensidad nominal que puede pasar por el inversor
- V_f = Voltaje de fase
- P_n = Potencia nominal del inversor

7. Estudio

Para el desarrollo de este estudio se han tenido en cuenta diversos factores.

- La empresa tiene seis meses de vida. Para elegir un consumo cercano a lo que tendrá dicha fábrica en todo un año se ha hecho el valor medio entre lo que ya llevaban consumido y se ha extrapolado al año natural. El consumo que tendrán se verá reflejado en la Figura segundo anexo 3.
- El uso de estos consumos se ha producido en su mayoría durante el día porque la empresa tiene un horario laboral diurno haciendo que se pueda aprovechar más la energía fotovoltaica.
- En el PVSOL no se mostraba la fábrica construida debido a su reciente creación. A partir de las indicaciones que ha dado el cliente se ha podido llevar a cabo un modelaje realista de la instalación mediante el PVSOL desde cero.
- El programa tiene en cuenta la bajada de rendimiento de las placas a emplear. En el caso de este estudio, se trata de placas con una degradación lineal representada en la figura segundo anexo 5 y 7 respectivamente.
- Se ha limitado la potencia a inyectar a red debido a la no búsqueda de venta de excedentes.
- Es una instalación sin baterías. Esta instalación es representada en la figura segundo anexo 2.
- El precio de venta de la instalación es aproximadamente de 351.000€. En el apartado 9.0 se mostrará el presupuesto.
- La factura eléctrica de la empresa utiliza una tarifa de tipo 6.1TD en cuyos precios de tarifa han sido los representados en la tabla de tarifas del anexo 2.
- La posición de las placas es igual tanto en el tejado que mira hacia sudoeste como en el nordeste, con lo que se debería de hacer con MPPT por separado en el caso de compartir un inversor entre los dos tejados. Pero tal y como muestra el sistema de conexionado del anexo 2, concretamente todas las figuras que hay entre la Figura segundo anexo 24 hasta la Figura segundo anexo 59 esto no sucede. Por lo que se utilizaran dos inversores para cada orientación del tejado. Se han conectado dos grupos de catorce placas por

cada MPPT, dejando un MPPT sin utilizar en cada inversor por si en un futuro se desea instalar más placas en otra orientación o también si se desea colocar un distinto número de placas que no sea catorce.

- No se ha puesto ningún optimizador porque no había sombras que obligaran a ello.

Una simulación en 3D de toda la fábrica, es mostrada en la figura segundo anexo 1, además, también se pueden apreciar diferentes puntos de vista en la figura del segundo anexo 21, 22 y 23. Se aprecia también como se verá las superficies donde se pondrán las placas en la figura segundo anexo 17, 18, 19 y 20. También se pueden obtener otras perspectivas en la figura segundo anexo 4 y 6 respectivamente.

Toda la energía generada se ve representada en la Figura segundo anexo 8 y se puede mostrar lo que puede llegar a cubrir esta propia energía en la Figura segundo anexo 9. Estos dos últimos datos se muestran de forma más gráfica en la Figura segundo anexo 10, 11 y 12 respectivamente.

En la Figura segundo anexo 14 se muestra una evolución aproximada del recibo de la luz de la propia empresa. Es un valor que puede fluctuar e inclusive puede disminuir, aunque es poco probable debido a los grandes cambios bruscos sufridos en el valor del MWh en España.

En la Figura segundo anexo 16 se muestra un pequeño esquema eléctrico que indica como irá conectada toda la instalación.

8. Puesta en marcha

La puesta en marcha es el proceso por el cual se configura el inversor en una misma red con los sistemas de monitorización. Además, antes de encender al inversor será necesario comprobar la correcta posición de todos los componentes de la instalación.

Se recomienda que la puesta en marcha sea durante el día para detectar fácilmente si la instalación está funcionando como debería o en el caso contrario, detectar el error con facilidad.

En el caso del “*Goodwe*”, hay que seguir un procedimiento para conectar el meter (sec1000) con el inversor principal. A este inversor le llegará la información en cascada del resto de inversores, con lo que solo hará falta configurar el inversor principal con su meter.

En el manual del sec1000 obtenido en la página oficial de “*Goodwe*”, se mostrará no solo la correcta forma de colocarlo e instalarlo, sino también lo necesario en el caso de querer hacer inyección cero. [25]

A través de la ampliación conocida como “*ProMate*”, en la que su acceso está restringido a los instaladores o al soporte técnico de “*Goodwe*”, se registrará la central y se comprobará su correcto funcionamiento.

En otra aplicación conocida como “*SEMS PORTAL*” donde sí tendrá acceso tanto el instalador como el dueño del edificio a los gráficos que mostraran el funcionamiento del sistema.

8.1 ProMate

Esta aplicación es un programa que permite conectar todos los inversores mediante una dirección IP. En esta se pueden configurar el número de inversores, la fecha y la hora de estos.

Para la correcta configuración del “*SEC1000*”, será necesario conectarse mediante una dinámica IP o en una estática dependiendo de la configuración de la red.

8.1.1 Dinámica IP

Si se diera este caso, el instalador deberá de conectar el puerto NET del SEC1000 con el puerto del “*Router*” con un cable de red. [25]

8.1.2 Estática IP

Si se da este caso, es necesario cambiar la configuración del SEC1000. Para ello se pulsará el botón de cambio durante 10 segundos. Acto seguido se reseteará el sistema y se podrá ver en el “*EzLogger Pro Panel*” los diferentes Leds parpadeando.

Después de haber esperado 10 segundos, la IP del “SEC1000” variará y se pondrá con la IP estándar: 192.168.1.200. Este será el momento para conectar desde el puerto NET de la monitorización al puerto ethernet del ordenador con el que el instalador manipulará la instalación. La IP del ordenador, se deberá de cambiar a una IP nueva diferente a la anterior. Es muy posible que en estos casos la propia empresa diga que IP desean dado a que ya tendrán las otras ocupadas para otros equipos. Puede ser cualquiera en la que se varíen los últimos tres dígitos de la IP estándar. [25]

La pantalla principal del programa se muestra en la figura 21.

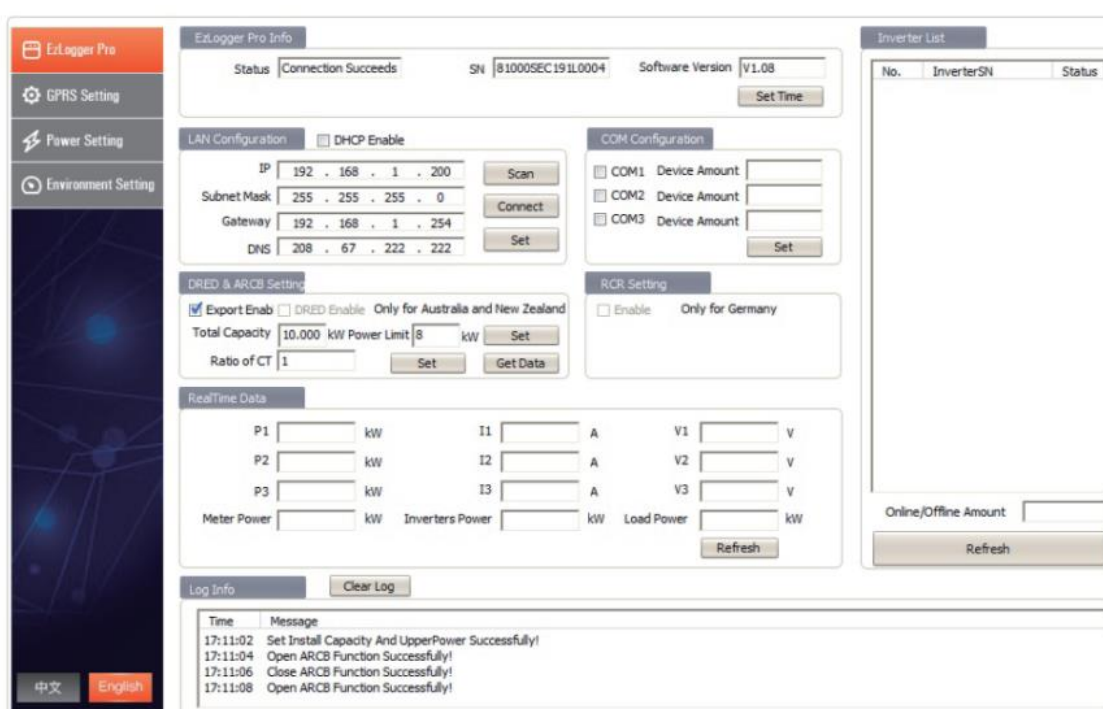


Figura 21 ProMate [25]

Independientemente de si se trata de una IP estática o dinámica, se han de seguir unos pasos en conjunto.

El primero es introducir la potencia total de la instalación fotovoltaica para acto seguido poner el número de kW máximo que permite extraer el inversor.

En el apartado de la derecha, donde pone el COM, será necesario activar el COM1, COM 2 o el COM3 en función del puerto RS485 al que se haya conectado el inversor.

A posteriori se le dará al botón “Refresh”.

En este caso, es necesario poner en el “*Power Limit*” una potencia igual a 0kW, se debe a que se desea inyección cero por lo que no se podrá inyectar nada a red.

En el apartado de “*Ratio of CT*” es necesario indicar el índice de transformación que habrá en el transformador.

El último paso será comprobar que valores se obtienen en la pestaña de abajo para comprobar que no haya ningún error en la instalación.

Una vez acabados todos estos pasos, será necesario desenchufar el ordenador del “*SEC1000*” y conectar el cable del “*router*” al puerto ethernet del “*EzLoggerPro*”.

Si se queda el led “*server*” iluminado es que la instalación funciona correctamente.

8.2 SEMS PORTAL

Es una aplicación gratuita de la marca “*Goodwe*” que permitirá tanto a los usuarios técnicos como al propietario de la casa poder consultar en cualquier momento del día y donde sea la producción que está generando la instalación fotovoltaica. Es un programa gratuito.

Además, también podrá ver que consumos tiene y cuanta energía está usando de red. Para que el programa funcione correctamente, se deberá de crear una nueva planta en la que se registraran mediante wifi LAN los inversores asociados a esta planta. También su “*SEC1000*”.

Esta tarea se hará utilizando los códigos que vienen en la etiqueta de ficha técnica del inversor y del “*SEC1000*”.

Si el estatus de la aplicación es online, es que está funcionando correctamente la instalación.

Aquí es donde se puede comprobar de la manera más visual si la instalación funciona correctamente o no, dado a que se ven todos los gráficos de la central, tanto la generación como los consumos. Si la curva de consumos se muestra solapada con la curva de generación fotovoltaica se deberá de comprobar la correcta posición de los CT.



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa

Estudio y puesta en marcha de una instalación solar de autoconsumo en Parets del Vallès de 455kW pico.

Documento:

Presupuestos

Autor:

José Rovira Canes

Director:

Jaume Saura Perise

Titulación:

Grado en Ingeniería Eléctrica.

Convocatoria:

Otoño, 2021

TRABAJO FINAL DE GRADO

9.Presupuestos

9.1 Tabla material y equipamientos

Ref.	Descripción	Unidad de la cantidad	Cantidad	Precio	Importe
1.	Material fotovoltaico				
1.1	Placas fotovoltaicas 450Wp LONGI	Placas fotovoltaicas	1008,00	130,00 €	131.040,00 €
1.2	Cable continuo prysmian 6mm^2 Negro	metros	3000,00	2,50 €	7.500,00 €
1.3	Cable continuo prysmian 6mm^2 Rojo	metros	3000,00	2,50 €	7.500,00 €
1.4	Inversor trifásico goodwe 100kW	Inversores	4,00	8.000,00 €	32.000,00 €
1.5	Interruptor automático trifásico SCHNEIDER tipo Compact NSX 160A IV 36kA 415V	Interruptores	4,00 €	8000,00	32.000,00 €
1.7	Sistema de monitorización	Sistemas	1,00 €	600,00	600,00 €
1.8	Estructuras coplanares a aluminio sunfer	Estructurases	1.008,00 €	50,00	50.400,00 €
1.9	Conectores MC4 6mm2 macho	Conectoreses	500,00 €	2,00	1.000,00 €
1.9	Conectores MC4 6mm2 hembra	Conectoreses	500,00 €	2,00	1.000,00 €
1.10	Cable apantallado rs485	metros	60,00 €	4,00	240,00 €
1.11	Cable alterna	metros	40,00 €	5,00	200,00 €
1.11	Tubos y material de aislamient extra		80,00 €	100,00	8.000,00 €
2.	Material de seguridad				260.392,00 €
2.1	Arnés	unidades	8,00 €	10,00	80,00 €
2.2	Guantes	unidades	8,00 €	10,00	80,00 €
2.3	Escaleras de dos tramos	unidades	4,00 €	10,00	40,00 €
2.4	Gafas protectoras	unidades	8,00 €	10,00	80,00 €
2.5	Botas de protección	unidades	8,00 €	10,00	80,00 €
2.6	Chaleco reflectante	unidades	8,00 €	15,00	120,00 €
2.7	Taladro	unidades	4,00 €	85,00	340,00 €
2.8	Herramientas	unidades	4,00 €	10,00	40,00 €
2.9	Cascos	unidades	8,00 €	10,00	80,00 €
					940,00 €

9.2 Tabla personal utilizado

1.	Personal			Horas trabajadas [h]	Precio por hora	Total, importe
1.1	Instaladores	unidades	5,00 €	250,00	20,00 €	5.000,00 €
1.2	Ingenieros	unidades	2,00 €	250,00	20,00 €	5.000,00 €
1.3	Arquitectos	unidades	2,00 €	250,00	25,00 €	6.250,00 €
1.4	Jefe de Obra	unidades	1,00	250	30,00 €	7.500,00 €
						23.750,00 €
2.	Alquiler de equipamiento					
2.1	Grúa elevadora	unidades	3,00	250	30,00 €	7.500,00 €
						55.000,00 €

9.3 Presupuesto general

1.	Material y equipamiento	
1.1	Material fotovoltaico	271.480,00 €
1.2	Material de seguridad	940,00 €
2.	Personal y Alquiler de equipamiento	
2.1	Personal	23.750,00 €
2.2	Alquiler de equipamiento	55.000,00 €
3.	TOTAL	351.170,00 €

10. Conclusiones

Una vez finalizada todo el estudio y el presupuesto al cliente, si este la acepta, se dispondrá a la consiguiente construcción de todo el sistema fotovoltaico y la respectiva legalización de esta instalación.

Una vez acabada toda la construcción se deberá de realizar la puesta en marcha de la instalación siguiendo los pasos explicados anteriormente y asegurándose que genera la potencia necesaria. Según el estudio realizado mediante el programa PVSOL, se puede tener una visión de los años de amortización, en este caso 6 años, y de lo que producirá toda la instalación mensualmente. Estos datos se pueden extraer de la figura segundo anexo 15, en la que se muestra un pronóstico de rentabilidad.

Además de la amortización que genera el propio PVSOL, también se puede observar cómo aproximadamente el 43,1% del consumo de la fábrica se verá solapado con la energía generada de los paneles fotovoltaicos. Este dato se puede contemplar en la figura segundo anexo 13, en la que se muestra un gráfico del porcentaje del consumo cubierto por la energía fotovoltaica.

Esta fábrica en concreto tiene un consumo muy elevado concretamente de 1.500.000MWh anuales, con lo que se ha buscado poner la cantidad de módulos más elevada posible para así conseguir ahorrar todo lo posible lo consumido mediante la red.

Es posible que la amortización se vea reducida en un futuro debido al constante crecimiento de valor del kWh haciendo así que se consiga cada vez más ahorro. Además, en la Unión Europea está habiendo un crecimiento exponencial en el uso de energía renovable con lo que posiblemente den muchas más ayudas para este mismo propósito. Con lo cual, es muy posible que en un futuro muy próximo muchas otras empresas de este calibre busquen optar por este tipo de soluciones

Tienen bastante espacio no utilizado donde a día de hoy no se ha construido nada. Es muy posible que se busque en estos sectores en un futuro el uso de marquesinas encaradas al sud que permitan poner más potencia y ahorrar más.

Bibliografía

- [1] *United Nations / Peace, dignity and equality on a healthy planet.* (s. f.). United Nations. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://www.un.org/en/>
- [2] Martínez, R. A. (2021, 2 agosto). *Silicio para la elaboración de paneles fotovoltaico.* KeeUI Solar. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://keeui.com/2021/02/10/silicio-elaboracion-para-paneles-solares/>
- [3] A. (2021a, octubre 11). *Célula fotovoltaica: Obtención y purificación del silicio.* SunFields. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/celula-fotovoltaica-obtencion-purificacion-del-silicio/>
- [4] S. (2021b, septiembre 14). *Paneles solares monocristalinos o policristalinos* 🌞 SotySolar. SotySolar. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://sotysolar.es/placas-solares/monocristalinas-policristalinas#:~:text=La%20principal%20diferencia%20entre%20ambos,paneles%20solares%20para%20el%20autoconsumo.&text=Los%20policristales%20que%20dan%20nombre,con%20grado%20de%20eficiencia%20menor>
- [5] *Presente y futuro de la energía fotovoltaica en España / AEQ.* (s. f.). aeqenergia. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://www.aeqenergia.com/blog/presente-y-futuro-de-la-energia-fotovoltaica-en-espana>
- [6] Comparadorluz. (2021, 11 noviembre). *Impuesto al sol en España: ¿Qué es y por qué se derogó?* comparadorluz.com. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://comparadorluz.com/faq/impuesto-sol>
- [7] colaboradores de Wikipedia. (2020, 21 noviembre). *Proceso Czochralski.* Wikipedia, la enciclopedia libre. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de https://es.wikipedia.org/wiki/Proceso_Czochralski#/media/Archivo:Czochralski_esp.ng
- [8] Jimenez, M. (2021, 5 mayo). *TECNOLOGIA PERC y HALF CELL en PANELES SOLARES.* BLOG Tecnosol. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>

- [9] Técnico, A. S. (2020, 7 julio). *Enemigos de la Fotovoltaica - Efecto LID*. Amara-e. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://www.amara-e.com/efecto-lid-fotovoltaica/>
- [10] *BOE.es - Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC*. (s. f.). IDAE. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC
- [11] IDEA.es-Guía profesional de tramitación del autoconsumo (s. f.). IDAE. IDAE. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>
- [12] Tarifasgasluz. (2021, 3 noviembre). *Instalaciones fotovoltaicas industriales: precio, PPA y normativa*. tarifasgasluz.com. Recuperado 12 de diciembre de 2021, de <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/instalacion/industrial>
- [13] *PARA ENERGÍAS RENOVABLES EN AUTOCONSUMO, ALMACENAMIENTO, Y TÉRMICAS SECTOR RESIDENCIAL*. (s. f.). IDAE. Recuperado 11 de diciembre de 2021, de <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-termicas-sector>
- [14] *Serie HT*. (s. f.). GOODWE. Recuperado 12 de diciembre de 2021, de https://es.goodwe.com/inversores-para-techos-comerciales/serie-ht-309_1.asp
- [15] *Panel Solar Risen 450w Mono Perc -*. (s. f.). solarplak. Recuperado 12 de diciembre de 2021, de <https://solarplak.es/panel-solar-risen-450w-mono-perc.html>
- [16] *COMERCIAL, INDUSTRIAL Y PLANTAS SOLARES SOLUCIONES PARA SISTEMAS SOLARES - PDF Descargar libre*. (s. f.). docplayer.es. Recuperado 12 de diciembre de 2021, de <https://docplayer.es/167165019-Comercial-industrial-y-plantas-solares-soluciones-para-sistemas-solares.html>
- [17] *Clasificación de residuos radiactivos - CSN*. (s. f.). csn. Recuperado 12 de diciembre de 2021, de <https://www.csn.es/clasificacion-de-residuos-radiactivos>
- [18] *¿Cuánto CO2 absorbe un árbol?* (2021, 5 noviembre). Selectra. Recuperado 13 de diciembre

- de 2021, de <https://climate.selectra.com/es/actualidad/co2-arbol>
- [19] Schneider Electric España. (s. f.). *ComPact NSX*. Recuperado 13 de diciembre de 2021, de <https://www.se.com/es/es/product-range/1887-compact-nsx/?node=12069425884-componentes-sueltos&range=1887-compact-nsx&selected-node-id=12069427052>
- [20] *UNE 21144-3-1:2018 Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad*. . . (s. f.). Une.org. Recuperado 13 de diciembre de 2021, de <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/buscatunorma/norma?c=N0059490>
- [21] *Tarifa 6.1TD*. (2021, 13 mayo). EnergiGreen. Recuperado 14 de diciembre de 2021, de <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-6-1td/>
- [22] EnergiGreen, consultoría energética. (2021, 3 mayo). *Tarifa 2.0TD*. EnergiGreen. . Recuperado 14 de diciembre de 2021, de <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-2-0td/>
- [23] EnergiGreen, consultoría energética. (2021b, noviembre 19). *Tarifa 3.0TD*. EnergiGreen. Recuperado 14 de diciembre de 2021, de <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-3-0td/>
- [24] S. (2021, 5 octubre). *Inversores solares: ¿qué son? ¿qué tipos hay?* 🌞 SotySolar. Sotysolar. Recuperado 14 de diciembre de 2021, de <https://sotysolar.es/blog/que-son-los-inversores-fotovoltaicos>
- [25] *GoodWe: Soluciones de almacenamiento de energía*. (s. f.). GOODWE. Recuperado 15 de diciembre de 2021, de <https://es.goodwe.com/>
- [26] *Catalogo interactivo 2021*. (s. f.). Sunfer. Recuperado 15 de diciembre de 2021, de <https://sunfer-energy.com/productos/>
- [27] E. (2016, 9 diciembre). *¿Qué son las cubiertas deck? | Mantenimiento y reparación de cubiertas*. Efideck. Recuperado 18 de diciembre de 2021, de <http://efideck.com/que-son-cubiertas-deck/>
- [28] *CTE SE-AE: Acciones de viento | CÁLCULO CIVIL*. (s. f.). Cálculo civil. Recuperado 18 de diciembre de 2021, de <https://calculocivil.com/es/cte/viento/base>

[29] *Club, P.* (2021, 21 noviembre). *Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 50 kW para autoconsumo industrial.* Prysmian Club.

[30] *GOODWE SEMS PORTAL.* (s. f.). SEMS PORTAL. <https://semsportal.com/home/login>

Índice de Figuras

<i>Figura 1 Diagrama de Gantt</i>	8
<i>Figura 2 Gráfico de la evolución de la energía solar fotovoltaica instalada en España</i>	10
<i>Figura 3 Método Czocharlski</i>	11
<i>Figura 4 Tecnología PERC</i>	12
<i>Figura 5 Tecnología “Half-Cut”</i>	13
<i>Figura 6 Antes y después de la placa afectada por efecto LID</i>	14
<i>Figura 7 Estructura DECK [28]</i>	18
<i>Figura 8 Cuadro de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo [11]</i>	21
<i>Figura 9 Resumen de las etapas de tramitación de los organismos o entidades implicadas.</i>	22
<i>Figura 10 Horario energía tarifa 2.0TD [22]</i>	25
<i>Figura 11 Horario 3.0TD</i>	26
<i>Figura 12 Muestra de energía fotovoltaica producida un día de agosto en España con sol en una instalación de 5kWh.</i>	27
<i>Figura 13 Muestra de energía fotovoltaica producida un día de diciembre en España con sol en una instalación de 5kWh.</i>	28
<i>Figura 14 Entrada máxima de voltaje por CD y entrada máxima de intensidad por CD.</i>	31
<i>Figura 15 Placa fotovoltaica LONGI 450Wp</i>	33
<i>Figura 16 Sec1000</i>	35
<i>Figura 17 Esquema de una instalación con “Goodwe”</i>	35
<i>Figura 18 Coeficiente por número de circuitos</i>	41
<i>Figura 19 Protección Schneider 160A magneto térmica</i>	43
<i>Figura 20 Visualización Vb2 [29]</i>	45
<i>Figura 21 ProMate</i>	56

Índice de tablas

Tabla 1 Tabla de abreviaturas utilizadas en el estudio	5
<i>Tabla 2 Tabla elección Ce [29]</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 3 Tabla de Cp [29]</i>	<i>48</i>



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa

Estudio y puesta en marcha de una instalación solar de autoconsumo en Parets del Vallès de 455kW pico.

Documento:

Anexos

Autor:

José Rovira Canes

Director:

Jaume Saura Perise

Titulación:

Grado en Ingeniería Eléctrica.

Convocatoria:

Otoño, 2021

TRABAJO FINAL DE GRADO



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa

Estudio y puesta en marcha de una instalación solar de autoconsumo en Parets del Vallès de 455kW pico.

Documento:

Anexo 1: Fichas técnicas

Autor:

José Rovira Canes

Director:

Jaume Saura Perise

Titulación:

Grado en Ingeniería Eléctrica.

Convocatoria:

Otoño, 2021

TRABAJO FINAL DE GRADO

Placas LONGI 450Wp

Hi-MO 4m

LR4-72HPH 425~455M

- Adecuado para centrales terrestres y proyectos distribuidos.
- Tecnología avanzada del módulo ofrece una eficiencia superior del módulo.
 - Obra M6 dopada con galio • Media célula 968
- Excelente rendimiento de generación de energía al aire libre.
- Alta calidad del módulo garantiza una fiabilidad a largo plazo.

12 12 años de garantía de producto

25 25 años de garantía de potencia lineal

Certificaciones de producto y de sistema

IEC 61215, IEC 61730, UL 71730

ISO 9001:2008: Sistema de gestión de calidad ISO

ISO 14001: 2004: Sistema de gestión ambiental ISO

TSG2941: La guía para la calificación del diseño del módulo y la aprobación de tipo

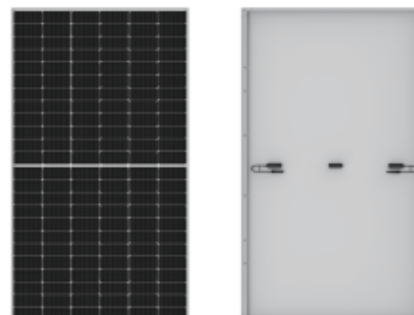
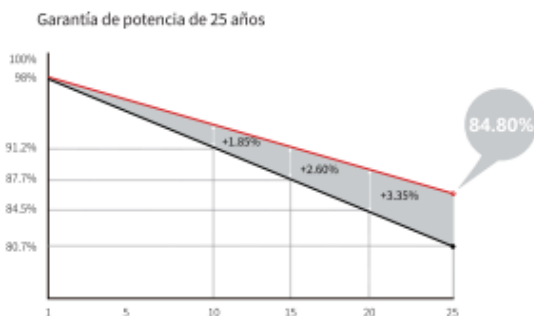
GB4545 18001: 2007 Salud y seguridad ocupacional

LONGI



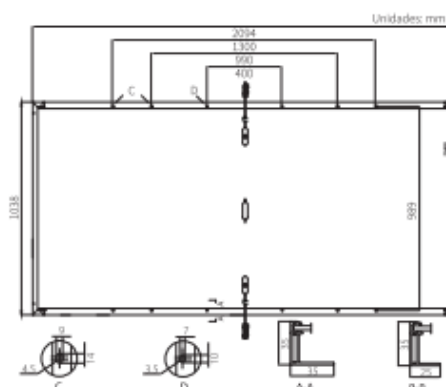
20.9% MÁXIMA EFICIENCIA DEL MÓDULO	0~+5W TOLERANCIA DE POTENCIA	<2% DEGRADACIÓN DE POTENCIA EN EL PRIMER AÑO	0.55% DEGRADACIÓN DE POTENCIA EN AÑOS 2-25	HALF-CELL Temperatura operativa más baja
---	---	--	---	--

Valor adicional



Datos mecánicos

Distribución de las células	144 (6 × 24)
Caja de conexiones	IP68, tres diodos
Cables	4mm ² , 1400mm la longitud se puede personalizar
Vidrio	Vidrio templado recubierto de 3.2mm
Marco	Marco de aleación de aluminio anodizado
Peso	23.5kg
Dimensión	2094 × 1038 × 35mm
Embalaje	30piezas por palet / 150piezas por 20' GP / 660piezas por 40' HC



Datos eléctricos

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C Incertidumbre de Pmax ±3%

Clase de potencia	425	430	435	440	445	450	455
Potencia máxima (Pmax/W)	425	430	435	440	445	450	455
Tensión de circuito abierto (Voc/V)	48.3	48.5	48.7	48.9	49.1	49.3	49.5
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	11.23	11.31	11.39	11.46	11.53	11.60	11.66
Voltaje a potencia máxima (Vmp/V)	40.5	40.7	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Corriente a potencia máxima (Imp/A)	10.50	10.57	10.64	10.71	10.78	10.85	10.92
Eficiencia del módulo (%)	19.6	19.8	20.0	20.2	20.5	20.7	20.9

Parámetros operativos

Temperatura de funcionamiento	-40°C ~ +85°C
Tolerancia de potencia nominal (W)	0 ~ +5 W
Tolerancia de Voc e Isc	±3%
Tensión máxima del sistema	DC1500V (IEC/UL)
Capacidad máxima del fusible	20A
Temperatura de Operación Nominal de la célula	45 ± 2°C
Categoría de prevención de incendios	Class II
Clasificación de resistencia al fuego	UL tipo 1 o 2

Carga mecánica

Carga de nieve	5400Pa
Carga de viento	2400Pa
Prueba con piedras de granizo	Granizo de 25mm a la velocidad de 23m/s

Coefficientes de temperatura (STC)

Coefficiente de temperatura en Isc	+0.048%/°C
Coefficiente de temperatura en Voc	-0.270%/°C
Coefficiente de temperatura en Pmax	-0.350%/°C



Lujiazui Financial Plaza, Century Avenue 826,
Planta 19, Pudong, Shanghai, China
Tel: +86-21-80162606
Web: en.longi-solar.com

Las especificaciones incluidas en esta hoja de datos están sujetas a cambios sin previo aviso. LONGI reserva el derecho a la interpretación final. (20210315V11)

Figura primer Anexo 1 Ficha técnica placas Longi

Goodwe 100kW

Ficha técnica de las Series HT

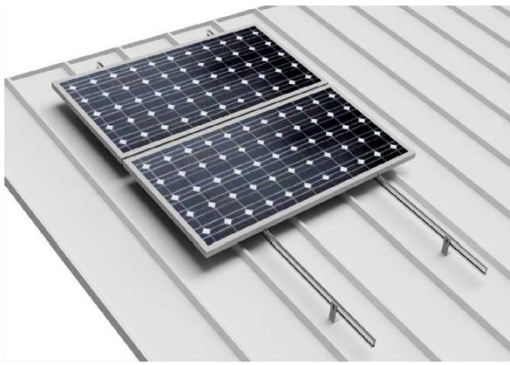


Ficha técnica	GW100K-HT	GW110K-HT	GW120K-HT	GW136K-HTH
Datos de entrada de cadena FV				
Potencia máx. de entrada CD (kW)	150	165	180	205
Tensión máx. de entrada CD (V)	1100	1100	1100	1100
Rango de tensión MPPT (V)	180–1000	180–1000	180–1000	180–1000
Tensión mín. de arranque (V)	200	200	200	200
Tensión nominal entrada CD (V)	600	600	600	750
Corriente máx. de entrada (A)	10*30A	12*30A	12*30A	12*30A
Corriente máx. de cortocircuito (A)	10*45A	12*45A	12*45A	12*45A
No. de rastreadores MPPT	10	12	12	12
No. de cadenas de entrada por rastreador	2	2	2	2
Datos de salida CA				
Potencia nominal de salida (kW)	100	110	120	136
Máx. potencia de salida (kW)	110	121	132	150
Potencia máx. aparente de salida (kVA)	110	121	132	150
Tensión nominal de salida (V)	400, 3L/N/PE ó 3L/PE	400, 3L/N/PE ó 3L/PE	400, 3L/N/PE ó 3L/PE	500V, 3L/PE
Frecuencia nominal de salida (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60
Corriente máx. de salida (A)	167	175.5	191.3	173.2A
Factor de potencia de salida		~1 (Ajustable desde 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo)		
THDI de salida (salida nominal)	<3%	<3%	<3%	<3%
Eficiencia				
Eficiencia máx.	98.6%	98.6%	98.6%	99.0%
Euro eficiencia	98.3%	98.3%	98.3%	98.5%
Protección				
Monitorización de Corriente de Cadena FV	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Detección de humedad interna	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Detección resistencia de aislamiento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitoreo de corriente residual	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección anti-isla	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de polaridad inversa de entrada	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección sobreintensidad de salida CC		Tipo II (Tipo I opcional)		
Protección sobreintensidad de salida CA		Tipo II (Tipo I opcional)		
Protección de sobreintensidad de corriente CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección contra cortocircuito CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de sobretensión CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección contra fallas de arco	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Apagado de emergencia	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Recuperación PID	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Datos generales				
Rango temp. operativa (°C)	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60
Humedad relativa	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Altitud operativa (m)	≤4000	≤4000	≤4000	≤4000
Enfriamiento	Enfriamiento por ventilador			
Display	LED (estándar), LCD (opcional), Bluetooth + APP			
Comunicación	RS485 ó PLC ó WIFI	RS485 ó PLC ó WIFI	RS485 ó PLC ó WIFI	RS485 ó PLC ó WIFI
Peso (kg)	93.5	98.5	98.5	98.5
Tamaño (ancho*alto*largo mm)	1008*678*343	1008*678*343	1008*678*343	1008*678*343
Grado de protección	IP66	IP66	IP66	IP66
Autoconsumo nocturno (W)	<2	<2	<2	<2
Topología	Sin transformador			

*: Visite el sitio web de GoodWe para obtener la última versión de los certificados.

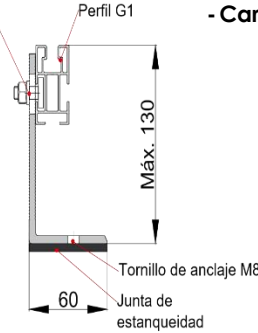
Figura primer Anexo 2 Inversor Goodwe 100kW

Estructura



Nota: Comprobar el nº de correas

Tornillo cabeza de martillo M8 para anclaje de guía



- Cargas de viento:

Según túnel del viento en modelo

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

- Soporte coplanar para anclaje a correas metálicas
- Valido para de cubiertas metálicas
- La fijación incluye junta de estanqueidad
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- No recomendado para viguetas de hormigón pretensado.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
 Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
 Tornillería de acero inoxidable A2-70
 Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Dos opciones:

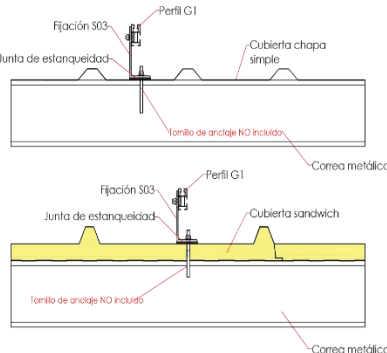
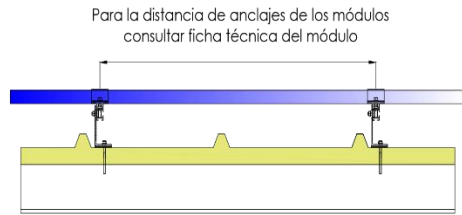
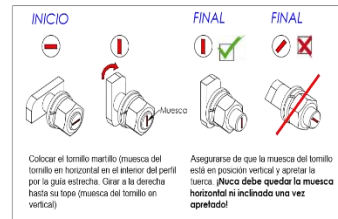
Para módulos de hasta 2279x1150 - **Sistema Kit**

2279x1150 (Ver página 2)

Para módulos de hasta 2400x1350 - **Sistema PS**

2400x1350 (Ver página 3)

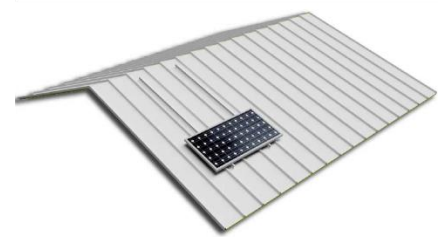
*Para anclaje, se recomienda usar un tornillo con arandela de sellado



Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6,3 Hexagonal	10 Nm

Carga de nieve: 40 kg/m²



Herramientas necesarias:

computacional CFD

Seguridad:

Figura primer Anexo 3 Estructura Sunfer

- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"



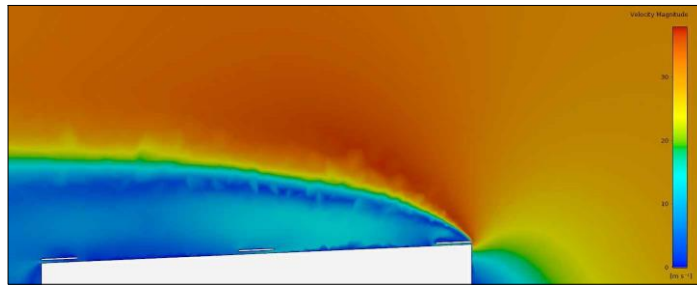
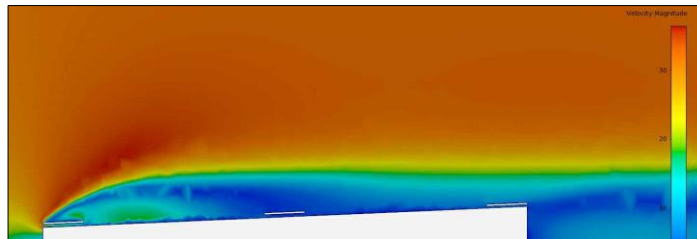
 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo 	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

-Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa

Estudio y puesta en marcha de una instalación solar de autoconsumo en Parets del Vallès de 455kW pico.

Documento:

Anexo 2: Estudio PVSOL

Autor:

José Rovira Canes

Director:

Jaume Saura Perise

Titulación:

Grado en Ingeniería Eléctrica.

Convocatoria:

Otoño, 2021

TRABAJO FINAL DE GRADO

Vista general del proyecto

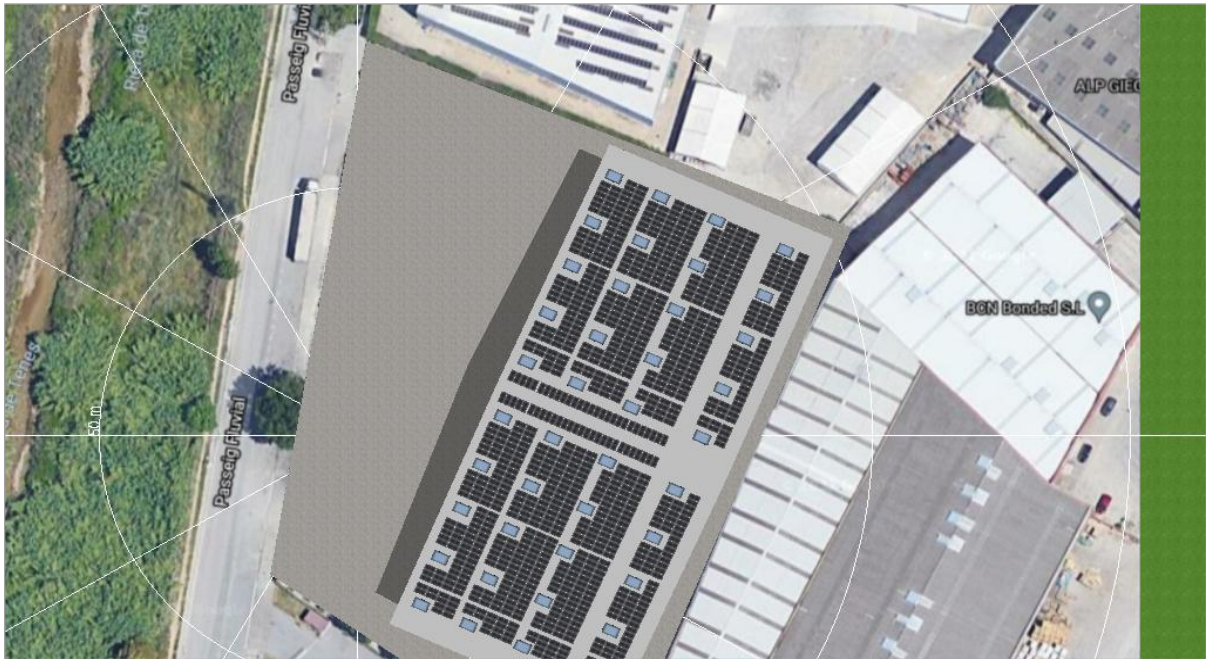


Figura segundo anexo 1 Vista general 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos

Datos climáticos	new, ESP (1991 - 2010)	
Fuente de los valores	Meteonorm 7.3(i)	
Potencia generador FV	458,64	kWp
Superficie generador FV	2.191,0	m ²
Número de módulos FV	1008	
Número de inversores	4	

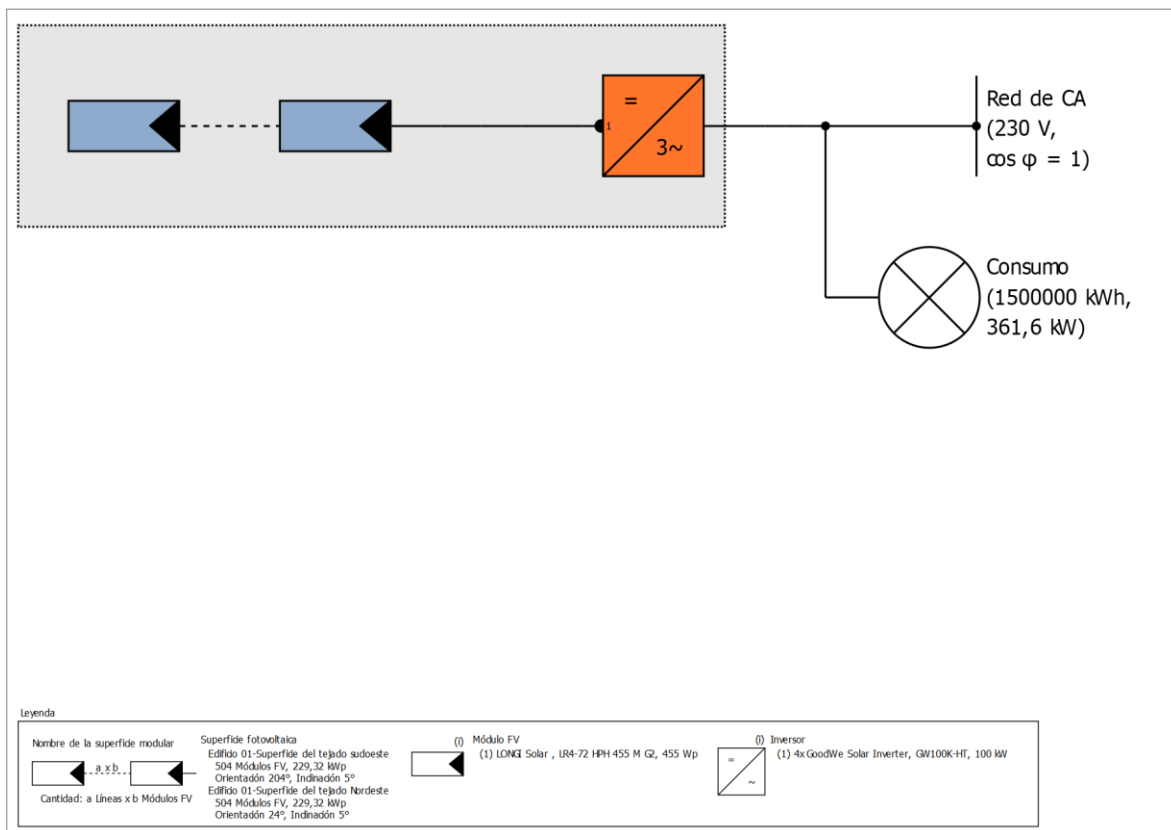


Figura segundo anexo 2 Diagrama esquemático

Pronóstico rendim.

Pronóstico rendim.

Potencia generador FV	458,64	kWp
Rendimiento anual espec.	1.459,53	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,56	%
Reducción de rendimiento por sombreado	0,0	%/Año
Energía de generador FV (Red CA)	669.473	kWh/Año
Consumo propio	646.771	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Inyección en la red	22.702	kWh/Año
Proporción de consumo propio	96,6	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	314.616	kg / año
Grado de autarquía	43,1	%

Evaluación económica

Su beneficio

Costes totales de inversión	350.000,00	€
Tasa interna de retorno (TIR)	18,02	%
Duración amortización	6,2	Años
Costes de producción de energía	0,0229	€/kWh
Balance / Concepto de alimentación	Inyección del excedente en la red	

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

Disposición de la instalación*Resumen*

Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos
Puesta en marcha	13/12/2021

Datos climáticos

Ubicación	new, ESP (1991 - 2010)
Fuente de los valores	Meteonorm 7.3(i)
Resolución de los datos	1 h

Consumo

Consumo total	1500000	kWh
Almacen (Copia)	1500000	kWh
Pico de carga	361,6	kW

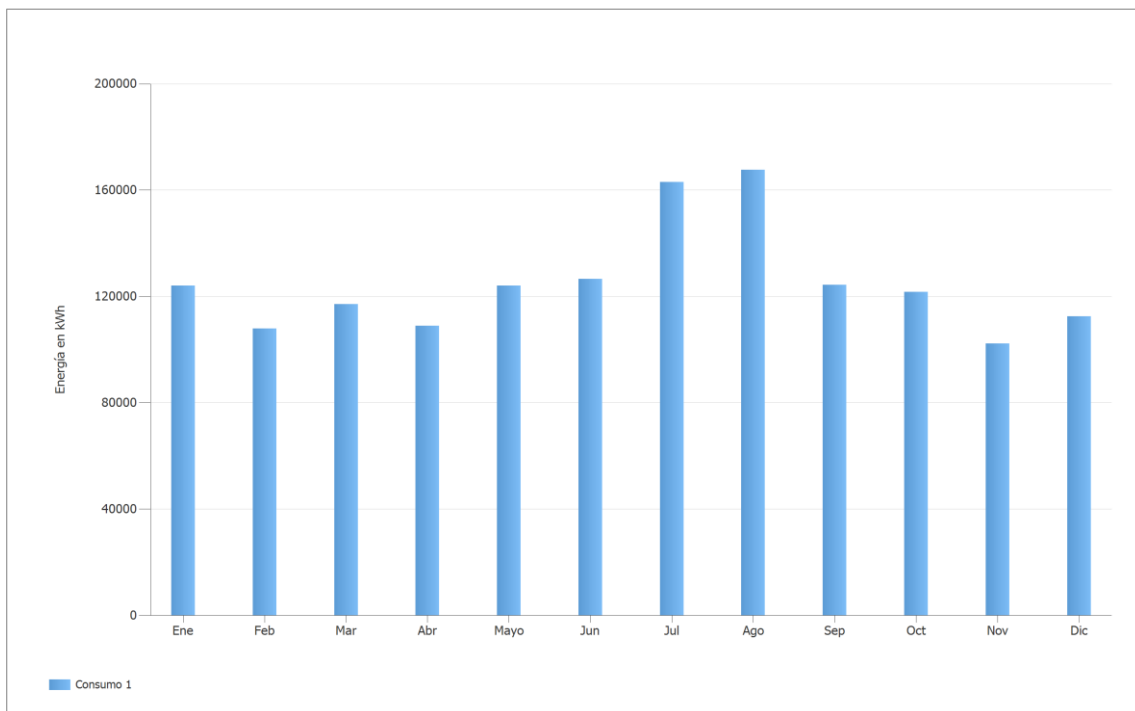


Figura segundo anexo 3 Consumo

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado sudoeste

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado sudoeste

Nombre	Edificio 01-Superficie del tejado sudoeste	
Módulos FV	504 x LR4-72 HPH 455 M G2 (v4)	
Fabricante	LONGI Solar	
Inclinación	5	°
Orientación	Suroeste 204	°
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta	
Superficie generador FV	1.095,5	m ²

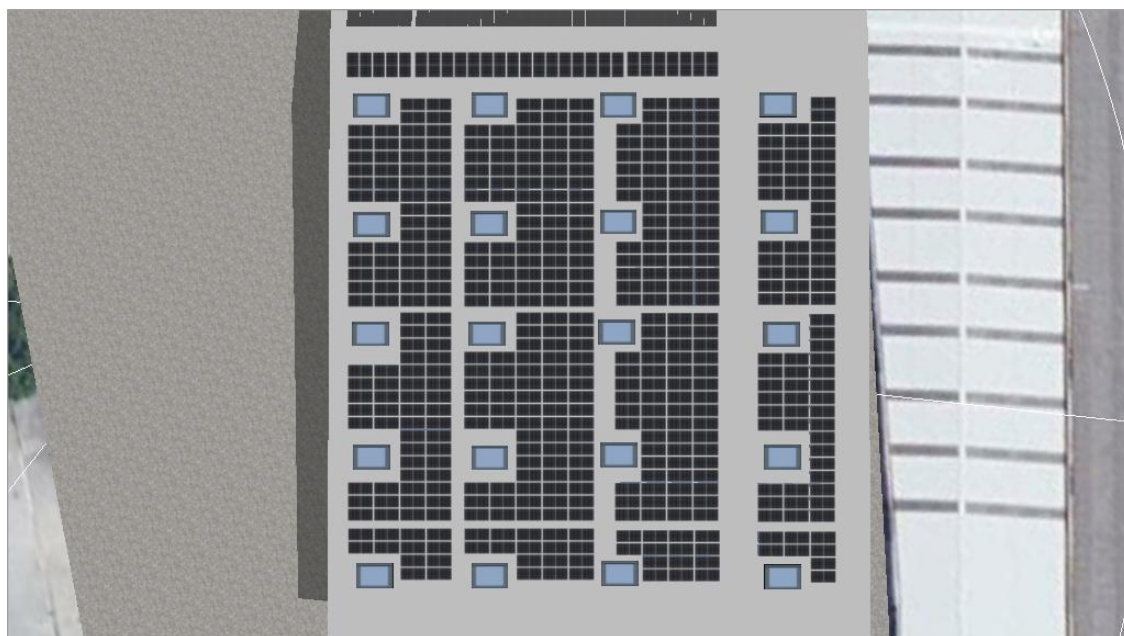


Figura segundo anexo 4 Edificio 01- Superficie del tejado Sudoeste

1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado sudoeste

Curva característica	Lineal	
Potencia restante al cabo de 25 años	85	%

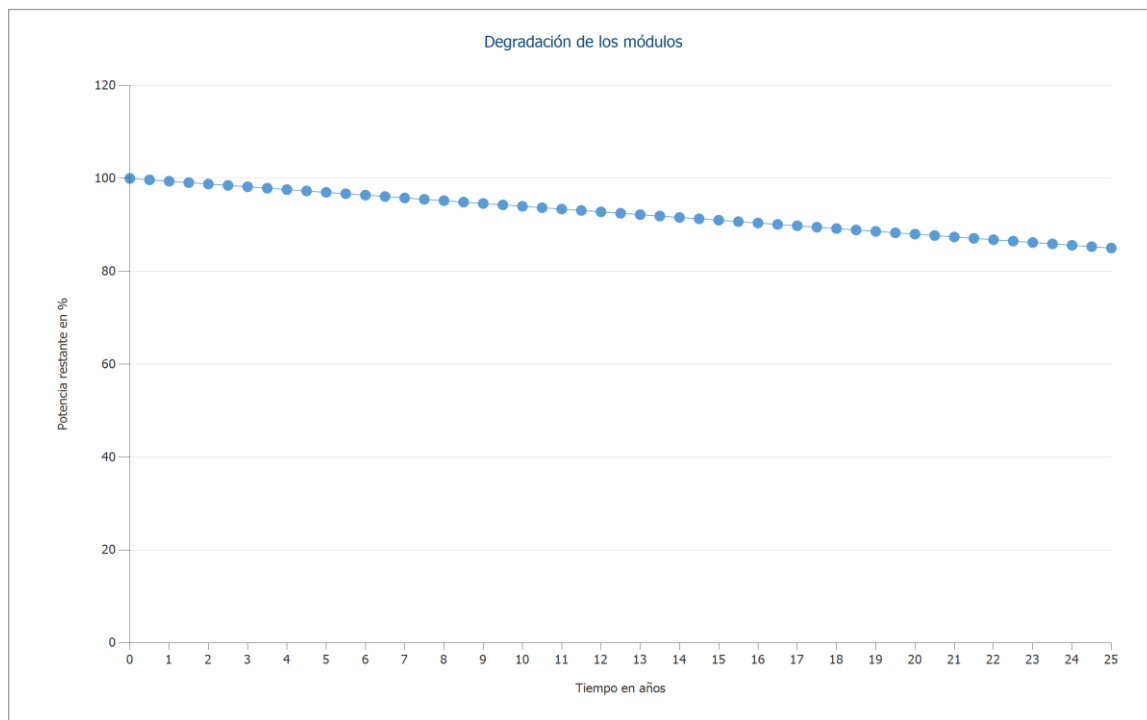


Figura segundo anexo 5 Degradación de módulos

2. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado Nordeste

Generador FV, 2. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado Nordeste

Nombre	Edificio 01-Superficie del tejado Nordeste	
Módulos FV	504 x LR4-72 HPH 455 M G2 (v4)	
Fabricante	LONGI Solar	
Inclinación	5	°
Orientación	Noreste 24	°
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta	
Superficie generador FV	1.095,5	m ²



Figura segundo anexo 6 Edificio 01 superficie del tejado Nordeste

Curva característica	Lineal	
Potencia restante al cabo de 25 años	85	%

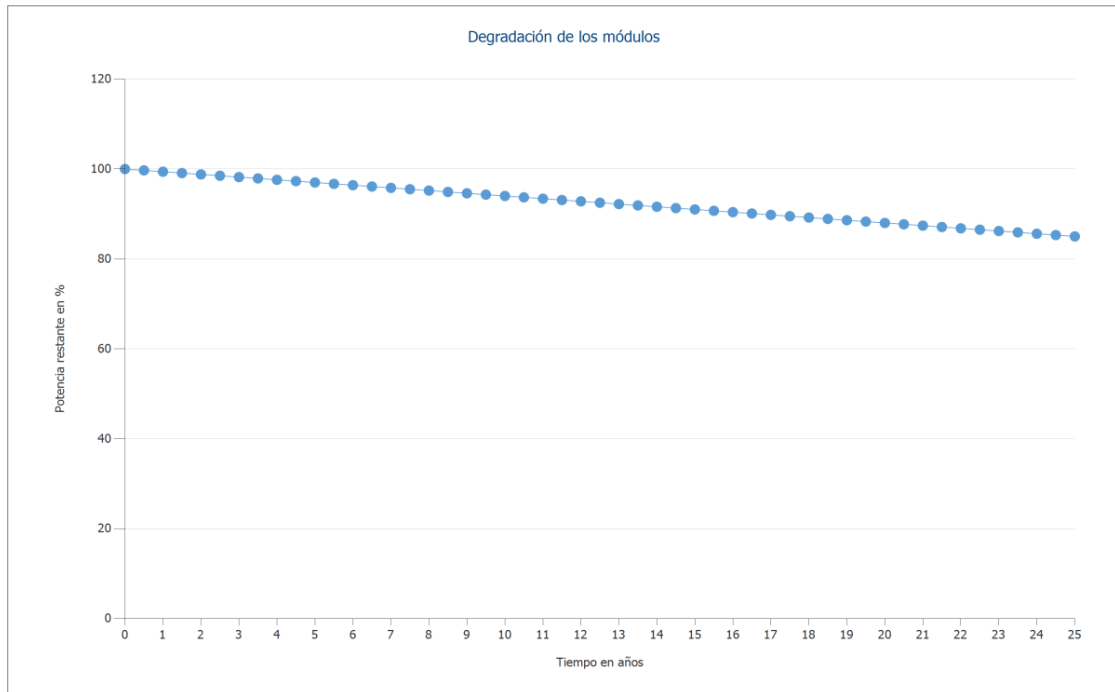


Figura segundo anexo 7 Degradación placas fotovoltaicas superficie 02

Conexión del inversor

Conexión 1

Superficie fotovoltaica	Edificio 01-Superficie del tejado sudoeste
Inversor 1	
Modelo	GW100K-HT (v1)
Fabricante	GoodWe Solar Inverter
Cantidad	2
Factor de dimensionamiento	114,7 %
Conexión	MPP 1: 2 x 14
	MPP 2: 2 x 14
	MPP 3: 2 x 14
	MPP 4: 2 x 14
	MPP 5: 2 x 14
	MPP 6: 2 x 14
	MPP 7: 2 x 14
	MPP 8: 2 x 14
	MPP 9: 2 x 14
	MPP 10: no ocupado

Conexión 2

Superficie fotovoltaica	Edificio 01-Superficie del tejado Nordeste	
Inversor 1		
Modelo	GW100K-HT (v1)	
Fabricante	GoodWe Solar Inverter	
Cantidad	2	
Factor de dimensionamiento	114,7 %	
Conexión	MPP 1: 2 x 14	
	MPP 2: 2 x 14	
	MPP 3: 2 x 14	
	MPP 4: 2 x 14	
	MPP 5: 2 x 14	
	MPP 6: 2 x 14	
	MPP 7: 2 x 14	
	MPP 8: 2 x 14	
	MPP 9: 2 x 14	
	MPP 10: no ocupado	

Red de CA

Red de CA

Número de fases	3	
Tensión de red entre fase y neutro	230	V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1	

Resultados de simulación

Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	458,64	kWp
Rendimiento anual espec.	1.459,53	kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,56	%
Reducción de rendimiento por sombreado	0,0	%/Año
Energía de generador FV (Red CA)	669.473	kWh/Año
Consumo propio	646.771	kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0	kWh/Año
Inyección en la red	22.702	kWh/Año
Proporción de consumo propio	96,6	%
Emisiones de CO ₂ evitadas	314.616	kg / año

Energía de generador FV (Red CA)



Figura segundo anexo 8
Energía generada

Consumidores

Consumidores	1.500.000	kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	76	kWh/Año
Consumo total	1.500.076	kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	646.771	kWh/Año
cubierto mediante red	853.305	kWh/Año
Fracción de cobertura solar	43,1	%

Consumo total

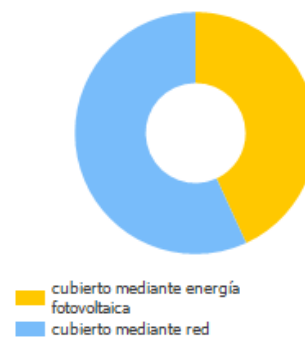


Figura segundo anexo 9
Consumo vs energía cubierta

Grado de autarquía

Consumo total	1.500.076	kWh/Año
cubierto mediante red	853.305	kWh/Año
Grado de autarquía	43,1	%

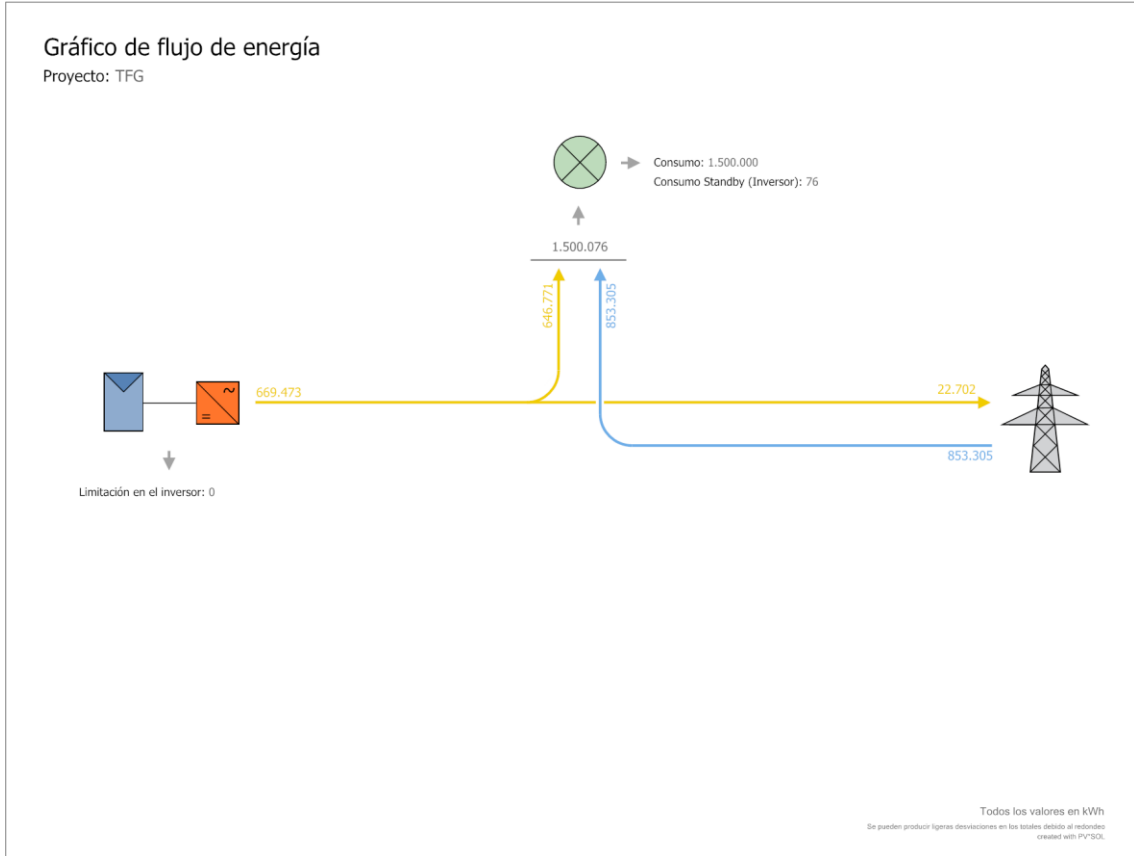


Figura segundo anexo 10 Flujo de energía

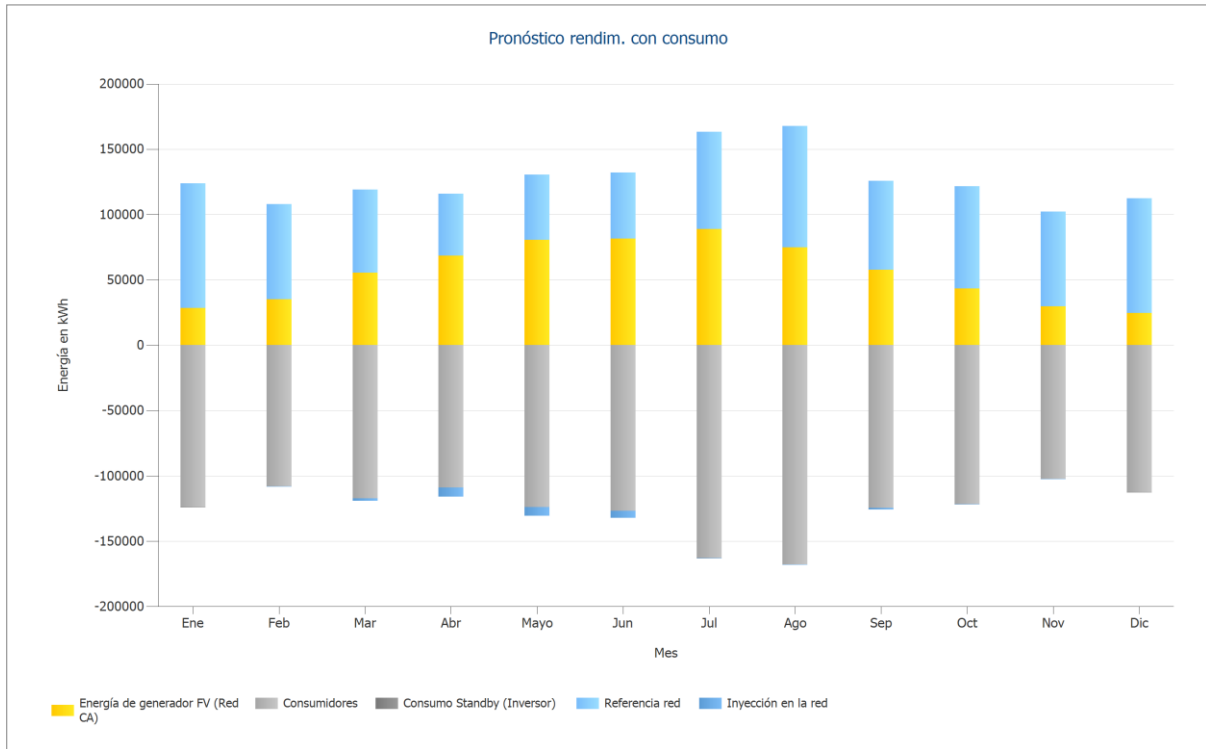


Figura segundo anexo 11 Pronóstico del rendimiento con consumo

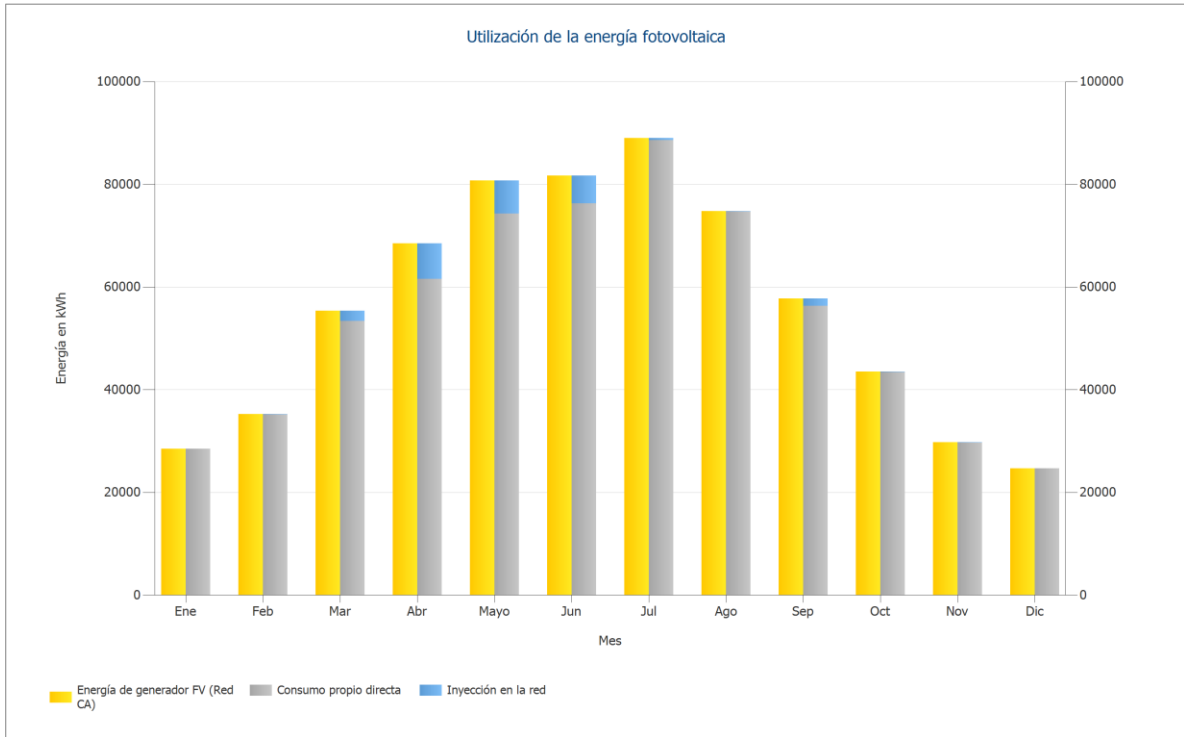


Figura segundo anexo 12 Utilidad de la energía fotovoltaica

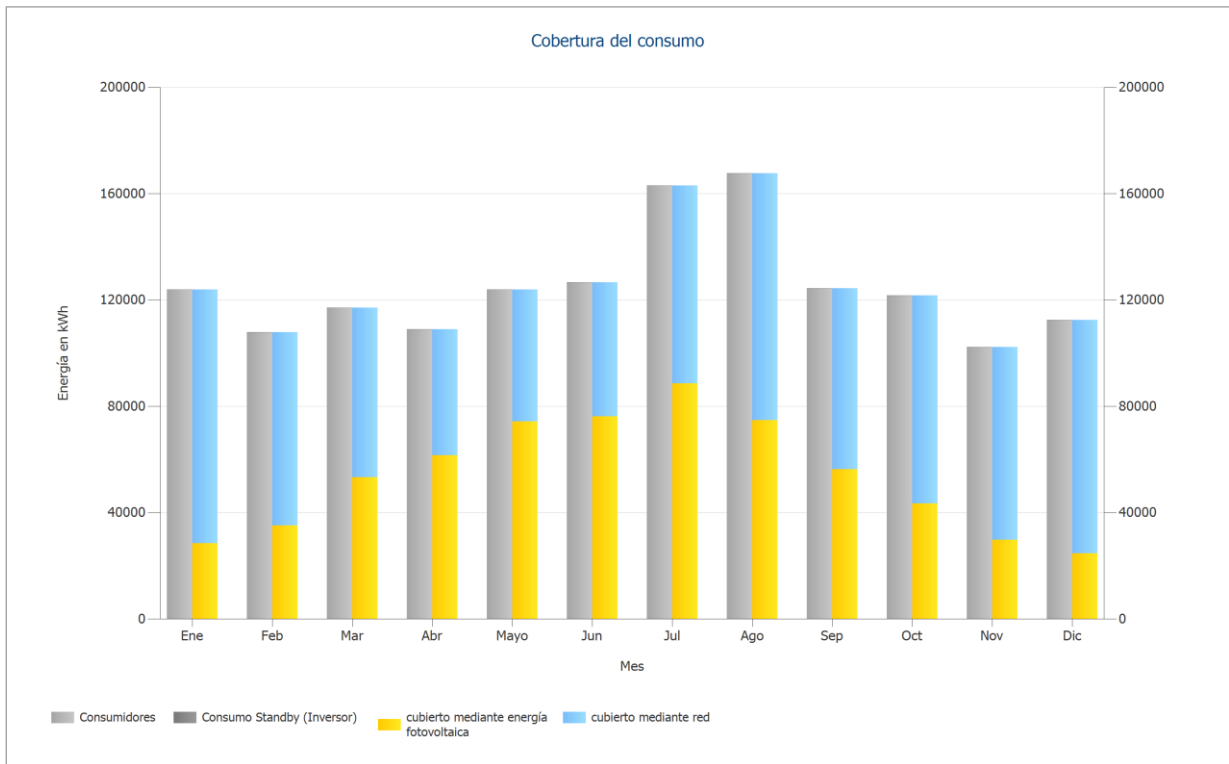


Figura segundo anexo 13 Cobertura del consumo

Resultados por superficie de módulos

Edificio 01-Superficie del tejado sudoeste

Potencia generador FV	229,32	kWp
Superficie generador FV	1.095,48	m ²
Irradiación global sobre módulo	1688,16	kWh/m ²
Radiación global en el módulo sin reflexión	1698,53	kWh/m ²
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,57	%
Energía de generador FV (Red CA)	349145,36	kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1522,52	kWh/kWp

Edificio 01-Superficie del tejado Nordeste

Potencia generador FV	229,32	kWp
Superficie generador FV	1.095,48	m ²
Irradiación global sobre módulo	1546,71	kWh/m ²
Radiación global en el módulo sin reflexión	1558,34	kWh/m ²
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,57	%
Energía de generador FV (Red CA)	320327,73	kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1396,86	kWh/kWp

Balance energético de instalación fotovoltaica

Balance energético de instalación fotovoltaica

Radiación global horizontal	1.649,68	kWh/m²	
Desviación del espectro estandar	-16,50	kWh/m ²	-1,00 %
Reflexión del suelo (albedo)	0,62	kWh/m ²	0,04 %
Orientación y inclinación de la superficie de módulos	-5,37	kWh/m ²	-0,33 %
Sombreado independiente del módulo	0,00	kWh/m ²	0,00 %
Reflexión en la superficie del módulo	-11,00	kWh/m ²	-0,68 %
Irradiación global sobre módulo	1.617,44	kWh/m²	

$$\begin{aligned}
 & 1.617,44 \text{ kWh/m}^2 \\
 & \times 2190,961 \text{ m}^2 \\
 & = 3.543.739,26 \text{ kWh}
 \end{aligned}$$

Irradiación global fotovoltaica	3.543.739,26	kWh	
Ensuciamiento	-35.435,95	kWh	-1,00 %
Conversión STC (eficiencia nominal de módulo 20,95 %)	-2.773.312,69	kWh	-79,05 %
Energía fotovoltaica nominal	734.990,62	kWh	
Ensombrecimiento parcial específico del módulo	0,00	kWh	0,00 %
Rendimiento con luz débil	-6.435,15	kWh	-0,88 %
Desviación de la temperatura nominal del módulo	-26.642,16	kWh	-3,66 %
Diodos	0,00	kWh	0,00 %
Inadecuación (datos del fabricante)	-14.038,27	kWh	-2,00 %
Inadecuación (Conexión/sombreado)	0,00	kWh	0,00 %
Energía fotovoltaica (CC) sin limitación de corriente por inversor	687.875,05	kWh	
Potencia de arranque DC no alcanzada	0,00	kWh	0,00 %
Regulación por rango de tensión MPP	0,00	kWh	0,00 %
Regulación por corriente CC máx.	0,00	kWh	0,00 %
Regulación por potencia CC máx.	0,00	kWh	0,00 %
Regulación por potencia CA máx. / cos phi	-9,94	kWh	0,00 %

Adaptación MPP	-1.051,01	kWh	-0,15 %
Energía FV (DC)	686.814,11	kWh	
Energía en la entrada del inversor	686.814,11	kWh	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-781,60	kWh	-0,11 %
Conversión DC/AC	-16.559,42	kWh	-2,41 %
Consumo Standby (Inversor)	-76,33	kWh	-0,01 %
Pérdida total de cables	0,00	kWh	0,00 %
Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera	669.396,76	kWh	
Energía de generador FV (Red CA)	669.473,09	kWh	

Tabla segundo anexo 1 Rentabilidad

Análisis de rentabilidad

Resumen

Datos del sistema

Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	22.633	kWh/Año
Potencia generador FV	458,6	kWp
Puesta en marcha de la instalación	13/12/2021	
Periodo de consideración	25	Años
Interés del capital	1	%

Parámetros económicos

Tasa interna de retorno (TIR)	18,02	%
Cashflow acumulado (caja)	1.509.299,22	€
Duración amortización	6,2	Años
Costes de producción de energía	0,0229	€/kWh

Resumen de pagos

costes específicos de inversión	763,13	€/kWp
Coste de la inversión	350.000,00	€
Pagos únicos	0,00	€
Subvenciones	0,00	€
Costes anuales	0,00	€/Año
Otros beneficios y ahorros.	0,00	€/Año

Remuneración y ahorros

Remuneración total en el primer año	0,00	€/Año
Ahorros durante el primer año	53.487,07	€/Año
3.0TD (Example)		
Precio de trabajo Periodo tarifario 1	0,12	€/kWh
Ahorro Periodo tarifario 1	10.242,21	€/Año
Precio de trabajo Periodo tarifario 2	0,11	€/kWh
Ahorro Periodo tarifario 2	8.492,56	€/Año
Precio de trabajo Periodo tarifario 3	0,09	€/kWh
Ahorro Periodo tarifario 3	8.892,92	€/Año
Precio de trabajo Periodo tarifario 4	0,08	€/kWh
Ahorro Periodo tarifario 4	9.916,76	€/Año
Precio de trabajo Periodo tarifario 5	0,07	€/kWh
Ahorro Periodo tarifario 5	3.009,82	€/Año
Precio de trabajo Periodo tarifario 6	0,06	€/kWh
Ahorro Periodo tarifario 6	13.101,90	€/Año
Factor de cambio del precio del costo del consumo energético	4	%/Año

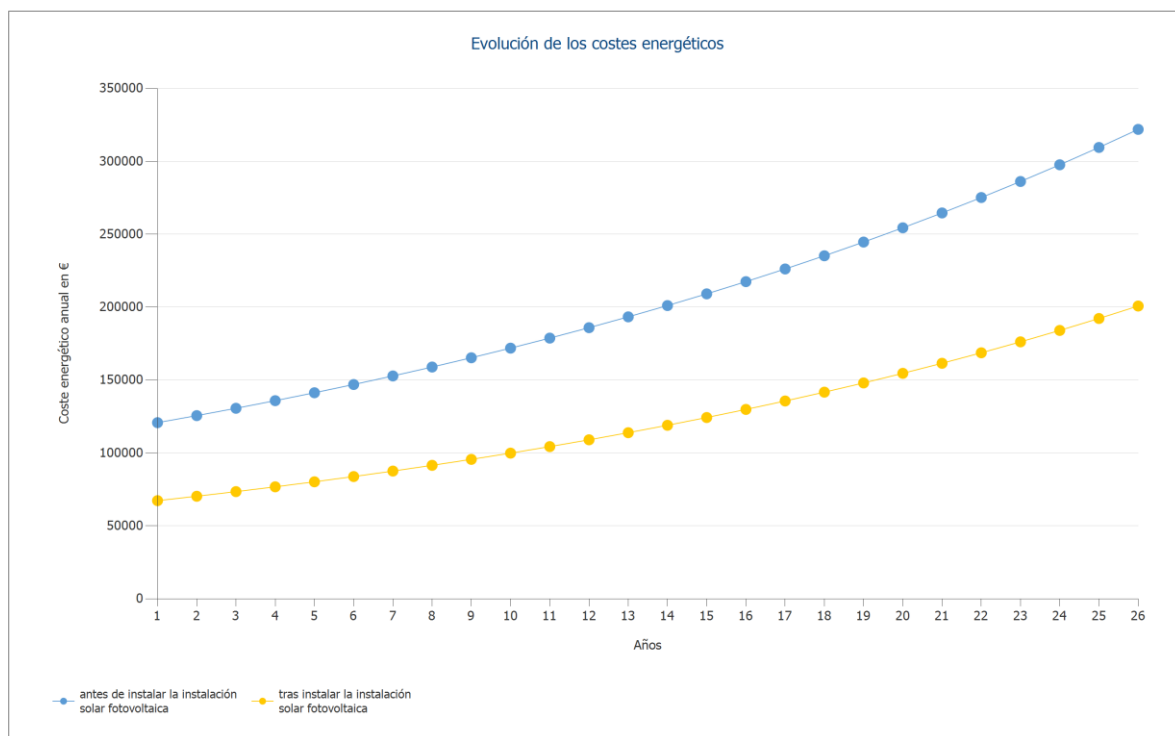


Figura segundo anexo 14 Evolución de los costes energéticos

Flujo de caja

Flujo de caja

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	-350.000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Ahorro consumo electricidad	51.837,54 €	54.202,27 €	55.474,26 €	56.774,01 €	58.102,04 €
Flujo de caja anual	-298.162,46 €	54.202,27 €	55.474,26 €	56.774,01 €	58.102,04 €
Cashflow acumulado (caja)	-298.162,46 €	-243.960,19 €	-188.485,93 €	-131.711,92 €	-73.609,88 €

Flujo de caja

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversiones	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Ahorro consumo electricidad	59.458,84 €	60.844,99 €	62.261,04 €	63.707,51 €	65.185,00 €
Flujo de caja anual	59.458,84 €	60.844,99 €	62.261,04 €	63.707,51 €	65.185,00 €
Cashflow acumulado (caja)	-14.151,05 €	46.693,94 €	108.954,98 €	172.662,49 €	237.847,49 €

Flujo de caja

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversiones	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Ahorro consumo electricidad	66.694,02 €	68.235,21 €	69.809,10 €	71.416,32 €	73.057,36 €
Flujo de caja anual	66.694,02 €	68.235,21 €	69.809,10 €	71.416,32 €	73.057,36 €
Cashflow acumulado (caja)	304.541,51 €	372.776,72 €	442.585,82 €	514.002,14 €	587.059,50 €

Flujo de caja

	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Ahorro consumo electricidad	74.732,96 €	76.443,57 €	78.189,89 €	79.972,55 €	81.792,07 €
Flujo de caja anual	74.732,96 €	76.443,57 €	78.189,89 €	79.972,55 €	81.792,07 €
Cashflow acumulado (caja)	661.792,46 €	738.236,03 €	816.425,91 €	896.398,47 €	978.190,54 €

Flujo de caja

	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Inversiones	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Ahorro consumo electricidad	83.649,15 €	85.544,38 €	87.478,42 €	89.451,87 €	91.465,34 €
Flujo de caja anual	83.649,15 €	85.544,38 €	87.478,42 €	89.451,87 €	91.465,34 €
Cashflow acumulado (caja)	1.061.839,68 €	1.147.384,07 €	1.234.862,48 €	1.324.314,35 €	1.415.779,70 €

Flujo de caja

Año 26	
Inversiones	0,00 €
Ahorro consumo electricidad	93.519,53 €
Flujo de caja anual	93.519,53 €
Cashflow acumulado (caja)	1.509.299,22 €

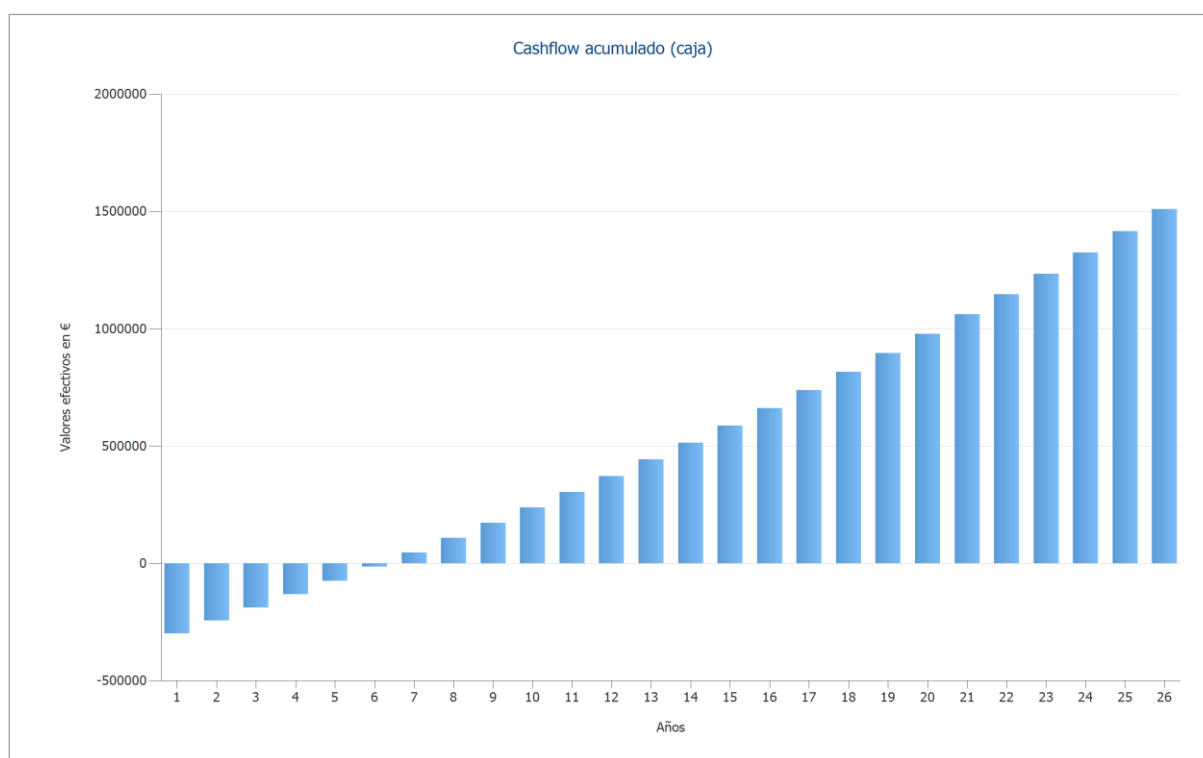


Figura segundo anexo 15 Gráfico de la rentabilidad

Hojas

Hoja de datos módulo FV

Módulo FV: LR4-72 HPH 455 M G2 (v4)

LONGI Solar

Fabricante

Suministr.

Sí

Datos eléctricos

Tipo de célula	Si monocristalino
Módulo de media celda	Sí
Número de células	144
Número de diodos de bypass	3
Caída de voltaje por diodo de derivación	1 V
Optimizador de potencia integrado	No
Sólo apto para transf. inversor	No

Caract. U/I- STC

Tensión en MPP	41,7 V
Corriente en MPP	10,92 A
Tens. circ. abierto	49,5 V
Corriente de cortocircuito	11,66 A
Aumento tensión de circuito abierto antes de estabil.	0 %
Potencia nominal	455 W
Factor de forma	78,9 %
Eficiencia	20,95 %

Características U/I con carga parcial

Fuente de los valores	Fabricante/proprios
Irradiación	200 W/m ²
Tensión en el MPP con carga parcial	40,034 V
Corriente en el MPP con carga parcial	2,223 A
Tens. circ. abierto con carga parcial	46,391 V
Corriente de cortocircuito con carga parcial	2,371 A

Parámetros adicionales

Coeficiente de temperatura de Voc	-133,6	mV/K
Coeficiente de temperatura de Isc	5,6	mA/K
Coeficiente de temperatura de Pmpp	-0,35	%/K
Factor corr. angular (IAM)	100	%
Tensión máxima del sistema	1500	V

Datos mecánicos

Anchura	1038	mm
Alto	2094	mm
Profundidad	35	mm
Ancho del marco	35	mm
Peso	23,5	kg

Hoja de datos inversor

Inversor: GW100K-HT (v1)

Fabricante GoodWe Solar Inverter

Suministr. Sí

Datos eléctricos - CC

Potencia nominal DC	100 kW
Potencia DC máx.	150 kW
Tensión nominal DC	600 V
Tensión máxima de entrada	1100 V
Corriente máx. de entrada	300 A
Número de entradas DC	20

Datos eléctricos - CA

Potencia nom. CA	100 kW
Potencia AC máx.	110 kVA
Tensión nominal en corriente alterna	230 V
Número de fases	3
Con transf.	No

Datos eléctricos - Otro

Modificación del grado de rend. en caso de desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	0,2 %/100V
Mín. Potencia introducida	0,02 W
Consumo Standby	20 W
Consumo nocturno	2 W

Seguidor MPP

Rango de potencia < 20% de la potencia nominal	99,77 %
Rango de potencia > 20% de la potencia nominal	99,85 %
Número de seguidores MPP	10

Seguidor MPP 1-10

Corriente máx. de entrada	30 A
Potencia de entrada máx.	15 kW

Tensión MPP min.	200 V
Tensión MPP máx.	1000 V

Planos y listado de piezas

Esquema eléctrico

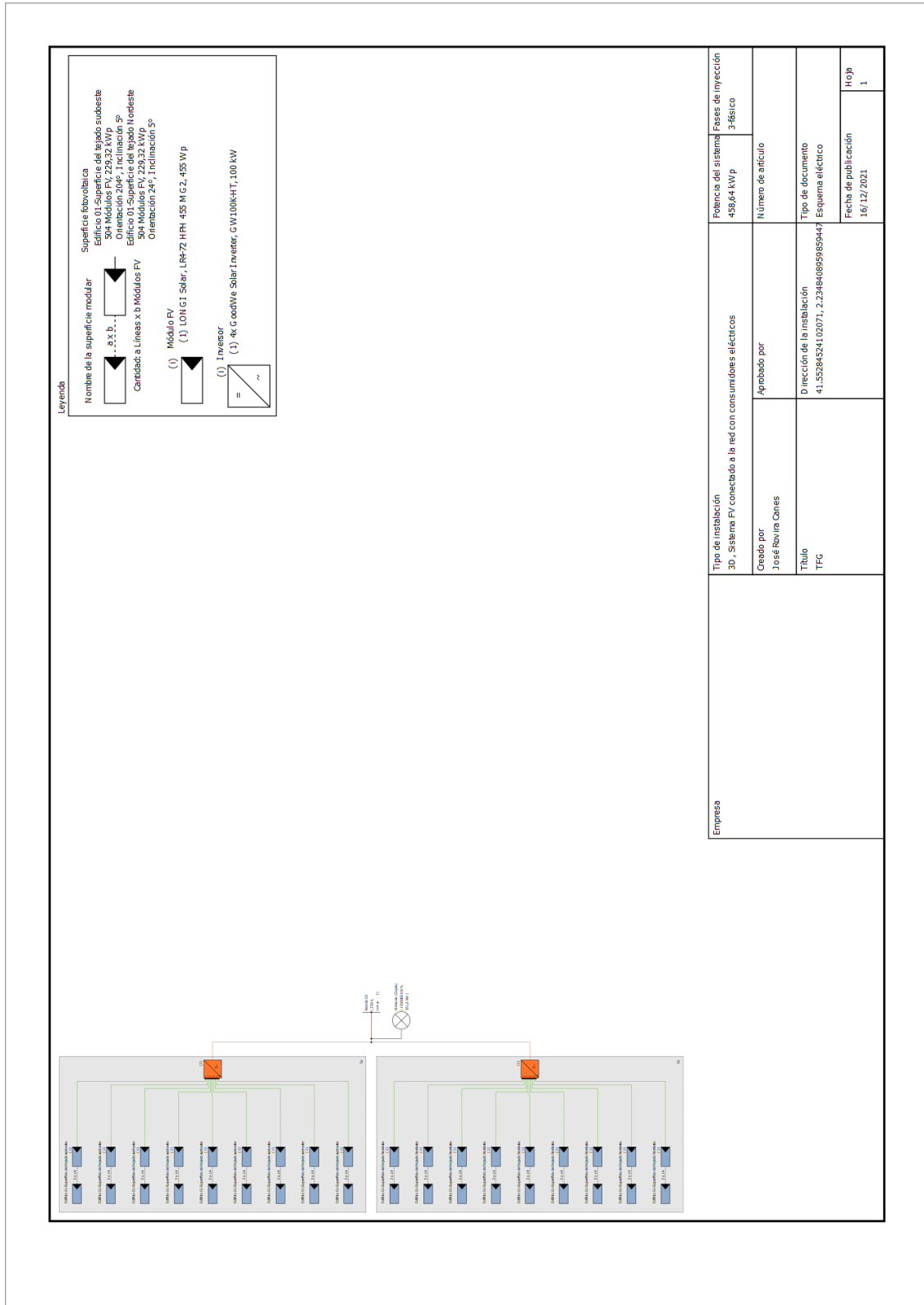


Figura segundo anexo 16 Esquema eléctrico

Plan de acotación

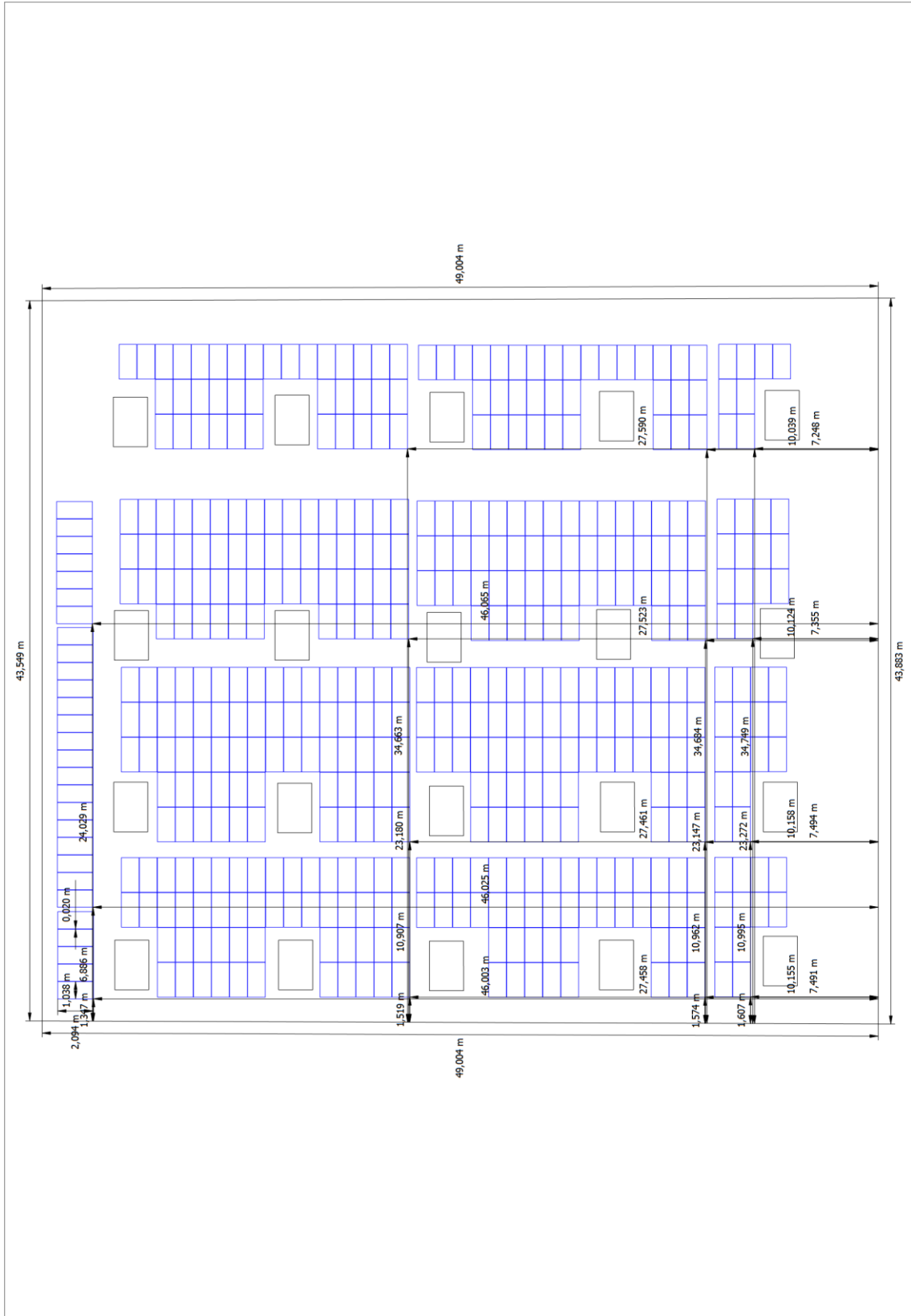


Figura segundo anexo 17 Edificio 01 Superficie del tejado sudoeste

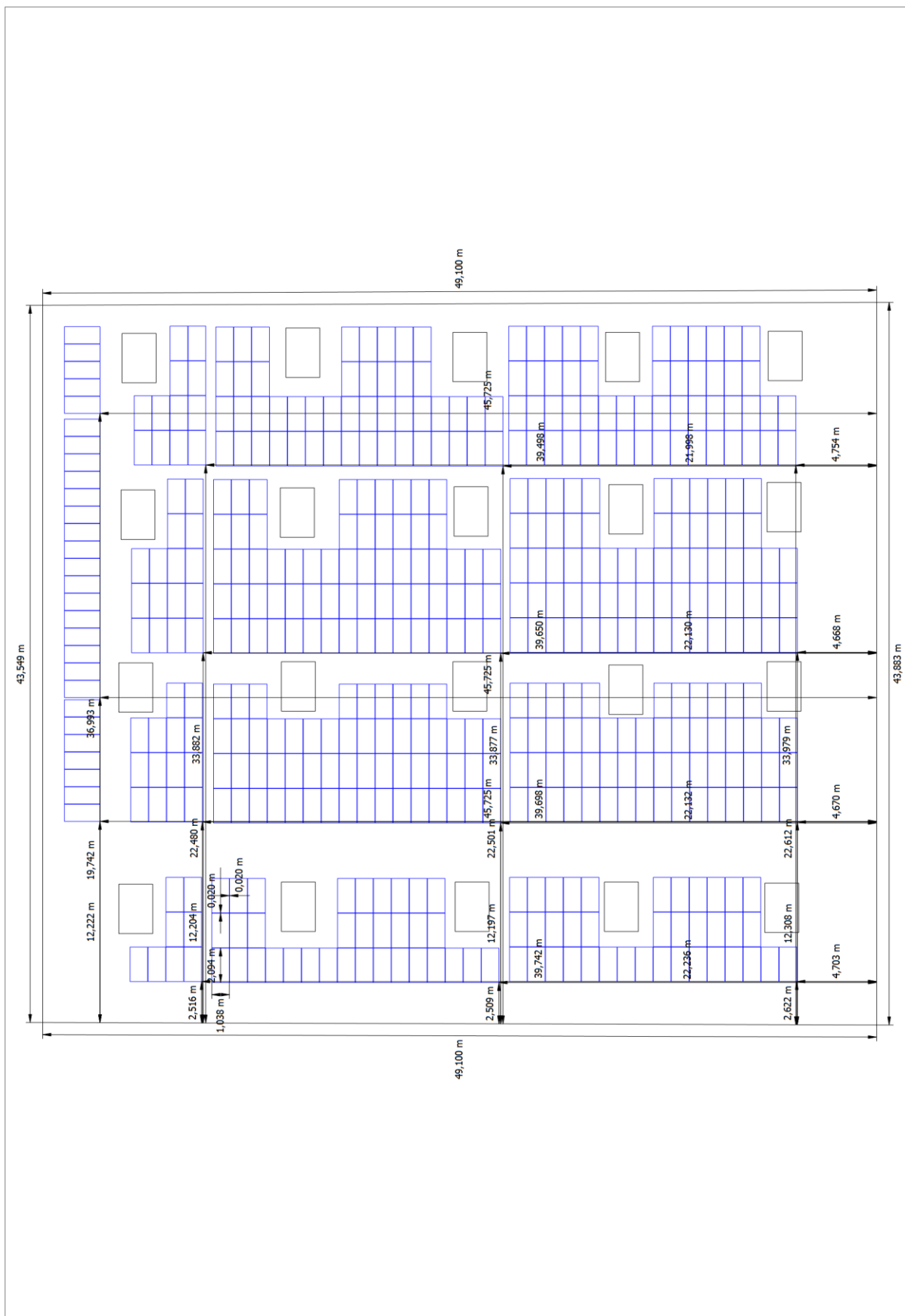


Figura segundo anexo 18 Edificio 02-Superficie del tejado Nordeste

Plano de líneas

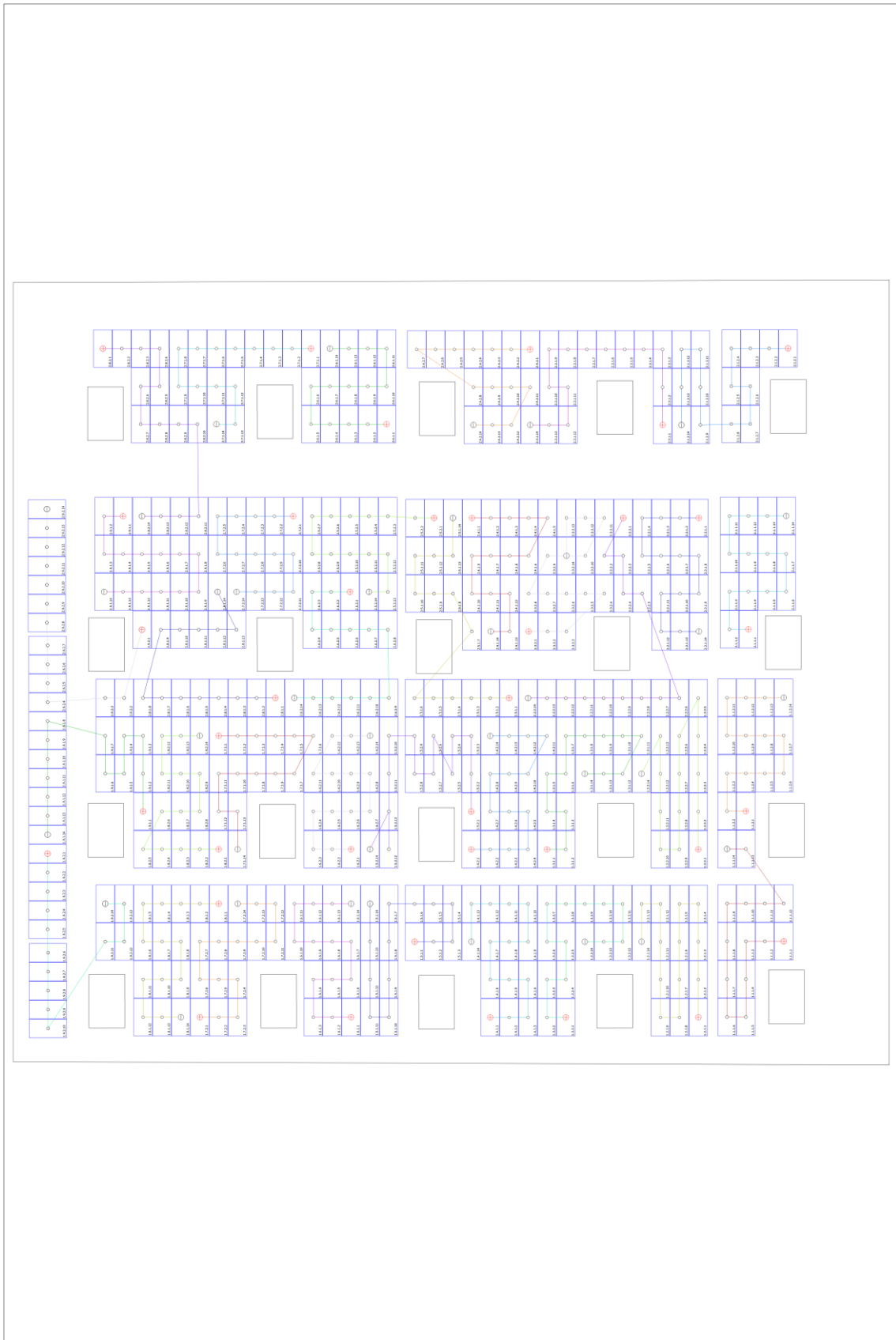


Figura segundo anexo 19 Edificio 01-Superficie del tejado sudoeste

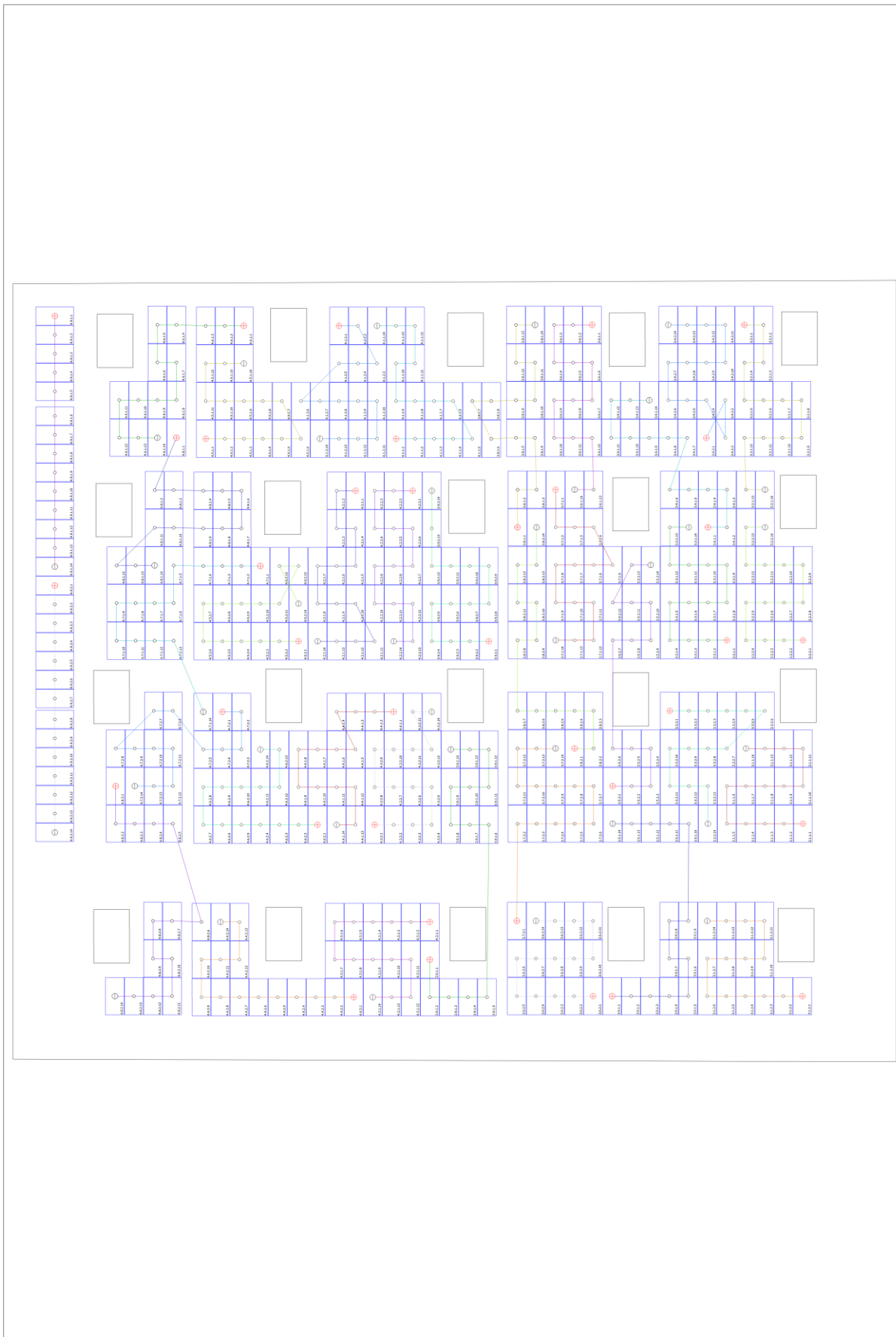


Figura segundo anexo 20 Edificio 02-Superficie del tejado Nordeste

Capturas de pantalla, Planificación 3D

Entorno



Figura segundo anexo 21 Vista de planta



Figura segundo anexo 22 Vista frontal

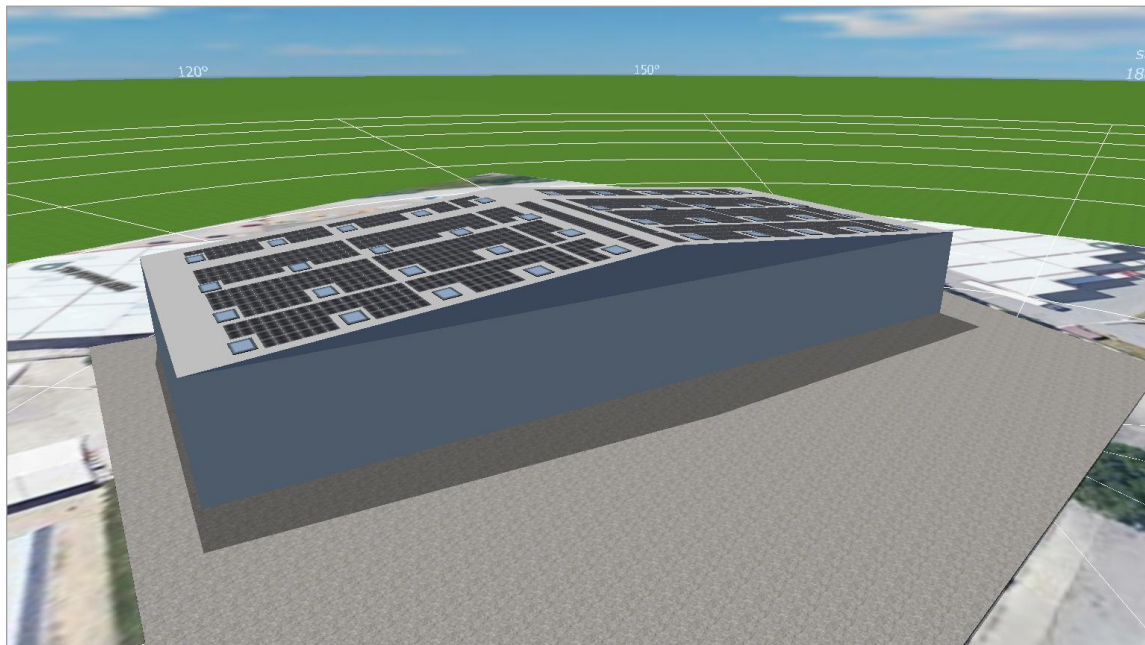


Figura segundo anexo 23 Vista lateral

Conexión



Figura segundo anexo 24 MPPT1 Inversor 1



Figura segundo anexo 25 MPPT2 Inversor 1



Figura segundo anexo 26 MPPT3 Inversor 1

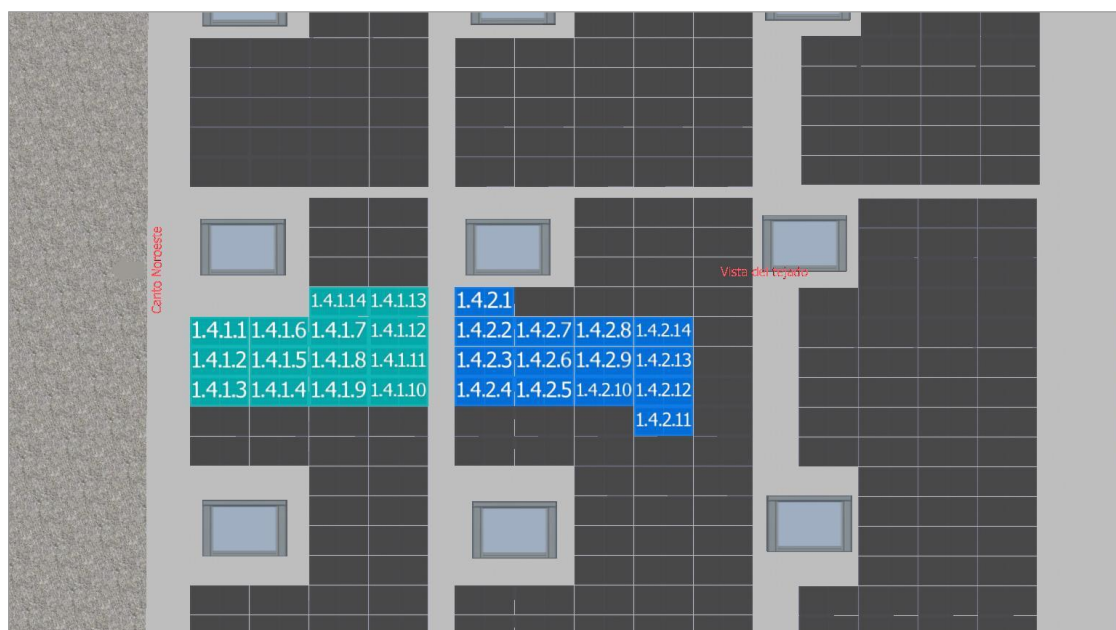


Figura segundo anexo 27 MPPT4 Inversor 1

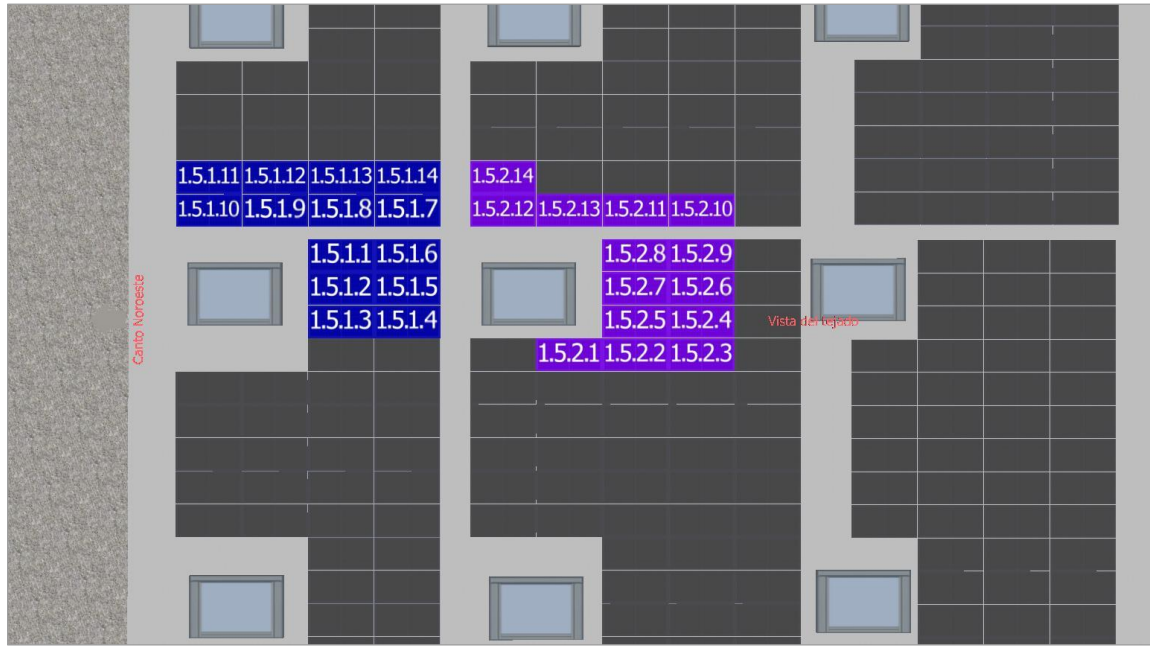


Figura segundo anexo 28 MPPT5 Inversor 1



Figura segundo anexo 29 MPPT6 Inversor 1



Figura segundo anexo 30 MPPT7 Inversor 1



Figura segundo anexo 31 MPPT8 Inversor 1



Figura segundo anexo 32 MPPT9 Inversor 1

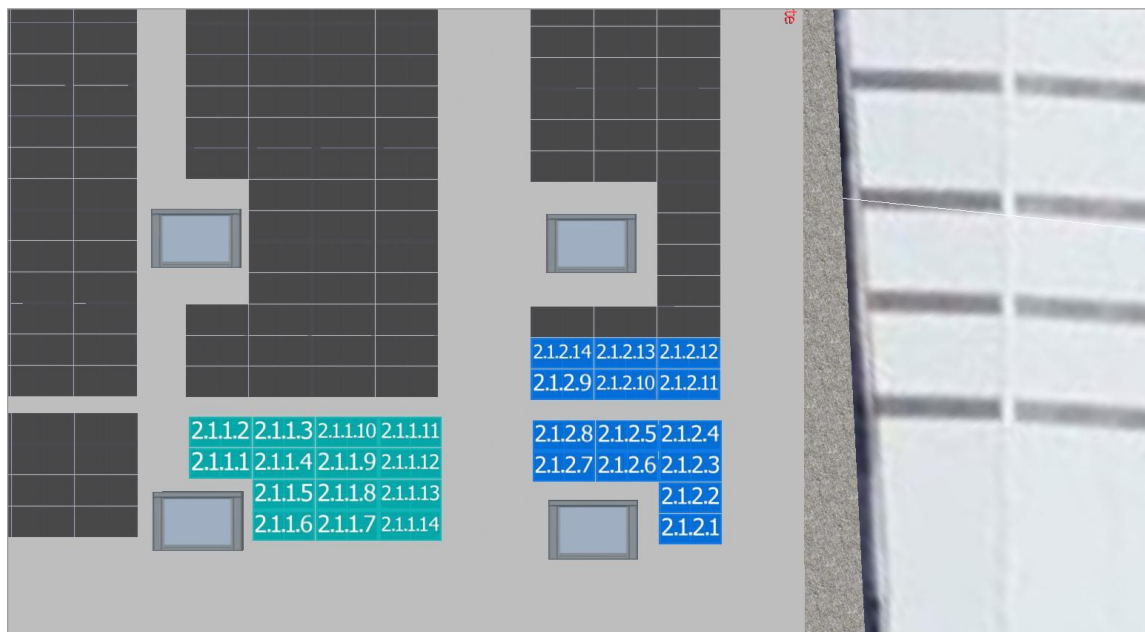


Figura segundo anexo 33 MPPT1 Inversor 2



Figura segundo anexo 34 MPPT2 Inversor 2



Figura segundo anexo 35 MPPT3 Inversor 2



Figura segundo anexo 36 MPPT4 Inversor 2



Figura segundo anexo 37 MPPT5 Inversor 2



Figura segundo anexo 38 MPPT6 Inversor 2



Figura segundo anexo 39 MPPT7 Inversor 2



Figura segundo anexo 40 MPPT8 Inversor 2



Figura segundo anexo 41 MPPT9 Inversor 2



Figura segundo anexo 42 MPPT1 Inversor 3



Figura segundo anexo 43 MPPT2 Inversor 3



Figura segundo anexo 44 MPPT3 Inversor 3

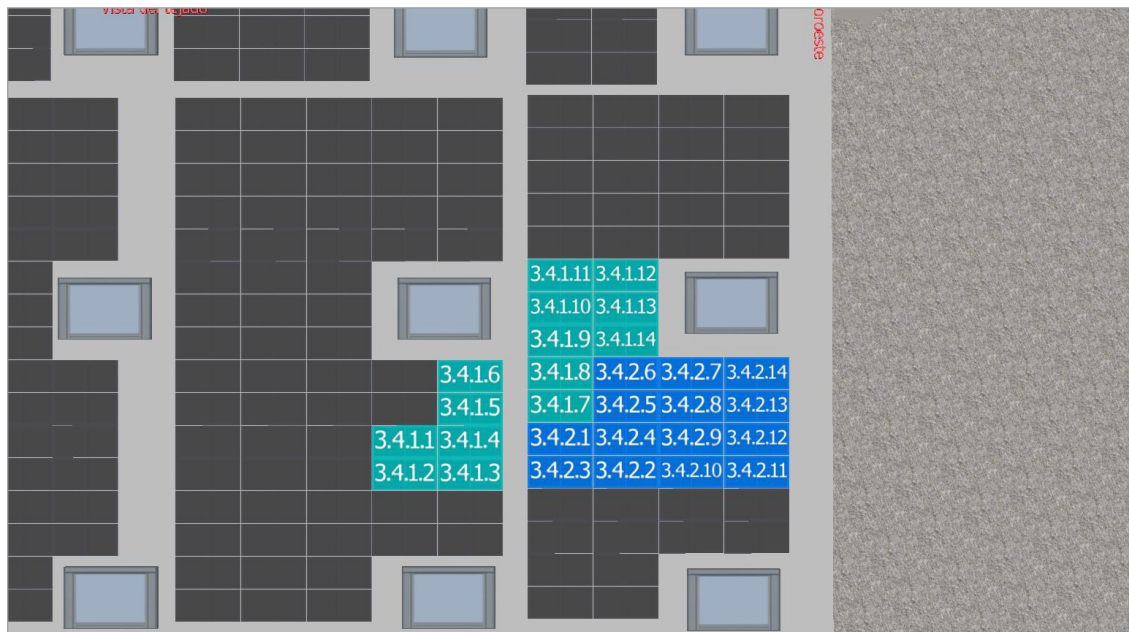


Figura segundo anexo 45 MPPT4 Inversor 4



Figura segundo anexo 46 MPPT5 Inversor 3

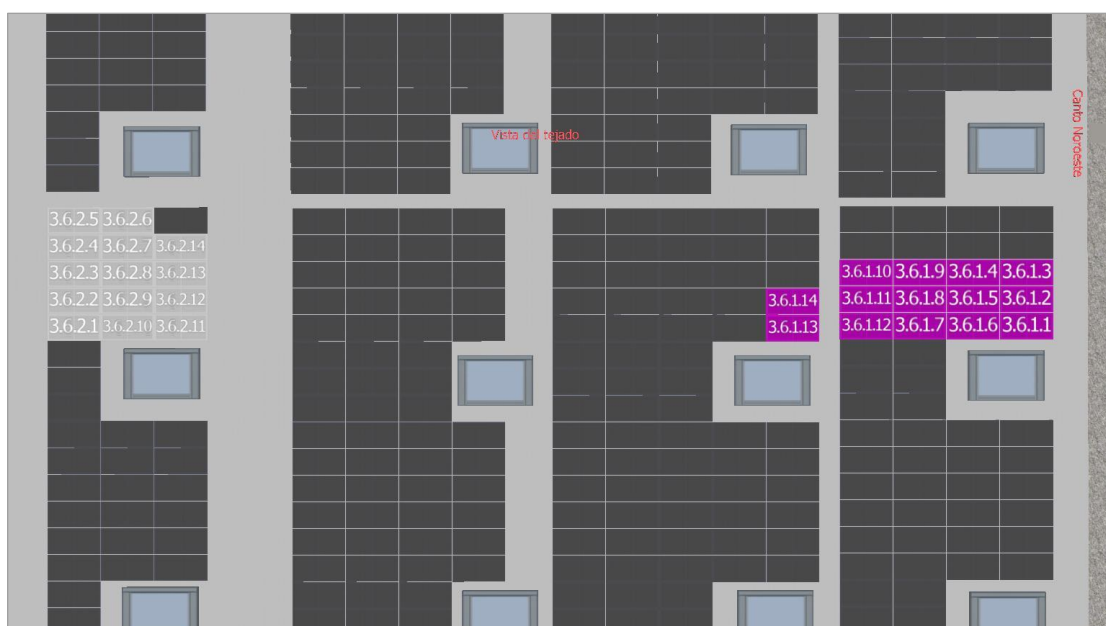


Figura segundo anexo 47 MPPT6 Inversor 3

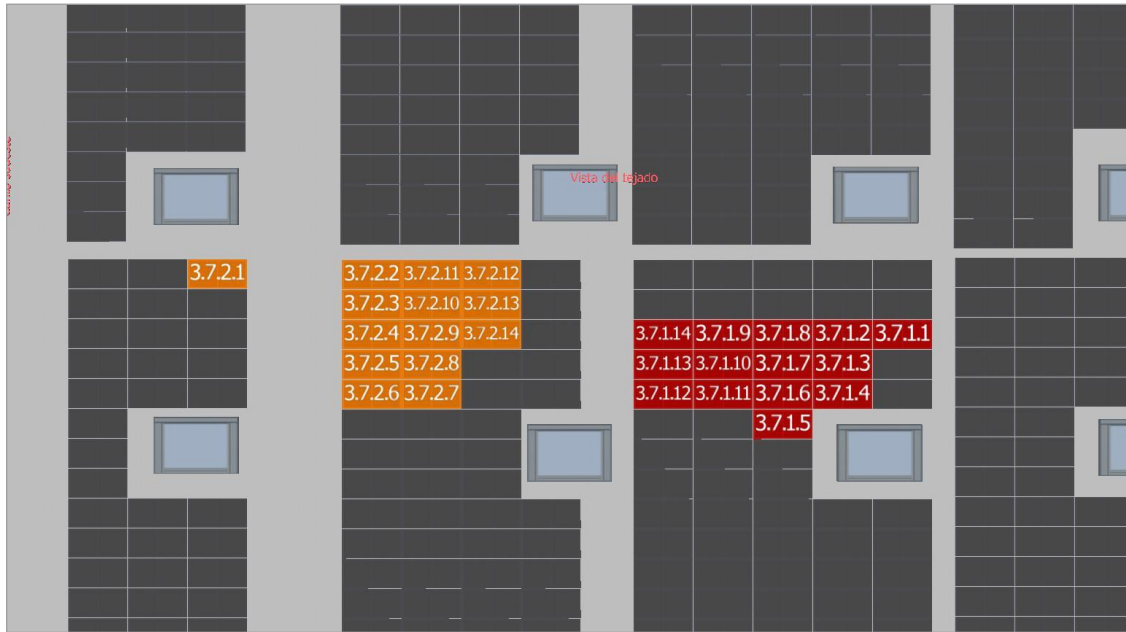


Figura segundo anexo 48 MPPT7 Inversor 3



Figura segundo anexo 49 MPPT8 Inversor 3



Figura segundo anexo 50 MPPT9 Inversor 3



Figura segundo anexo 51 MPPT1 Inversor 4

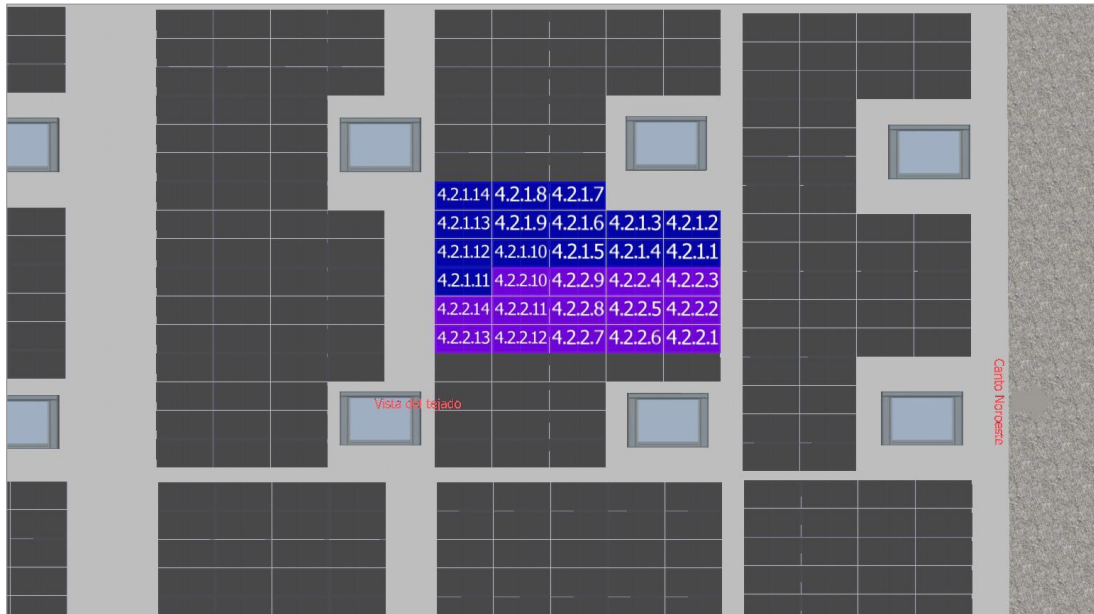


Figura segundo anexo 52 MPPT2 Inversor 4



Figura segundo anexo 53 MPPT3 Inversor 4



Figura segundo anexo 54 MPPT4 Inversor 4



Figura segundo anexo 55 MPPT5 Inversor 4



Figura segundo anexo 56 MPPT6 Inversor 4

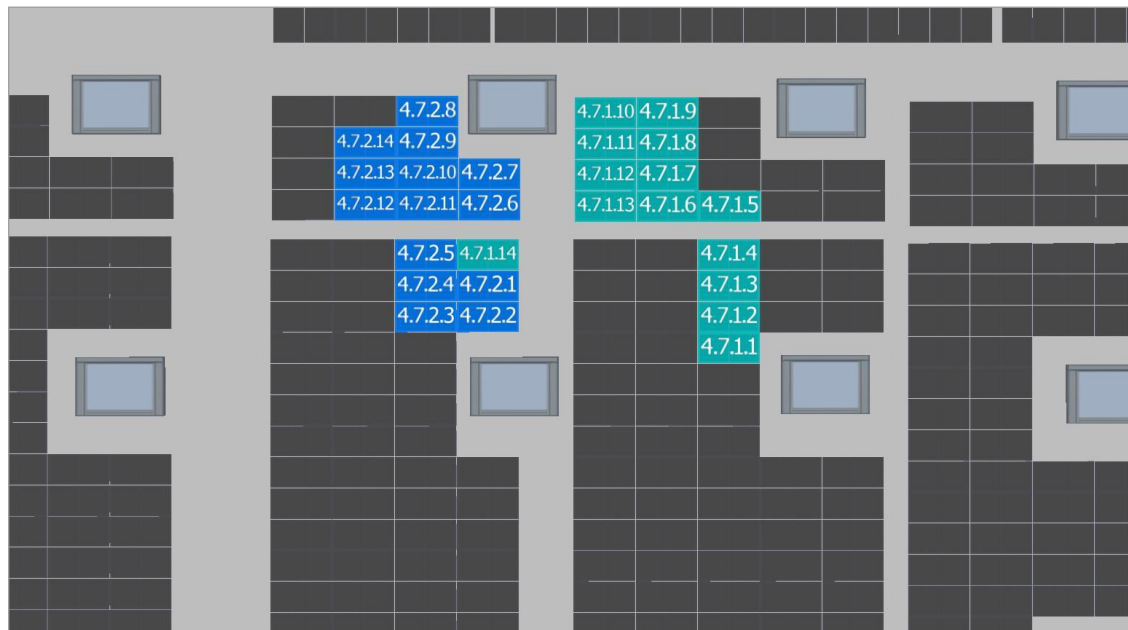


Figura segundo anexo 57 MPPT7 Inversor 4



Figura segundo anexo 58 MPPT8 Inversor 4



Figura segundo anexo 59 MPPT9 Inversor 4

Índice de Figuras Anexo 1

Figura primer Anexo 1 Ficha técnica placas Longi.....	71
Figura primer Anexo 2 Inversor Goodwe 100kW.....	72
Figura primer Anexo 3 Estructura Sunfer.....	73

Índice de Figuras Anexo 2

Figura segundo anexo 1 Vista general 3D.....	76
Figura segundo anexo 2 Diagrama esquemático	77
Figura segundo anexo 3 Consumo	79
Figura segundo anexo 4 Edificio 01- Superficie del tejado Sudoeste	80
Figura segundo anexo 5 Degradación de módulos.....	81
Figura segundo anexo 6 Edificio 01 superficie del tejado Nordeste.....	82
Figura segundo anexo 7 Degradación placas fotovoltaicas superficie 02.....	83
Figura segundo anexo 8 Energía generada	86
Figura segundo anexo 9 Consumo vs energía cubierta	86
Figura segundo anexo 10 Flujo de energía	87
Figura segundo anexo 11 Pronóstico del rendimiento con consumo.....	87
Figura segundo anexo 12 Utilidad de la energía fotovoltaica.....	88
Figura segundo anexo 13 Cobertura del consumo	88
Figura segundo anexo 14 Evolución de los costes energéticos	94
Figura segundo anexo 15 Gráfico de la rentabilidad.....	96
Figura segundo anexo 16 Esquema eléctrico	103
Figura segundo anexo 17 Edificio 01 Superficie del tejado sudoeste	104
Figura segundo anexo 18 Edificio 02-Superficie del tejado Nordeste.....	105
Figura segundo anexo 19 Edificio 01-Superficie del tejado sudoeste.....	106
Figura segundo anexo 20 Edificio 02-Superficie del tejado Nordeste.....	107
Figura segundo anexo 21 Vista de planta	108
Figura segundo anexo 22 Vista frontal.....	108
Figura segundo anexo 23 Vista lateral.....	109
Figura segundo anexo 24 MPPT1 Inversor 1.....	110
Figura segundo anexo 25 MPPT2 Inversor 1.....	110
Figura segundo anexo 26 MPPT3 Inversor 1.....	111
Figura segundo anexo 27 MPPT4 Inversor 1.....	111
Figura segundo anexo 28 MPPT5 Inversor 1.....	112
Figura segundo anexo 29 MPPT6 Inversor 1.....	112
Figura segundo anexo 30 MPPT7 Inversor 1.....	113
Figura segundo anexo 31 MPPT8 Inversor 1.....	113
Figura segundo anexo 32 MPPT9 Inversor 1.....	114
Figura segundo anexo 33 MPPT1 Inversor 2.....	114

Figura segundo anexo 34 MPPT2 Inversor 2.....	115
Figura segundo anexo 35 MPPT3 Inversor 2.....	115
Figura segundo anexo 36 MPPT4 Inversor 2.....	116
Figura segundo anexo 37 MPPT5 Inversor 2.....	116
Figura segundo anexo 38 MPPT6 Inversor 2.....	117
Figura segundo anexo 39 MPPT7 Inversor 2.....	117
Figura segundo anexo 40 MPPT8 Inversor 2.....	118
Figura segundo anexo 41 MPPT9 Inversor 2.....	118
Figura segundo anexo 42 MPPT1 Inversor 3.....	119
Figura segundo anexo 43 MPPT2 Inversor 3.....	119
Figura segundo anexo 44 MPPT3 Inversor 3.....	120
Figura segundo anexo 45 MPPT4 Inversor 4.....	120
Figura segundo anexo 46 MPPT5 Inversor 3.....	121
Figura segundo anexo 47 MPPT6 Inversor 3.....	121
Figura segundo anexo 48 MPPT7 Inversor 3.....	122
Figura segundo anexo 49 MPPT8 Inversor 3.....	122
Figura segundo anexo 50 MPPT9 Inversor 3.....	123
Figura segundo anexo 51 MPPT1 Inversor 4.....	123
Figura segundo anexo 52 MPPT2 Inversor 4.....	124
Figura segundo anexo 53 MPPT3 Inversor 4.....	124
Figura segundo anexo 54 MPPT4 Inversor 4.....	125
Figura segundo anexo 55 MPPT5 Inversor 4.....	125
Figura segundo anexo 56 MPPT6 Inversor 4.....	126
Figura segundo anexo 57 MPPT7 Inversor 4.....	126
Figura segundo anexo 58 MPPT8 Inversor 4.....	127
Figura segundo anexo 59 MPPT9 Inversor 4.....	127