



UNIVERSITAT JAUME I

ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES
EXPERIMENTALS

MÁSTER UNIVERSITARIO EN EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD

*“Estudio de una instalación solar
fotovoltaica domestica según la
normativa en Reino Unido y su
comparativa con España”*

PROYECTO FINAL DE MÁSTER

AUTOR
Cáliz Aragonés Solana

DIRECTOR
Francisco Fabregat Santiago

Castellón, Noviembre 2014

1	INTRODUCCION	6
2	MARCO LEGAL ENERGIAS RENOVABLES EN REINO UNIDO.....	7
3	COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	11
3.1	Generador fotovoltaico.....	11
3.2	Regulador	15
3.3	Inversores de conexión a red	15
3.4	Baterías.....	14
3.5	Protecciones.....	16
3.6	Estructura soporte.....	16
3.7	Contadores	17
4	DISEÑO DE LA INSTALACION EN REINO UNIDO	18
4.1	Consumo eléctrico.....	18
4.2	Localización y emplazamiento	22
4.3	Orientación e Inclinación	23
4.4	Tamaño de la instalación.....	24
4.5	Dimensionado del inversor	25
4.5.1	Diseño de la asociación de módulos	26
4.6	Sistema eléctrico	28
4.6.1	Cableado.....	28
4.6.1.1	Cableado en corriente continua.....	28
4.6.1.2	Cableado de corriente alterna	30
4.6.2	Protecciones	31
4.6.2.1	Protecciones en la red de corriente continua	31
4.6.2.2	Protecciones en la red de corriente alterna.....	32
4.6.2.3	Protecciones a tierra	32
4.7	Estructura de sujeción.....	33
5	ESTIMACION DE LA PRODUCCION DE LA INSTALACION	40
6	ESTUDIO ECONOMICO	48
6.1	Presupuesto	48
6.2	Índices de rentabilidad.....	49
7	COMPARACION CON EL CASO ESPAÑOL.....	53
7.1	Marco legal energías renovables en España	53
7.2	Diseño de la instalación en España	55

7.2.1	Localización y emplazamiento.....	55
7.2.2	Orientación e inclinación.....	55
7.2.3	Tamaño de la instalación.....	57
7.2.4	Dimensionado del inversor	58
7.2.5	Sistema eléctrico	59
7.2.6	Protecciones.....	61
7.2.7	Estructura soporte.....	62
7.3	Estimación de la producción en España.....	63
7.4	ESTUDIO ECONOMICO	66
7.4.1	Presupuesto.....	66
7.4.2	Índices de rentabilidad.....	67
8	CONCLUSION	70
9	BIBLIOGRAFIA.....	73

Ilustración 1: Distribución sistemas FIT en Reino Unido en 2010.....	9
Ilustración 2: Niveles de EPC	10
Ilustración 3: Elementos Sistema Fotovoltaico	11
Ilustración 4: El efecto fotovoltaico	12
Ilustración 5: Tipos de células solares.....	12
Ilustración 6: Vista en planta de la vivienda.....	22
Ilustración 7: Localización geográfica de la vivienda	22
Ilustración 8: Radiación solar en Reino Unido.	22
Ilustración 9: Módulos Layout.....	24
Ilustración 10: Posibles sombras en la cubierta de la vivienda.....	34
Ilustración 11: Vista frontal de la vivienda.....	35
Ilustración 12: Generación de sombras	35
Ilustración 13: Anclaje al módulo.....	36
Ilustración 14: Gancho	36
Ilustración 15: Raíles	37
Ilustración 16: Conexión raíles	37
Ilustración 17: Conexión raíles	37
Ilustración 18: Tejado con raíles	37
Ilustración 19: Módulos y raíles	37
Ilustración 9: Conexión raíles	38
Ilustración 20: Grapas	38
Ilustración 21: Estructura final	38
Ilustración 22: Optimización de la inclinación y orientación	41
Ilustración 23: Máxima sombra generada	42
Ilustración 24: Diagrama de sombras anual.....	43
Ilustración 25: Generación y pérdidas anuales	44
Ilustración 26: PR mensual en Reino Unido	45
Ilustración 27: Pérdida del sistema fotovoltaico.....	45
Ilustración 28: Distribución energética	47
Ilustración 29: Radiación solar en España.....	55
Ilustración 30: Datos PvSyst Castellón	56
Ilustración 31: Generación y pérdidas anuales	63
Ilustración 32: PR mensual en Castellón	64
Ilustración 33: Diagrama de pérdidas	64
Ilustración 34: Distribución energética en Castellón	65

Tabla 1: Total kWh/día en invierno	20
Tabla 2: Total kWh/día en verano	21
Tabla 3: Protecciones requeridas	31
Tabla 4: Componentes de la estructura	39
Tabla 5: Consumos vs Generación invierno	46
Tabla 6: Consumos vs Generación verano	47
Tabla 7: Autoconsumo anual.....	47
Tabla 8: Datos económicos	50
Tabla 9: Cálculo del cash flow de la casa.....	50
Tabla 10: Cash Flow anuales y acumulados	51
Tabla 11: Elementos de la estructura.....	62
Tabla 12: Autoconsumo anual.....	65
Tabla 13: Cálculo del Cash Flow de la casa.....	67
Tabla 14: Cash Flow anuales y acumulados	68

1 INTRODUCCION

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar”. La transformación de la energía de la luz solar en energía eléctrica se basa en un fenómeno físico conocido como “efecto fotovoltaico”. Sus características más destacadas son: elevada calidad energética, pequeño impacto ecológico e inagotable recurso para el ser humano. La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía tanto en emplazamientos aislados de la red como en instalaciones conectadas a la red eléctrica.

Un punto importante que debemos destacar es que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica, evita la emisión a la atmosfera de aproximadamente 1kg de CO₂, en el caso de compararlo con la energía eléctrica producida con carbón; o de aproximadamente 0,4kg de CO₂ si se compara con la energía eléctrica producida con gas natural. Ello es de gran ayuda para la reducción de emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x que se propone en el Protocolo de Kioto, acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de gases que producen el calentamiento global.

La energía solar en Reino Unido está en pleno auge. El gobierno ha redactado el borrador “*Roadmap to a Brighter Future*”¹ con el fin de convertirse en la primera estrategia para fomentar la energía solar en este país. En primavera de 2014 se publicó la segunda parte de este documento, centrándose en las estrategias para este mercado sobre todo en los edificios públicos comerciales e industriales, además de disminuir el número de emisiones a la atmosfera. Todo ello sin olvidar que se pretende consolidar la posición de la energía solar como unas de las claves para reducir la dependencia del carbón del país. La industria solar ha visto caer los costes en un 50% entre los años 2010 Y 2012.

El crecimiento de esta tecnología, aparte de por una reducción de precios, se ha visto influenciada por la introducción en el año 2010 de unos incentivos económicos procedentes del plan “*Feed in Tariff*”². Facilitando así la instalación de sistemas de poca potencia, y favoreciendo el autoconsumo.

En consecuencia, la capacidad instalada en Reino Unido ha aumentado de solo 94 MW a finales de 2010 a más de 2,4 GW a finales de junio de 2013 [3]. Con la redacción de la hoja de ruta, se pretende también conseguir una reducción continuada de costes y alcanzar el “*grid parity*”, en el que la energía solar cuesta lo mismo que la energía convencional de la red, como núcleo de la estrategia para el próximo año.

España es uno de los países de Europa con mayor irradiación anual. Regiones como el norte de España que generalmente se consideran poco adecuadas para la energía solar fotovoltaica, reciben más radiación anual que la media en Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica.

¹ Department of Energy& Climate (DEC – 2013). UK Solar PV Strategy Part1: Roadmap to a Brighter Future.

² Feed in Tariff (FIT). Plan de primas energéticas instauradas por el gobierno británico en abril de 2010.

Desde principios de la década de 2000, en concordancia con las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en el resto de Europa, se aprobaron leyes que establecieron condiciones técnicas y administrativas, y que supusieron el inicio de un lento despegue de la fotovoltaica en España. En 2004 el gobierno español eliminó las barreras económicas para la conexión de las energías renovables a la red eléctrica. Se igualaron las condiciones para su producción a gran escala y se garantizó su venta mediante primas a la generación.

Gracias a esta regulación, España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo. Sin embargo, posteriores modificaciones de la legislación ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas.

En términos de producción energética, en 2010 la energía fotovoltaica cubrió en España aproximadamente el 2% de la generación de electricidad, mientras que en 2011 representó el 2,9% de la generación eléctrica. A finales de 2013 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4679MW.

2 MARCO LEGAL ENERGÍAS RENOVABLES EN REINO UNIDO

Actualmente, la energía solar en Reino Unido se encuentra en proceso de expansión. El auge es generalizado en todos los sectores de energías renovables. Así mismo, se han puesto en marcha numerosas iniciativas fruto del ambicioso programa para fomentar la producción de energía renovable.

En 2001, la Unión Europea estableció cuatro áreas principales de actuación para ayudar a estabilizar el calentamiento global: fomento de energías renovables, fomento de eficiencia energética, fomento de biocombustibles y fomento de mercados de carbono. Con ello se pretende alcanzar los objetivos de reducción de CO₂ para el año 2020. En cuanto al fomento de energías renovables se dictaron las directivas 2001/77/EC³, cuyo objetivo era que el 12% de las fuentes de energía utilizadas en el año 2010 fuesen renovables, y la 2003/30/EC⁴, que pretendía promover el uso de biocombustibles.

A partir de estas directivas (y otras relacionadas con el cambio climático) cada estado miembro debía adoptar su propio *Plan de Actuación Nacional (PAN)*. Una de las medidas adoptadas por los gobiernos para promover la energía solar ha sido la introducción de las primas fotovoltaicas. Las directivas 2001/77/EC y 2003/30/EC fueron revocadas en el año 2009 por la directiva 2009/28/EC⁵, con el mismo objetivo de promover la generación de energía a partir de fuentes renovables.

³ 2001/77/EC – Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, 2001. Relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

⁴ 2003/30/EC – Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, 2003. Relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.

⁵ Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, 2009. Relativa al fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables.

Las tarifas incentivas para la generación de electricidad con tecnologías renovables se introdujeron por primera vez en Alemania en la década de 1990.

Ello ha convertido a Alemania en uno de los principales mercados europeos para la energía eólica, y el mejor mercado de la energía fotovoltaica solar en el mundo.

En Reino Unido, el sistema de primas fotovoltaicas se aplica en todo el país excepto en Irlanda del Norte. Este sector despegó en 2011 gracias a los programas de incentivos introducidos por el gobierno en el país, convirtiéndose un año después en el noveno en el mundo por potencia instalada y el de mayor crecimiento en comparación con el resto de renovables.

La principal herramienta que se adoptó para fomentar las energías renovables, tal y como exige la Comunidad Europea, fue el diseño de la ley "*Obligation Renewable*" (RO) [9] introducida en abril de 2002. Dicha norma obliga a todos los proveedores de energía eléctrica con licencia en el país a utilizar un porcentaje de energía producida con energías renovables. Para el periodo 2002/03 este porcentaje fue fijado en el 3% en 2010/2011 se modificó para alcanzar un 11% y con los compromisos políticos actuales se pretende elevar al 15,4% para el periodo 2015/2016, extendiéndose y actualizándose hasta el 2037.

Los proveedores tienen que cumplir la obligación mediante la entrega de certificados verdes, conocidos como "*Renewable Obligation Certificates*" (ROCs) a "*The office of Gas and Electricity Markets*" (OFGEM).

Si no se cumple con la entrega de certificados, el proveedor tiene que pagar al fondo "*buy-out*" una penalización equivalente al valor de los certificados que le queden por entregar. El dinero ingresado en el fondo durante el periodo de obligación (1año), se reparte en proporción por los ROCs entregados por los proveedores entre aquellos que han cumplido las obligaciones. Con este sistema se busca crear un mercado energético que difiera de la energía convencional, hasta que los precios de los ROCs bajen a cero, consiguiéndose el "*grid parity*".

El número de certificados que tiene que entregar cada proveedor se calcula multiplicando su suministro anual de todos sus clientes en Reino Unido (MWh) por el nivel de la obligación (ROCs por MWh). Los ROCs se reciben por cada MWh que producen.

Este sistema de incentivos solo es válido para grandes productores de energía renovable, ya que como mínimo se tiene que producir un megavatio. Con la idea de incentivar la micro generación, el gobierno creó un sistema de tarifas para fomentar el autoconsumo. Dicho sistema es denominado "*Feed in Tariff*" (FIT) [4]. Se trata de unas tarifas establecidas que se pagan a los productores de energía, proporcionando un flujo de ingresos que ayudan a pagar los costes iniciales de la instalación de energías renovables.

El plan “*Feed in Tariff*” se introdujo el 1 de abril de 2010 convirtiéndose en el principal incentivo financiero para fomentar la utilización de tecnologías renovables para generación de electricidad. La siguiente figura muestra las instalaciones de energías renovables acogidas al plan “*Feed in Tariff*” en el año 2010.

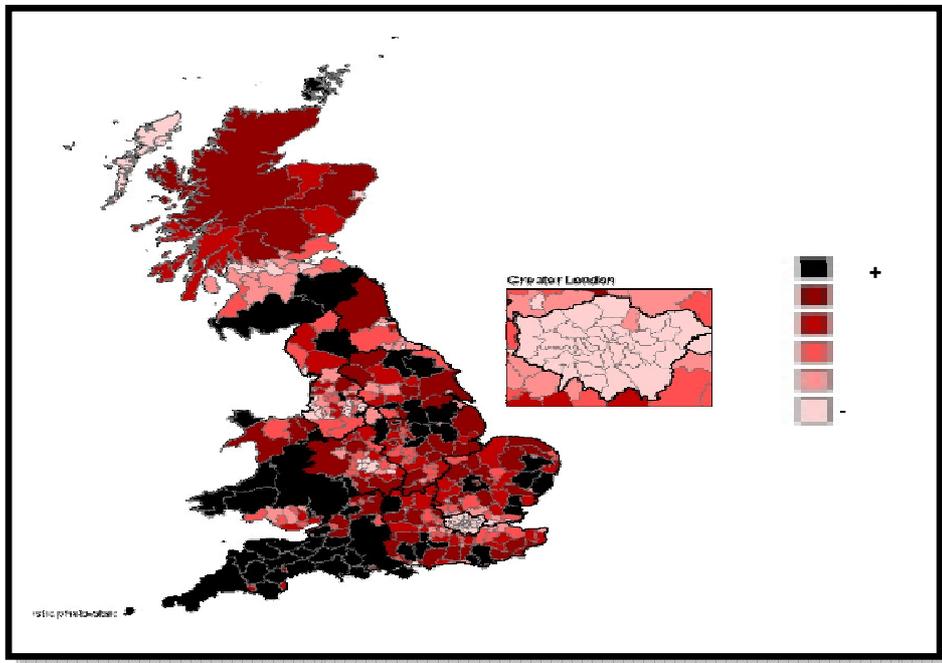


Ilustración 1: Distribución sistemas FIT en Reino Unido en 2010

El departamento del Gobierno Británico de Energía y Cambio Climático (DECC), toma las decisiones clave sobre el plan FIT en cuanto a la política del gobierno. El regulador energético OFGEM administra el régimen, pero son los distribuidores de energía los encargados del pago de estas tarifas. Los grandes distribuidores de energía están obligados por ley a proporcionar las tarifas, mientras que los pequeños proveedores no tienen esta obligación, aunque muchos han optado por ofrecerlas.

Para poder acceder al “*Feed in Tariff*”, el instalador y todos los elementos usados, deben estar certificados bajo el Sistema de *Certificación de Microgeneration (MCS)* [6], excepto energía hidroeléctrica y la digestión anaerobia, que tiene que regirse por el proceso de “*ROO-FIT*”. Además, es necesario obtener como mínimo un valor “D”, en el “*Energy Performance Certificate*” (EPC).

El EPC es un documento oficial que informa al propietario o arrendatario de una residencia de la eficiencia energética del edificio, indicándole la eficiencia de este en una escala verde (muy económico), a rojo (alto consumo de energía), y asignando letras como muestra la ilustración 2.

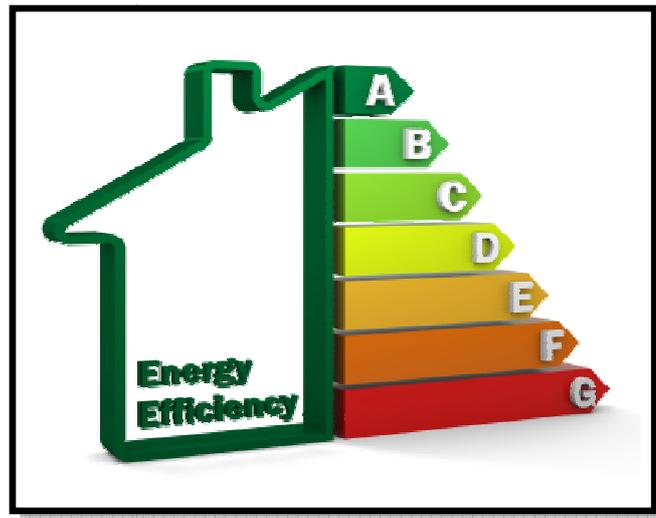


Ilustración 2: Niveles de EPC

El EPC proporciona la siguiente información:

- Ratio de eficiencia.
- Impacto ambiental: valor de CO₂.
- Uso estimado de energía, emisiones de CO₂ y los costes de combustible de la casa.
- Resumen de las funciones relacionadas con el rendimiento de energía del hogar.
- Recomendaciones para una mejora de la eficiencia.

Para registrar y poder conectar a la red eléctrica una instalación fotovoltaica hay que cumplir los requisitos descritos en las siguientes normativas:

- **G83/2 (recomendaciones de ingeniería):** conexiones de hasta 16 A por fase, diseñadas para funcionar en paralelo en una red de distribución de baja tensión pública. De esta normativa se diferencian dos:
 - **G83/2 “Single premises connections”**, para conexiones individuales.
 - **G83/2 “Multiple premises connections”**, para cuando se conecta más de una unidad en una sola instalación, o en una región geográfica cercana, bajo un programa de trabajo previsto.
- **G59/2 (recomendaciones de ingeniería):** generación de grandes tamaños todos aquellos que no pertenezcan a la G83 (por encima de 16A por fase).
- **Guide to the Installation of Photovoltaic System-MCS [7]** – Acreditación de Microgeneración.

En el caso particular de este proyecto, se van a seguir las recomendaciones de ingeniería G83/2 “Single premises connections”. En este documento, se explican todos los requerimientos y normativas que deben cumplir todos los componentes de la instalación. También se detalla el procedimiento y las pruebas que se han de realizar a la instalación para conectar y exportar la energía a la red.

3 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

En la figura siguiente se muestran los componentes principales de un sistema fotovoltaico domestico conectado a red. En primer lugar un generador fotovoltaico (módulos fotovoltaicos); en segundo lugar un sistema de regulación y baterías (estos elementos serán opcionales); y en último lugar un sistema de adaptación de corriente (Inversor).

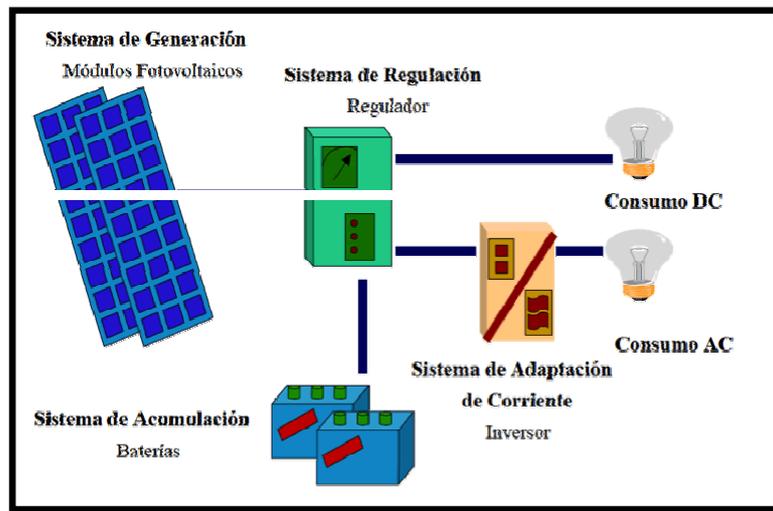


Ilustración 3: Elementos Sistema Fotovoltaico

3.1 Generador fotovoltaico

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. Dichas células son las encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico. La palabra fotovoltaico procede de **photo = luz** y **voltaico = electricidad** y significa electricidad producida a través de la luz. El efecto fotovoltaico se basa sobre la capacidad de algunos semiconductores, como el silicio, de generar directamente energía eléctrica cuando se exponen a la radiación solar.

La conversión de la radiación solar en energía eléctrica tiene lugar en la célula fotovoltaica, que es el elemento base del proceso de transformación de la radiación solar en energía eléctrica. La luz está formada por partículas, los fotones, que transportan energía. Cuando un fotón con suficiente energía golpea la célula, es absorbido por los materiales semiconductores y libera un *electrón*. El *electrón*, una vez libre, deja detrás de sí una carga positiva llamada *hueco*. Por lo tanto, cuanto mayor sea la cantidad de fotones que golpean la célula, tanto más numerosas serán la parejas de electrón-hueco producida por efecto fotovoltaico y por lo tanto más elevada la cantidad de corriente producida.

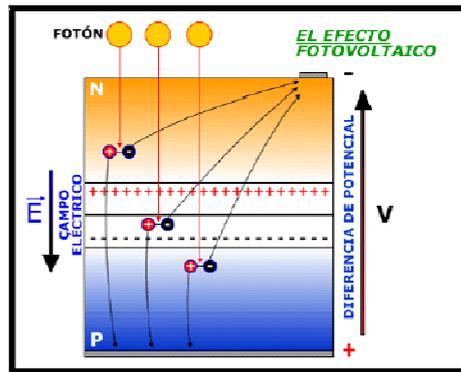


Ilustración 4: El efecto fotovoltaico

La célula fotovoltaica es un dispositivo formado por una delgada lámina de un material semi-conductor, muy a menudo de silicio.

A continuación, hay alguno tipos de células solares:

- Célula mono cristalina: se fabrican a partir de un único cristal de silicio, extraído de un baño de silicio fundido. Poseen el mayor rendimiento entre todos los tipos de células solares, siendo este entre el 15% y el 18%
- Células poli cristalinas: están formadas por un conjunto de estructuras macro cristalinas de silicio, por lo que su fabricación es mucho más barata. Ello provoca que sean las más utilizadas en la tecnología solar fotovoltaica y también las más comercializadas. Además su rendimiento es bastante próximo al de las células mono cristalinas, en torno al 12% y 14%.
- Células de silicio amorfo: La fabricación de este tipo de células es mucho más simple, y por lo tanto son mucho más baratas. Aunque tienen un buen comportamiento ante agentes externos, se degradan más rápidamente y su rendimiento es bastante inferior al de las células cristalinas, siendo inferior al 10%.



Ilustración 5: Tipos de células solares

Un panel solar está constituido por varias células iguales conectadas entre sí, en serie y/o paralelo de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie para alcanzar la tensión que deseamos a la salida del generador fotovoltaico, y a continuación se asocian ramales de células en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado.

A la hora de dimensionar nuestra instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.
- Punto de máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.
- Factor de forma (FF): es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente en corto circuito y la tensión en circuito abierto. Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.
- Eficiencia y rendimiento (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18%.

Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los paneles fotovoltaicos. Debe tenerse en cuenta que estos parámetros no son constantes ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento estándar, conocidas como *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*. Estas condiciones son irradiancia 1000 W/m^2 a nivel del mar con una temperatura de célula de 25°C .

De esta forma, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las de estándar de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarían. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación, ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las condiciones estándar de medida, y la instalación puede verse afectada. Para ello, el fabricante también facilita coeficientes de incremento de temperatura para el voltaje e intensidad, y así poder calcular estas características del módulo en condiciones que más se adecuen a la realidad.

3.2 Baterías

La función prioritaria de las baterías en un sistema de generación fotovoltaico es la de acumular la energía que se produce durante las horas de luminosidad para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo.

Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos.

Podemos encontrar diferentes tipos de baterías, pero las más utilizadas en instalaciones fotovoltaicas son las baterías estacionarias.

- **Baterías estacionarias:** Para instalaciones fotovoltaicas y usos en comunicaciones, señalamientos, alarmas, iluminación, accionamiento, etc., se usan las baterías estacionarias ya que están constantemente siendo cargadas aunque se debe tener cuidado de evitar que se sequen.

Las baterías para aplicaciones estacionarias pueden ser de cualquier tecnología. No obstante, en el caso de optarse por Electrolito Líquido, se recomienda que las rejillas sean con aleación de Plomo-Calcio para que la reposición de agua destilada sea poco frecuente. Las baterías de plomo - ácido se aplican ampliamente en los sistemas de generación fotovoltaicos.

Dentro de la categoría plomo - ácido, las de plomo - antimonio, plomo - selenio y plomo - calcio son las más comunes. La unidad de construcción básica de una batería es la celda de 2 Voltios. Dentro de la celda, la tensión real de la batería depende de su estado de carga, si está cargando, descargando o en circuito abierto. En general, la tensión de una celda varía entre 1,75 Voltios y 2,5 Voltios, siendo el promedio alrededor de 2 Voltios, tensión que se suele llamar nominal de la celda.

- serie (POSITIVO A NEGATIVO) las tensiones de las celdas se suman, obteniéndose de esta manera, baterías de 4, 6, 12 Voltios.
- Paralelo (POSITIVO A POSITIVO Y NEGATIVO A NEGATIVO) las tensiones no cambian, pero se sumaran sus capacidades de corriente. Solo se deben conectar en paralelo baterías de igual tensión y capacidad.

3.3 Regulador

El regulador de carga tiene la misión de regular la corriente que es absorbida por la batería con el fin de que en ningún momento pueda sobrecargarse peligrosamente pero, al mismo tiempo, evitando en lo posible que se deje de aprovechar la energía captada por los paneles- el regulador debe controlar el voltaje, que será una indicación del estado de carga de la batería y si este llega a un valor previamente establecido, correspondiente a la tensión máxima admisible, actuar de forma que impida que la corriente siga fluyendo hacia la batería.

La forma de evitar la sobrecarga es desconectar las baterías de los paneles. Esta desconexión se puede realizar de dos formas, las cuales dan lugar a los reguladores tipo serie y tipo paralelo.

- Regulador tipo serie: realizan la función de desconectar el panel de las baterías cuando se logre el estado de plena carga. Es equivalente a un conmutador conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia desde el grupo de paneles al sistema de baterías durante la carga y un circuito abierto entre ambos cuando las baterías se encuentren plenamente cargadas. Una vez alcanzado el valor de voltaje de plena carga de la batería, el regulador inyecta una corriente pequeña para mantenerla a plena carga. Esta corriente se encarga por tanto de mantener la batería a plena carga y cuando no se consume energía se emplea en compensar la auto descarga de las baterías.
- Regulador tipo paralelo: estos detectan la tensión en bornes de la batería y cuando el potencial alcanza un valor establecido de antemano crean una vía de baja resistencia para el grupo solar, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías. Un diodo en serie, interpuesto entre el regulador y la batería, impide que la corriente de la batería retorne a través del regulador o del panel solar.

El regulador en serie es más empleado que el regulador en paralelo en aplicaciones a niveles energéticos muy bajos en el que no es importante un pequeño dispendio de energía y en aquellas en las que es muy importante la interacción entre equipos o secciones del mismo alimentadas por la misma fuente primaria.

Desde el punto de vista de protección del equipo, en caso de sobrecarga los reguladores en serie reciben el impacto directo de ella y son, por tanto, frágiles, lo que no ocurre con los reguladores en paralelo.

3.4 Inversores de conexión a red

El funcionamiento del inversor es totalmente automático. A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. A partir de que esta es suficiente, el aparato comienza a inyectar a la red.

El inversor trabaja de forma que toman la máxima potencia posible de los módulos solares, por la noche el inversor solo consume una pequeña cantidad de energía procedente de la red de distribución de la compañía.

El inversor realiza las funciones de:

- Transformar la corriente continua en generada en los módulos solares en corriente alterna sincronizada con la de la red.
- Conseguir el mayor rendimiento del campo fotovoltaico.
- Realizar el acoplamiento a la red.
- Protecciones.

3.5 Protecciones

Las protecciones eléctricas en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red de distribución eléctrica aseguran una operación segura, tanto para las personas como para los equipos que participan en todo el sistema. La instalación dispondrá de protecciones tanto en la parte de corriente continua como en la parte de alterna, según los requerimientos que se establecen en la BS 7671⁶ y atendiendo a las especificaciones incluidas en la G83. Las funciones principales de las protecciones eléctricas son: desconexión de equipos en caso de fallos severos, protección de equipos frente a sobrecargas, y derivar a tierra posibles sobretensiones incluidas por la superficie soporte.

3.6 Estructura soporte

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos se ha diseñado teniendo en cuenta que ha de soportar, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y de nieve.

El diseño de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permite las dilataciones térmicas, sin transmitir las cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

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

La estructura se realiza para la orientación y el Angulo de inclinación según cálculos, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, así como la posibilidad de sustitución de elementos.

La estructura está protegida contra la acción de los agentes ambientales. Se emplea tornillería u otro tipo de enganche de acero inoxidable para la sujeción de los módulos a la estructura, asegurando un buen contacto eléctrico entre el marco de los módulos y los perfiles de soporte, por seguridad frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador o efectos inducidos por las descargas atmosféricas. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no proyectaran sobre los módulos.

⁶ British Standard BS7671, "Requirements for Electrical Installations", 2008.

3.7 Contadores

Como mínimo se ha de instalar un medidor de energía a la salida del inversor, para visualizar la energía generada por el sistema fotovoltaico (kWh). Además, es muy recomendable porque muestra la potencia instantánea (kW). Esto no solo servirá para aumentar la satisfacción del cliente, sino también para poder detectar fallos más eficazmente. Un medidor de energía (en kWh) aprobado por el MCS, conectado para medir la generación será obligatorio para facilitar los pagos de los incentivos financieros (por ejemplo, los pagos de *"Feed in Tarif"*).

Dependiendo del tamaño de la instalación, >30kWp según *"Feed in Tarif"*, existe la obligación de instalar otro contador entre el cuadro de control de la vivienda y el punto de conexión a la red. Este contador debe de ser bidireccional, ya que va a medir tanto la energía exportada como la suministrada por la red [5].

4 DISEÑO DE LA INSTALACION EN REINO UNIDO

Reino Unido apoya la energía solar mediante facilidades que se reflejen en la actual legislación que permite la conexión a red, el autoconsumo y la venta de excedentes, así como incentivos económicos para poder afrontar el coste inicial de la instalación. Aprovechando esta situación en el sector, se va a realizar el diseño y estudio económico de una instalación en una vivienda particular. La energía generada por este sistema se (auto) consumirá en la propia vivienda y se venderá el excedente vertiéndolo a la red eléctrica. La vivienda a la que se le va a realizar la instalación fotovoltaica es una casa de dos plantas habitada por una familia, compuesta por dos adultos y tres niños.

4.1 Consumo eléctrico

La generación de energía eléctrica por radiación solar no es constante a lo largo del día, sino que depende de las horas de luz, y como es habitual, normalmente en una vivienda, los mayores consumos eléctricos se realizan en horas carentes de luz solar. Por lo que, la energía que se produzca y no sea necesaria consumirla para la vivienda, se verterá a la red. Por el contrario, cuando no se tenga luz solar, la electricidad habrá que cogerla de la red eléctrica. Para realizar el estudio económico lo más exacto posible, hay que definir el porcentaje de energía que se va a autoconsumir.

Para conocer el consumo hay que definir un perfil de cargas por horas del consumo eléctrico que se tiene en la vivienda, para extrapolarlo a un año para obtener el autoconsumo anual. Diferentes familias, tienen diferentes estilos de vida, lo que significa que los perfiles de carga fluctuaran de una casa a otra. Para realizar el perfil de carga de la vivienda donde se va a realizar la instalación se tienen en cuenta los siguientes factores:

- Demografía de la vivienda: no tienen el mismo consumo de viviendas resididas por personas jóvenes, jubilados, niños o profesionales.
- Consumo eléctrico anual.
- Ocupación diaria de la vivienda.

Table 3 Scenarios profiled & occupancy assumptions.

Scenario	Household type	Unoccupied period & assumptions
1	One working adult	08:30 to 18:00
2	One retired	House is occupied all the time.
3	One adult with children	08:30 to 13:30, the occupier is a part time working.
4	Two working adults	08:30 to 18:00
5	Two working adults with children	08:30 to 13:30, one adult has full time job. Other may have a part time job in morning to take care of the children after school.
6	Two retired	House is occupied all the time.
7	Three adults or more	13:00 to 18:00, two members have full time job; the other has a part time job in the afternoon.
8	Three adults with children	The house is occupied all the time, two adults have a full time job and the other one is retired.

Para la realización del perfil de cargas se han realizado las siguientes suposiciones para simplificar el proceso:

- En la vivienda habitan 5 personas, 3 adultos y 2 niños. Se establece el escenario 5 de la tabla anterior.
- Las curvas de carga por hora del fin de semana se han igualado a los días de la semana.
- Los sistemas de calefacción y agua caliente se proporcionan por medio de gas natural. Aunque utilizarla caldera quemador de potencia eléctrica, el consumo eléctrico de este quemadores demasiado pequeña y no se ha considerado.

CONSUMO DE APARATOS ELECTRICOS	
Cocina eléctrica	1.5 kW/uso
Horno	2kW/uso
Microondas	0.7kW/uso
Nevera	0.06kW/uso
Congelador	0.15kW/uso
Televisión	0.2Kw/uso
Lavadora	1.2Kw/uso
Lavavajillas	1.2kw/uso
Plancha	1kw/uso
Aspirador	0.15kw/uso
Ordenador	0.1kw/uso
Ordenador	0.1kw/uso
Iluminación	0.06kw/uso

Se van a considerar los principales aparatos eléctricos usados en una casa, siguiendo la tabla anterior. En ella aparece el consumo en kilovatios por uso u hora según el electrodoméstico. Se va a suponer que el uso de todos los aparatos descritos es el 100% del consumo eléctrico diario, y atendiendo al número de veces y a las horas que se utilicen se calculara el porcentaje de consumo por horas que se tiene en la vivienda de la instalación.

Se van a considerar dos escenarios para simplificar el cálculo, que corresponderán de la siguiente forma al consumo anual total:

- 3 meses de verano: 92 días.
- 9 meses de invierno: 273 días.

Para estos dos escenarios se han establecido los consumos que se van a tener por horas a lo largo de un día. La Tabla 1 pertenece a los consumos de los días de invierno, y la Tabla 2 a los de verano.

ESTUDIO DE UNA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA DOMESTICA SEGÚN LA NORMATIVA EN
REINO UNIDO Y SU COMPRATIVA CON ESPAÑA

Universidad Jaime I

HORA	APARATO ELECTRICO	CONSUMO TOTAL(kWh/día)	GENERACION (kWh/día)	HORA	APARATO ELECTRICO	CONSUMO TOTAL(kWh/día)	GENERACION (kWh/día)
00:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	12:00	Congelador Frigorífico	0.21	0.4
01:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	13:00	Congelador Frigorífico Cocina elec. Microondas Televisión 1 bombilla	0.21	1.8
02:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	14:00	Congelador Frigorífico Lavadora Aspiradora Televisión 1 bombilla	2.67	1.3
03:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	15:00	Congelador Frigorífico	1.82	1.5
04:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	16:00	Congelador Frigorífico	0.21	1.1
05:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	17:00	Congelador Frigorífico 2 bombillas	0.21	0.5
06:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	18:00	Congelador Frigorífico 2 Bombillas	0.33	0
07:00	Congelador Frigorífico Microondas Televisión 5 bombillas	1.41	0	19:00	Congelador Frigorífico Horno 5 bombillas	2.51	0
08:00	Congelador Frigorífico Lavavajillas 2 bombillas	1.53	0	20:00	Congelador Frigorífico Televisión 3 ordenador 5 bombillas	2.21	0
09:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	21:00	Congelador Frigorífico Microondas Televisión 3 ordenador 5 bombillas	1.71	0
10:00	Congelador Frigorífico	0.21	0.2	22:00	Congelador Frigorífico Microondas Televisión 2 ordenador 3 bombillas	0.79	0
11:00	Congelador Frigorífico	0.21	0.3	23:00	Congelador Frigorífico Televisión Ordenador 2 bombillas	0.63	0
TOTAL kWh/día						18.67	7.1

Tabla 1: Total kWh/día en invierno

ESTUDIO DE UNA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA DOMESTICA SEGÚN LA NORMATIVA EN
REINO UNIDO Y SU COMPRATIVA CON ESPAÑA

Universidad Jaime I

HORA	APARATO ELECTRICO	CONSUMO TOTAL(kWh/día)	GENERACION (kWh/día)	HORA	APARATO ELECTRICO	CONSUMO TOTAL(kWh/día)	GENERACION (kWh/día)
00:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	12:00	Congelador Frigorífico	0.21	4.2
01:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	13:00	Congelador Frigorífico Cocina elec. Microondas Televisión	1.11	4.4
02:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	14:00	Congelador Frigorífico Lavadora Aspiradora Televisión	1.76	4.2
03:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	15:00	Congelador Frigorífico	0.21	4
04:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	16:00	Congelador Frigorífico	0.21	3.2
05:00	Congelador Frigorífico	0.21	0	17:00	Congelador Frigorífico	0.21	2.4
06:00	Congelador Frigorífico	0.21	0.2	18:00	Congelador Frigorífico	0.21	1.7
07:00	Congelador Frigorífico Microondas Televisión	1.17	0.7	19:00	Congelador Frigorífico Horno	1.77	0.8
08:00	Congelador Frigorífico Lavavajillas	1.41	1.4	20:00	Congelador Frigorífico Televisión 3 ordenador 5 bombillas	0.83	0.5
09:00	Congelador Frigorífico	0.21	2.4	21:00	Congelador Frigorífico Microondas Televisión 3 ordenador 5 bombillas	1.01	0.2
10:00	Congelador Frigorífico	0.21	3.1	22:00	Congelador Frigorífico Microondas Televisión 2 ordenador 3 bombillas	0.79	0
11:00	Congelador Frigorífico	0.21	3.9	23:00	Congelador Frigorífico Televisión Ordenador 3 bombillas	0.69	0
TOTAL kWh/día						13.69	37.3

Tabla 2: Total kWh/día en verano

4.2 Localización y emplazamiento

El sistema fotovoltaico se va a instalar en Reino Unido, en la localidad de Hastings.

La vivienda se encuentra exactamente en las siguientes coordenadas:

Latitud: 50.871222

Longitud: 0.560543

Las imágenes siguientes muestran una vista aérea de la parcela donde se instalara el sistema fotovoltaico, así como su situación geográfica.



Ilustración 7: Localización geográfica de la vivienda



Ilustración 6: Vista en planta de la vivienda

Como se aprecia en la imagen anterior, la localidad está situada en el sur de Reino Unido, una de las zonas con más radiación del país; aproximadamente 1100 kWh/m²/año (3.12 kWh/m²/día). En la ilustración 8 se puede comparar con la radiación de todo el país.

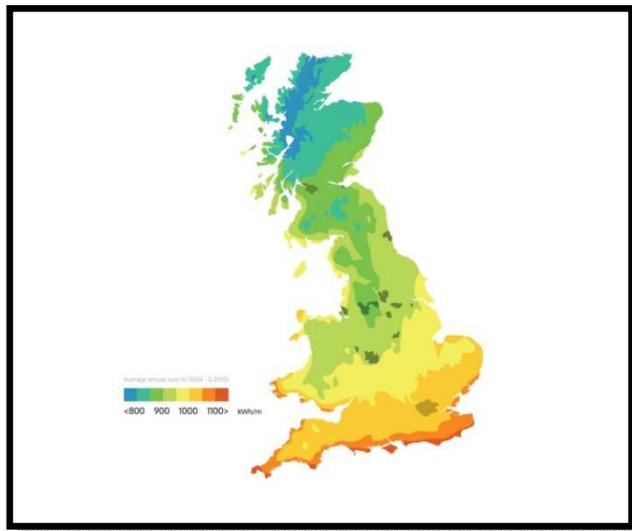


Ilustración 8: Radiación solar en Reino Unido.

4.3 Orientación e Inclinación

Hay dos componentes principales de la energía solar recibida. La luz directa del sol y la luz difusa, que es la que se dispersa por el cielo, las nubes y los alrededores. En un día claro, la luz difusa es aproximadamente el 5% del total, pero en un día nublado esta proporción es mucho mayor. Debido a que la luz directa es el principal componente, que se va aprovechar por el panel, los módulos deben apuntar hacia el sol para la producción óptima de energía. La orientación que mejor se adecua para captar la mayor radiación solar depende del ángulo acimutal del sol, que es el ángulo formado por la proyección horizontal de la unión sol-tierra con la dirección N-S. Por lo tanto, si la instalación está orientada en dirección sur el ángulo acimutal será 0º y si se encuentra en dirección SE o SO tendrá una orientación de 45º.

La vivienda tiene una orientación de 2,9º suroeste, suficientemente próxima a la orientación óptima para captar la máxima radiación como para colocar los módulos orientados con el tejado, facilitando de esta manera su integración arquitectónica.

Una vez decidido el acimut se debe analizar la inclinación de los paneles respecto a la superficie de la cubierta. En este caso, la captación de la energía solar se va a realizar sobre el techo de la vivienda, que es una superficie fija inclinada 30º, respecto a la horizontal. A fin de conseguir un ángulo de incidencia óptimo para maximizar la captación solar. Además del ángulo de incidencia de la radiación y la orientación, debemos tener en cuenta el ángulo de inclinación de la superficie que recibe dicha radiación. Este ángulo debe calcularse para que la radiación solar incidente sea máxima para producir mayor energía. La inclinación óptima para latitudes $\pm 15^\circ$ es colocar los módulos horizontales.

Si se tienen mayores latitudes, como es el caso, (51º), se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Inclinacion} = 3.7 + 0.69 \cdot \text{latitud}$$

La inclinación óptima del sistema es de 38,9º. Para corroborar que este dato es correcto, la guía MCS facilita la tabla1 del Anexo A, en la que se dan valores de producción específica (kWh/kWp) según la orientación e inclinación del emplazamiento. Según la tabla, la máxima producción específica se tiene con una inclinación de 38º - 40º y una orientación 0º - 5º. La tabla 2 del Anexo A corresponde al código postal del lugar de la instalación según la separación de las zonas de la guía MCS.

El tejado de la casa está inclinado 30º, por lo que los módulos se colocaran directamente sobre este, aprovechando su inclinación que no varía mucho de la óptima, simplificando así la estructura soporte. La configuración final de la instalación será de una inclinación de 30º y orientada 2,9º.

4.4 Tamaño de la instalación

Para la instalación se van a utilizar módulos policristalinos, que como se ha detallado anteriormente, tienen una buena relación eficiencia - precio comparada con otras tecnologías. Tampoco hay que olvidar que son los más comercializados, siendo más competitivos en el mercado y poseyendo una funcionalidad consolidada, dado que son los más usados en las instalaciones.

Dentro de los muchos fabricantes de módulos existentes en el mercado, se opta por la marca "Yingli Solar", uno de los mayores fabricantes del mundo. El modelo escogido es YL 250-29b, cuya ficha técnica se puede encontrar en el Anexo C.

Teniendo en cuenta los siguientes parámetros para el diseño de la instalación se considera:

- Dimensiones del modulo: 1650x990x40 mm.
- Superficie de tejado libre: 12400x5218 mm.
- Distancia de seguridad desde el borde del tejado: 500 mm.
- Distancia entre módulos: 20 mm entre filas y 10 mm entre columnas.

Se realiza un primer diseño para conocer la cantidad de módulos que se podrán instalar en el tejado. El número de módulos determinará el tamaño de la instalación, porque la suma de la potencia de todos los módulos dará la potencia pico nominal del sistema. La potencia pico nominal es la máxima potencia que podrá generar el sistema bajo condiciones estándar de 1000 W/m², 25°C y AM 1,5.



Ilustración 9: Módulos Layout

Los módulos se colocan en posición horizontal dejando una separación de 500 mm entre los bordes del tejado. En la Ilustración 9 se observa la planificación de la instalación, compuesto por 24 módulos solares dispuestos directamente sobre el tejado. Con lo que sumando la potencia de todos los módulos, la instalación tendrá una potencia pico de 6 kWp ($24 \cdot 250 = 6000\text{W} = 6\text{kW}$).

4.5 Dimensionado del inversor

En este caso, se ha establecido una potencia pico de la instalación de 6 kWp según la superficie disponible que se tiene para colocar los paneles fotovoltaicos. También es posible establecer desde un principio la potencia que se desea obtener en el sistema, escoger el inversor y a partir de ahí, dimensionar la instalación con los módulos necesarios para llegar a la potencia requerida.

Los inversores trabajan en valores de potencia menores a la del generador fotovoltaico. Es importante recordar que la potencia pico es la máxima potencia que se puede llegar a obtener en condiciones estándar. Estas condiciones son poco probables ya que para una irradiancia de 1000 W/m^2 , el modulo suele encontrarse a una temperatura mayor de 25°C , con lo que su eficiencia (y energía producida) disminuye. También hay que tener en cuenta que existen pérdidas de potencia por desacoplo de módulos en las series, caídas de tensión en conductores, inclinación del panel desfasada respecto a la ideal y otros factores que reducen la potencia disponible a la entrada del inversor. Por todas estas razones, en Reino Unido los inversores se pueden dimensionar con una potencia alrededor de un 20% inferior a la potencia pico. Además, así se asegura que el inversor trabaje a altas cargas. Como la potencia pico del sistema, es de 6 kWp, el inversor tiene que tener aproximadamente una potencia de 5,16 kW. Esta potencia será la potencia nominal del sistema, esto es la máxima potencia que la instalación podrá generar.

Escoger uno o varios inversores, a parte de la potencia nominal depende de:

- Que existan varias zonas de captación con elevadas distancias entre módulos de un mismo array que provoca mayores pérdidas por longitud de cables.
- Distintos niveles de irradiancia entre módulos que implica distintas producciones y valores de tensión e intensidad, provocando una menos producción total. Si se diese esta situación se podrían incorporar inversores multistring, que admiten varias entradas de strings de módulos.
- Si existen módulos con distinta potencia y/o tecnología provoca distintos niveles de intensidad y potencia, y se deberá colocar un inversor para cada potencia y/o tecnología.
- Como sistema de seguridad energética. Tener dos inversores asegura que en caso de fallo en uno de ellos, al menos se dispondrá de cierta cantidad de energía.

Para que la instalación se pueda acoger a la normativa G83 tiene que tener una intensidad de corriente máxima de 16 A por fase a la salida del inversor. Con la potencia pico del sistema 6kW, al dividirlo por el voltaje de la red eléctrica de 230V, se tendrá una corriente de 26 A en monofásico, sobrepasando el límite de la normativa.

Al ser una instalación pequeña es aconsejable que se pueda subscribir bajo la normativa G83, que tiene menos requerimientos que cumplir. Como por ejemplo, una instalación acogida a G59 debe tener un relay, dispositivo que imita una de las funciones del inversor; supervisa el voltaje de la red y la frecuencia. Si se descubre un defecto, se desconecta la instalación a la red eléctrica. Este dispositivo encarece la

instalación, aparte se requiere de una mayor documentación y pedir acceso a la red antes de la conexión a ésta previo test de que el sistema cumpla los requisitos de voltaje e intensidad óptimos.

En consecuencia de las trabas que se encuentran en el seguimiento de la normativa G59, y ya que en este caso podemos decidir, el sistema se conectara a la red de la casa en trifásica, solicitando un punto de conexión al “*Distribution Network Operator*” (DNO)⁷.

Por la potencia pico del sistema, y la limitación de intensidad de corriente se escoge el “Sunny Tripower 5000TL” de la empresa SMA, líder del sector de inversores solares. Los datos técnicos del inversor se detallan en el Anexo D.

4.5.1 Diseño de la asociación de módulos

La tensión máxima en el inversor viene dada por la cantidad de módulos en serie conectados a este. Para seleccionar un inversor u otro, hay que calcular la cantidad de módulos que se pueden conectarse en serie y estos al inversor.

- a) Cantidad máxima de módulos en serie.

A bajas temperaturas aumenta la tensión en los módulos, por lo que el valor límite se determina en invierno. La máxima tensión que se puede tener en un sistema fotovoltaico, es funcionando en circuito abierto (sin cargas) a bajas temperaturas. Esta tensión debe ser menor a la máxima de entrada al inversor, para proteger al equipo. De esta forma se tiene que cumplir:

$$\text{Num. max modulos} < \frac{V_{\text{max. Inversor CC}}}{V_{\text{oc}}(-10^{\circ})}$$

Los datos técnicos del módulo dado por el fabricante son en condiciones estándar, por lo que hay que transformar la máxima tensión a circuito abierto (V_{oc}) dada a 25° a -10° . En los datos técnicos del fabricante también se da el porcentaje de variación de tensión con la temperatura (coeficiente β). Esta variación de temperatura se da siempre en negativo dado que cuando aumenta la temperatura en el modulo, la tensión en circuito abierto disminuye.

Para poder obtener la $V_{oc}(-10^{\circ})$ se utiliza la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} V_{oc}(-10^{\circ}) &= V_{oc}(25^{\circ}) + \beta \cdot \Delta T \\ V_{oc}(-10^{\circ}) &= 38.4 + (-0.33) \cdot (-10 - 25) \end{aligned}$$

Con los datos del modulo seleccionado la tensión en circuito abierto a -10° es:

$$V_{oc}(-10^{\circ}) = 49,95 \text{ V}$$

⁷Distribution Network Operator – Empresa de distribución de red eléctrica.

Como el voltaje máximo del inversor en corriente continua es de 1000 V, se pueden conectar como máximo 20 módulos en serie al inversor.

a) Cantidad mínima de módulos en serie.

Debido a las altas temperaturas alcanzadas por los módulos fotovoltaicos en verano, se registran tensiones inferiores a las obtenidas en condiciones estándar. Si la tensión de trabajo del sistema está por debajo de la mínima tensión de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor, este no alcanzará la máxima potencia o podría apagarse. Por lo que se debe conocer el mínimo número de módulos que se pueden conectar en serie, para que la tensión máxima generada en el punto más desfavorable (altas temperaturas), sea mayor que la mínima tensión de entrada al inversor en el punto de máxima potencia.

$$\text{Min. max modulos} > \frac{V_{\text{min. MPP Inversor}}}{V_{\text{mpp}} (70^{\circ})}$$

De la misma tensión del inversor en el punto de máxima potencia es de 150V, por lo cual se pueden conectar como mínimo 4 módulos en serie.

b) Máximo número de ramas conectadas al inversor.

El número de strings que se pueden conectar a un inversor viene determinado por la máxima intensidad de entrada en corriente continua admitida por el inversor. Para calcular el número de string que se pueden conectar en paralelo al inversor se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Num. strings} > \frac{I_{\text{max. CC inversor}}}{I_{\text{sc}}}$$

Recogiendo los datos técnicos del modulo con una I_{sc} de 8.79A y, del inversor con una máxima intensidad de corriente de entrada en corriente continua de 11A, al inversor se le podrán conectar un máximo de 1 string conectado en serie.

Con todos los datos anteriores y las características del inversor, como éste consta de dos entradas, se conectara por cada entrada un string de 12 módulos cada string. Se establece esta distribución de módulos en el string, porque es mejor, en la medida de lo posible, conectar el máximo número de módulos por string para que al inversor le llegue la máxima tensión posible y así trabajar a mayor rendimiento.

Para corroborar que se ha diseñado correctamente el inversor y sus conexiones, se utiliza el programa Sunny Desing.

Programa facilitado por la propia empresa del inversor SMA. Introduciendo todos los datos de la instalación, el programa detalla, con las especificaciones de conexiones calculadas anteriormente, como va a funcionar el inversor. En el informe dado por el fabricante, que se puede ver en el Anexo E, el inversor va a trabajar con un rendimiento del 84.1%, un rendimiento optimo. También se aprecia que el inversor

operara con una potencia nominal del 85% con respecto a la potencia pico, como se ha visto anteriormente es un rendimiento adecuado para que trabaje el máximo tiempo a altas cargas.

En conclusión, a continuación se detallan las características del sistema:

- 24 módulos YL250P colocados directamente sobre el tejado, que tiene una inclinación de 30º y orientación -2.9 sur.
- Inversor STP 5000TL-20, conectados a él directamente 2 strings con 12 módulos en serie cada string.

4.6 Sistema eléctrico

A continuación, veremos las características del cableado y de las protecciones.

4.6.1 Cableado

Todos los componentes eléctricos de la instalación se escogen y dimensionan cumpliendo las normativas BS 7671 – Requerimientos para instalaciones eléctricas (Reino Unido), IEC 60364 – 7 – 712⁸ (internacional) y siguiendo las pautas de la guía de instalación y diseño MCS [7].

Los cables externos deben ser estables a los rayos UV y resistentes al agua. Cuando los cables son propensos a ser sometidos a movimientos externos, se recomienda que sean flexibles para permitir el movimiento térmico y del viento. Para evitar fallos y pérdidas elevadas, los cables deben ser lo más cortos posibles. También deben seleccionarse e instalarse de manera que se minimice el riesgo de defectos a tierra y cortocircuitos.

4.6.1.1 Cableado en corriente continua

La línea principal de CC y los cables de los módulos deben ser capaces de llevar la corriente máxima producida por el campo fotovoltaico. Tienen que garantizar la resistencia en condiciones extremas medioambientales, de tensión y corriente, en las que puede esperarse operar. Esto incluirá los efectos de calentamiento debido tanto a la corriente como a la ganancia de temperatura solar, especialmente si están instalados en las proximidades de los módulos fotovoltaicos. Los cables que pasan detrás de un campo fotovoltaico deben tener una especificación de un rango de temperaturas de -15ºC a 80ºC.

Como los cables fotovoltaicos dependen casi exclusivamente del aislamiento doble o reforzado como medio de protección contra impactos, no deben ser enterrados en paredes u ocultos de otra forma en la estructura del edificio, ya que sería muy difícil de detectar daños mecánicos y, puede conducir a aumentar los casos de shock y el riesgo de incendio.

⁸Internacional estándar IEC 60364 – 7 – 712 – Electrical Installations of buildings – Requirements for special installation or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems, 2002.

Acorde con la normativa vigente los cables de corriente continua deben cumplir las siguientes pautas:

- Los cables entre los módulos y el inversor tienen que tener una caída de tensión <3%
- Deben ser escogidos y dimensionados de tal forma que según los datos técnicos del modulo seleccionado se cumpla:
 - Voltaje: $V_{oc}(STC) \times 1.15$
 - Corriente: $I_{sc}(STC) \times 1.25$

El modulo fotovoltaico viene provisto de cables y sus correspondientes conectores. Estos conectores proporcionan un contacto eléctrico seguro, duradero y eficaz. También simplifican y aumenta la seguridad de los trabajos de instalación. Se deben mirar los datos técnicos del modulo, porque dependiendo de los conectores que tenga se limitara la sección del cable, en el tramo de corriente continua.

a) Dimensionado de la sección de los cables

Antes de dimensionar los cables, se debe calcular la corriente y tensión que va a circular por ellos, siguiendo las pautas de sobredimensionamiento mencionadas anteriormente.

La tensión máxima transportada en cada string corresponde a la de circuito abierto del modulo. Como se ha visto en las especificaciones anteriores, los cables se tienen que dimensionar para soportar un voltaje de 115% del modulo, pero nosotros para asegurarnos una mejor sección del cable se utilizara la siguiente expresión. Hay que tener en cuenta que en cada string van conectados 12 módulos en serie. Por lo tanto, la tensión de los cables será:

$$V = V_{oc} \cdot (n^{\circ} \text{ modulos conectados en serie}) / 1,15$$
$$V = 38,4 \cdot 12 \cdot 1,15 = 400.69V$$

Del mismo modo que el voltaje, hay que calcular la corriente máxima que va a circular por cada string y dimensionarlos según la norma, 125% de la corriente de cortocircuito del modulo.

$$I = I_{sc} \cdot (n^{\circ} \text{ string conectados en paralelo} - 1) \cdot 1,25$$
$$I = 8,79 \cdot 1,25 = 10,98A$$

Una vez conocida la intensidad máxima que debe admitir el cable, se procede al cálculo de la sección del cable.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_c}{u \cdot K \cdot V} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 11}{1\% \cdot 58 \cdot 400.69} = 2.83 \text{ mm}^2$$

Donde;

L = Longitud del cable

I_c = Corriente maxima

u = Caída de tension admisible

K = Coeficiente de conductividad del cobre[2](BS 7471)

V = Tension maxima por string

Dicha sección sería la mínima que debe tener el cable para cumplir los requisitos mencionados anteriormente. En la sección de materiales de los datos técnicos del modulo, se indica el cable que tienen los módulos y el conector. En este caso el modulo viene provisto de conectores MC4/IP67 o YT08-1/IP67 o Amphenol H4/IP68 a los que se les tiene que conectar un cable de 4mm², por lo que la sección queda limitada. Pero con el cálculo anterior, se justifica que el cable a utilizar tiene una sección idónea para operar en las condiciones más extremas del sistema.

Se va a escoger un cable de 4mm² de sección, con protección a los rayos UV y con un rango de temperatura de operación -40/120°C. Idóneo para instalaciones solares, ya que se encuentran a la intemperie y trabajan a altas temperaturas.

4.6.1.2 Cableado de corriente alterna

Los cables que conectan el inversor con la unidad de consumo deben ser de un tamaño específico para minimizar la caída de tensión. Se recomienda una caída de 1% o menos. Sin embargo, en instalaciones más grandes, esto puede no ser posible o económico, por el gran tamaño del cable resultante. En este caso, el diseñador debe minimizar la caída de tensión en la medida de lo posible y debe permanecer dentro de los límites de caída de tensión según lo prescrito por BS 7471.

- Calculo de la sección en el tramo de corriente alterna.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{ac}(inv) \cos \varphi}{u \cdot K \cdot V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 24 \cdot 1}{1\% \cdot 58 \cdot 230} = 15.58mm^2$$

Donde;

L = Longitud del cable (se hace un cálculo aprox. en los planos)

$I_{ac}(inv)$ = Corriente a la salida del inversor

$\cos \varphi$ = factor de potencia de la corriete (se considera 1)

u = Caída de tension admisible

K = Coeficiente de conductividad del cobre (BS7671)

V = Tension de la red

Como cable normalizado, se escogerá un cable de 16mm² de sección. Se escoge el cable flexible con 4 núcleos 3184Y de la empresa Electrical Trade.

4.6.2 Protecciones

4.6.2.1 Protecciones en la red de corriente continua

Según la guía de instalación y diseño MCS, la Tabla 2 muestra las protecciones que serán necesarias colocar en el tramo de corriente continua del sistema:

Circuito CC	Interruptor	Aislador
String	No requerido	Fácilmente accesible
Sub Array	Opcional	Fácilmente accesible
Array	Fácilmente accesible, interruptor seccionador de la corriente	

Tabla 3: Protecciones requeridas

Según la norma BS7671. Los aisladores o interruptores de protección, se definen como dispositivos destinados a cortar, por razones de seguridad, el suministro de la totalidad o una sección del circuito, de la instalación eléctrica. El aislamiento se proporcionara en los cables positivos y negativos y todas las medidas de aislamiento serán fácilmente accesibles.

Un interruptor seccionador instalado en el lado de CC tendrá las siguientes características:

- El interruptor debe aislar a todos los conductores activos.
- El interruptor debe estar clasificado para corriente continua y operar en la máxima tensión y corriente del sistema.
- El interruptor debe ser etiquetado como "PV array DC aislante", con las posiciones ON y OFF claramente marcado. El recinto del interruptor debería ser etiquetado como "Peligro – contiene piezas bajo tensión durante la luz del día". Todas las etiquetas deben ser claras, fácilmente visibles y fijadas para durar y permanecer legibles.

NOTA: Un interruptor automático también se puede utilizar siempre que cumpla todos los requisitos anteriores.

Para la elección del interruptor adecuado se tiene que tener en cuenta la corriente máxima que puede pasar por este. Así que se tendrá en cuenta la intensidad de corriente en corto circuito del modulo. Recordar que los módulos de un string están conectados en serie, por lo que la corriente que pasa por uno, es la misma que pasa por todos. Como se tienen dos strings se tendrá una corriente de 17,58A, con el correspondiente sobredimensionamiento de seguridad (x1,25). Se escogerá un interruptor de 25A con 4 polos, en concreto el IMO DC 25A Isolator 4 Pole.

$$17,58 \cdot 1,25 = 21,9A$$

4.6.2.2 Protecciones en la red de corriente alterna

Para cumplir con los requisitos de las Recomendaciones de Ingeniería G83/G59: la instalación fotovoltaica se puede conectar a un interruptor de aislamiento que cumpla las siguientes condiciones:

- Aísle los conductores de línea y neutral
- Ser asegurable en la posición OFF
- Ubicado en un lugar accesible

El aislamiento y la conmutación de la corriente alterna de la instalación deberán cumplir con los requisitos de la normativa BS7671. La que incluye la obligación de incluir un interruptor entre el inversor y el cuadro de control para poder desconectar el inversor de la fuente de alimentación.

Para la configuración más simple de un circuito, un solo inversor de una sola fase, las funciones de protección las puede incorporar, con el correspondiente certificado, el inversor para cumplir con este requisito. Sin embargo, se sugiere, a efectos de mantenimiento, un interruptor separado del inversor ya que ofrece un mejor grado de control.

Según las especificaciones de la guía MCS, se necesitaran 2 interruptores entre el inversor y la unidad de consumo (MCB). Se podrá instalar uno solo si el inversor y la unidad de consumo se encuentran en la misma habitación. En este caso, el inversor se colocara debajo del tejado, por lo que se necesitaran dos de las mismas características, pero la unidad de consumo seleccionada RayleighDouble Pole Rotay IsolatorSwitch, lleva el aislador incorporado.

Teniendo el inversor 11 A de salida, se escoge un interruptor de 16 A. Se selecciona el aislador Europa Components AC Isolator 16 A 4 Pole.

4.6.2.3 Protecciones a tierra

Las protecciones a tierra, también denominadas como “Puesta a tierra”, consisten en la unión de un conductor eléctrico a la masa terrestre. Son necesarias por si se genera una corriente de falla, y que esta pase directamente a tierra, sin ocasionar ningún peligro.

Según la guía MCS, la puesta a tierra solo es necesaria cuando los componentes son de clase I. Actualmente, la mayoría de los módulos fotovoltaicos e inversores fabricados son de clase II, teniendo así la protección correspondiente para no tener que incorporar una línea de puesta a tierra.

En este proyecto, como la vivienda ya posee las protecciones a tierra correspondientes, bastara con conectar el inversor a la toma de la casa.

4.7 Estructura de sujeción

Los módulos fotovoltaicos van a situarse directamente sobre el tejado. Este está inclinado 30º y compuestos por tejas. Hay que seleccionar una estructura idónea para que soporte y sujete los módulos de una forma robusta.

La guía MCS, señala que tiene que haber una distancia mínima de 400 – 500mm entre el perímetro del tejado y los módulos solares. En algunos tejados, la distancia mínima de 500mm no es suficiente ya que por la situación de la vivienda, los módulos se montarían en “Edge Zone” como se define en la norma BS EN 1991 – 1, donde estarán sometidos a mayor presión debido a las cargas de viento más altas impuestas.

Para asegurarse de que la vivienda no se localiza en una zona de altas cargas de viento, se utiliza un procedimiento simplificado contenido en la guía MCS. En él, se calculan las cargas de viento, basándose en la presión derivada de la velocidad pico del viento como indica el Euro código – 1 (BS EN 1991 – 1 – 4)⁹.

Según el procedimiento simplificado, la presión del viento se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$W = Q_p \cdot C_p$$

Donde,

W = Presion del viento

Q_p = Presion de la velocidad pico del viento (Pascales)

C_p = Coeficiente de presion

Para conocer la presión de velocidad pico de la zona Q_p , primero se localiza el emplazamiento de la instalación en la ilustración 1 del Anexo B, que muestra las velocidades pico del viento en Reino Unido. La vivienda se encuentra en zona 1 con velocidades pico de viento menores de 22m/s. sabiendo que la vivienda tiene una altura máxima de 8.3m y una distancia al mar de 2.2Km, según la tabla 1 del Anexo B se tendrá una presión de Q_p de 955 Pa.

El coeficiente de presión C_p dependera del tipo de sistema y la ubicación de los módulos en el edificio. Para generadores fotovoltaicos que están montados sobre un tejado inclinados paralelos a él, con una separación entre el sistema y el tejado, el coeficiente de presión se tomaran del “BRE Digest 489” – “Wind load son roof – based photovoltaic systems” [1]. Donde se indica que si hay una separación entre el borde del tejado y los módulos mayor a 300mm, se tiene un $C_p = -0,7$.

$$W = -668.5 Pa$$

⁹ BS EN 1991. Eurocode 1: Actions on structures, Part 1 – 4: General actions – Wind Actions 2005.

Las cargas del viento son muy bajas, por lo que se desprecian y se sigue la recomendación de la guía MCS de una distancia mínima entre el borde del tejado y los módulos de 500mm.

El requisito de mantener cierta distancia con el borde del tejado se deba a:

- Que las cargas de viento son más altos en las zonas del borde.
- Manteniendo zonas libres próximas al borde del tejado facilita un mejor acceso para el mantenimiento y los servicios de bomberos.
- Tener módulos cerca del borde del tejado puede afectar negativamente a las rutas de drenaje pluvial.

Se tiene que dejar una distancia entre los módulos para dejar espacio por posible expansión y contratación de estos, así como para facilitar el montaje y posibles operaciones de mantenimiento.

Para decidir si los módulos se colocaran en vertical u horizontal hay que localizar las posibles sombras que se tengan. Estas son importantes porque el modulo fotovoltaico tiene los diodos de bypass verticales, por lo que si se coloca el modulo vertical y se produce sombra en toda la parte baja del modulo, no se producirá energía en todo el modulo. En cambio si esta horizontal, solo se perderá la producción de 1/3 del modulo.

Se van a estimar los obstáculos que se tengan cerca de la casa en dirección sur. En la ilustración 10 se puede ver que detrás de la casa hay árboles. Los enmarcados en azul son arboles bajos, que no producirán sombras, en cambio el árbol enmarcado en rojo si puede llegar a producir sombras a primera hora de la mañana.



Ilustración 10: Posibles sombras en la cubierta de la vivienda

Como se muestra a continuación en la Ilustración 11, el árbol queda oculto por la casa, por lo que no tiene mayor altura que esta, y se considerara que el árbol también tiene una altura de 8,3m.



Ilustración 11: Vista frontal de la vivienda

Conociendo que el árbol se encuentra a una distancia de 6,36m de la vivienda, se procede a calcular si habrá sombras en el tejado. Las sombras generadas por la radiación solar, tienen un ángulo desde el punto más alto del objeto con la horizontal del terreno de 61° - Latitud. En este caso, se debe trazar una línea desde el punto más alto del árbol hasta el tejado con una inclinación de 10° . Como se observa en la ilustración 10, la línea reposa sobre el tejado, indicando que el árbol generara sombras. Por este motivo, los módulos se colocaran horizontalmente, para no perder toda la generación del modulo como se ha explicado anteriormente. Por la posición del árbol, las sombras se producirán por la mañana, pero se verán en profundidad en el apartado de la simulación del sistema.

El inconveniente de colocar los módulos horizontalmente es que el fabricante nos garantiza la resistencia a flexión en el ancho del modulo, siendo 990mm. Por esta razón, los módulos deben anclar a la estructura por los puntos de anclaje dados por el fabricante, como muestra la Ilustración 12. Esto implica que la estructura deberá llevar dobles raíles cruzados entre sí para una sujeción óptima y garantizar la resistencia.

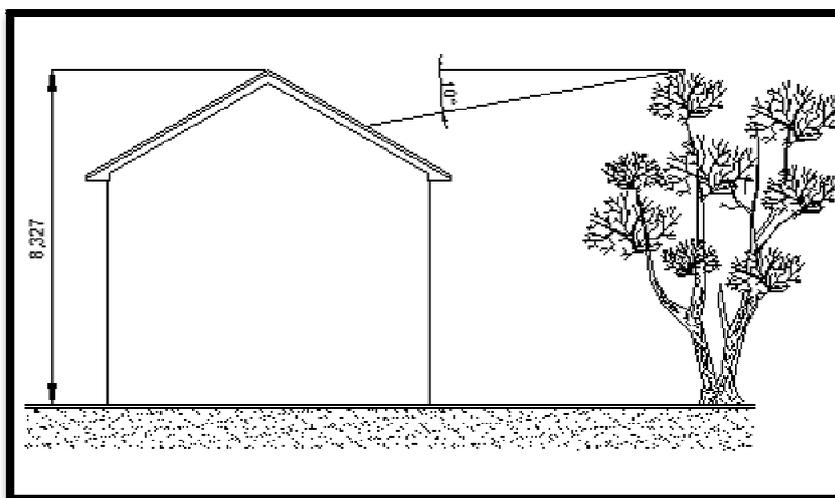


Ilustración 12: Generación de sombras

El inconveniente de colocar los módulos horizontalmente es que el fabricante nos garantiza la resistencia a flexión en el ancho del modulo, siendo 990mm. Por esta razón, los módulos deben anclar a la estructura por los puntos de anclaje dados por el fabricante, como muestra la Ilustración 13. Esto implica que la estructura deberá llevar dobles raíles cruzados entre sí para una sujeción óptima y garantizar la resistencia.

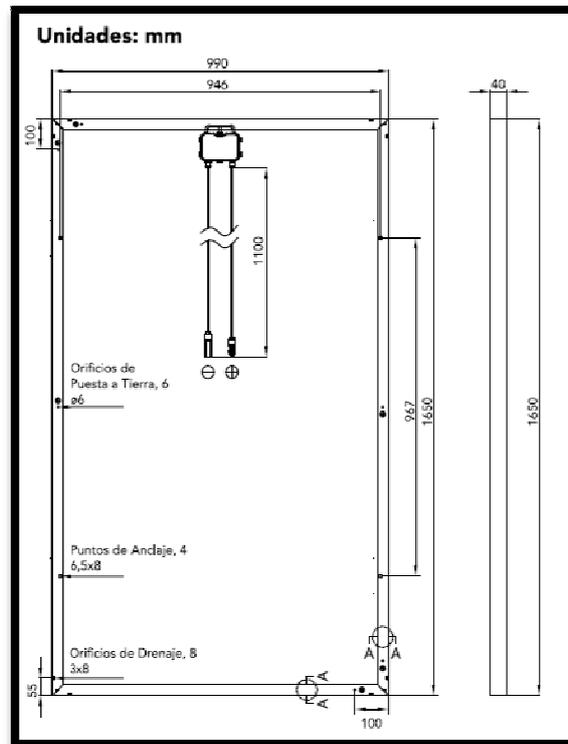


Ilustración 13: Anclaje al módulo

Por lo que, la estructura estará compuesta por ganchos de sujeción y carriles que portaran los módulos. Las siguientes imágenes muestran en qué consiste el sistema de sujeción y los diferentes elementos que los componen.



Ilustración 14: Gancho

La estructura va fijada al tejado mediante ganchos estos tienen la forma adecuada para poder colocarlos entre las tejas, pero para ello primero se tiene que quitar una teja para atornillar debidamente el gancho a la estructura de madera del tejado. Una vez queda bien sujeto, se vuelve a colocar la teja sin que el gancho interfiera en su posición inicial.

La función de estos ganchos es la de sujetar los raíles. Como la instalación consta de 4 filas de módulos colocados horizontalmente, se necesitara primero colocar dos raíles por cada fila de módulos dispuestos longitudinalmente con respecto al tejado. Para la unión entre gancho y raíl se utilizaran tornillos de cabeza hexagonal con tuercas de seguridad.

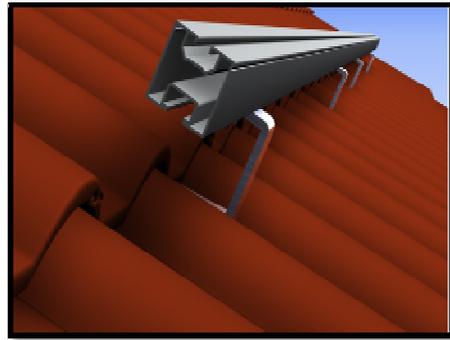


Ilustración 15: Raíles

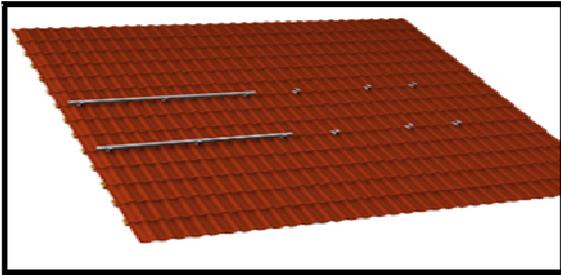


Ilustración 16: Conexión raíles

La ilustración 16 muestra como quedarían los raíles sujetos mediante los ganchos al tejado.

El siguiente paso sería colocar perpendiculares a los raíles anteriores, otros dos raíles por columna de módulos. Se unen entre sí mediante una placa conectora.

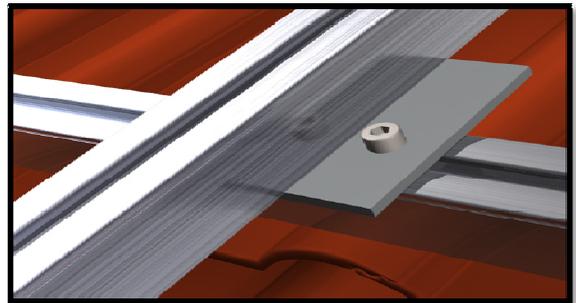


Ilustración 17: Conexión raíles

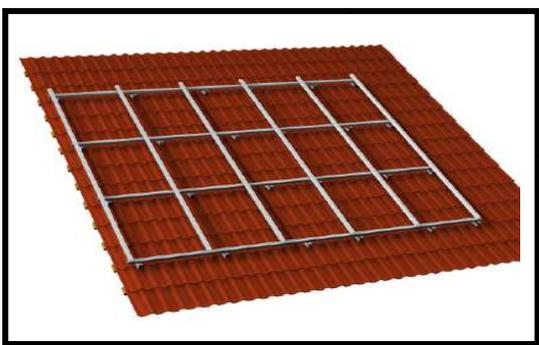


Ilustración 18: Tejado con raíles

Una vez unidos todos los raíles, la estructura de sistema quedaría como muestra la ilustración 18.

Los módulos fotovoltaicos se colocan sobre los raíles que han quedado arriba, para sujetarlos siguiendo las indicaciones del fabricante, garantizando de este modo su resistencia a flexión. Se sujetan a los raíles mediante unas grapas. Se necesitan grapas finales para sujetar los paneles colocados en los extremos.

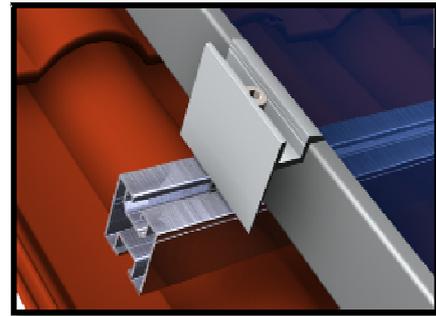


Ilustración 9: Conexión raíles

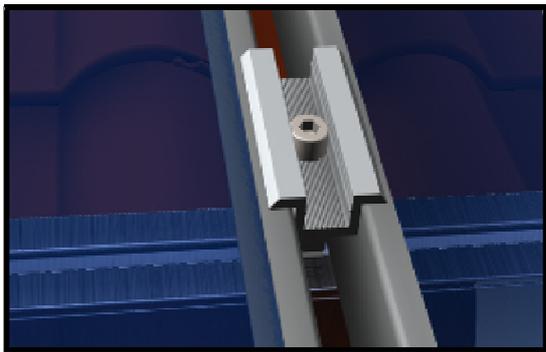


Ilustración 20: Grapas

La sujeción de los paneles centrales, se realiza mediante grapas intermedias, que además de sujetar los paneles a los raíles, también quedan sujetos entre ellos. Para la unión de las grapas con los carriles, se introducen tuercas autodeslizantes en éstos, donde luego van atornilladas las grapas.

Finalmente, se ve como queda una columna de módulos fotovoltaicos sujetos al tejado, mediante la estructura escogida para la instalación del presente proyecto.

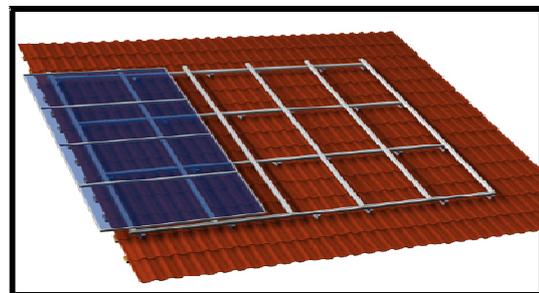


Ilustración 21: Estructura final

ELEMENTOS DE LA ESTRUCTURA

NOMBRE	DESCRIPCION	CANTIDAD
Ganchos	Ganchos salvateja estándar	48
Carriles	Perfil de 6mm	17
Placa conectora		35
Grapa final		24
Grapa intermedia		36
Tornillo de madera	DIN 571 A2	96
Tuercas autoblocantes	DIN 985 con DUDQGHODV	96
Tornillo hexagonal	DIN 933 A2 M10	36
Tuerca de seguridad	9345 A2 M10	36
Tuerca autodeslizante		60
Tornillo	DIN 912 A2/A4	60

Tabla 4: Componentes de la estructura.

5 ESTIMACION DE LA PRODUCCION DE LA INSTALACION

Una vez que se tiene la instalación diseñada, para poder realizar un estudio económico y comprobar que va a resultar rentable, es necesario conocer de antemano una aproximación de la energía que va a poder generar. Para la estimación de la producción se suelen utilizar tres parámetros que evalúan el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos:

- Índice de producción final del sistema (Y_f): se conoce también como Horas Equivalentes de Sol. Representa el número de horas que el generador fotovoltaico necesitara estar operando a la potencia nominal para proporcionar la máxima energía. Se suele expresar en kWh/kWp.
- Performance Ratio: muestra el rendimiento de una instalación. Al normalizar respecto a la irradiancia, expresa el efecto global de las pérdidas sobre la salida.

$$PR = \frac{E}{(H_a \cdot P)/G}$$

Donde,

E = Salida neta de energía (KWh)

H_a = Irradiación anual incidente en el plano del generador (kWh/m²)

P = Potencia nominal del sistema (Kw)

G = Irradiancia de referencia 1kW/m², que permite que este factor sea adimensional

La energía vertida a la red siempre es inferior a la generada por los módulos fotovoltaicos. Para poder hacer una estimación de la producción lo más real posible, hay que tener en cuenta todas las pérdidas que se producen en un sistema fotovoltaico:

- Pérdida por baja eficiencia del módulo.
- Pérdidas por polvo y suciedad.
- Pérdidas angulares y espectrales.
- Pérdidas de mismatch o de conexionado
- Pérdidas por temperatura de operación de la célula.
- Pérdidas por sombras en la superficie de captación.

En la actualidad, existen varias herramientas informáticas en las que se puede simular el funcionamiento de una instalación fotovoltaica, que proporcionan la estimación de la energía que el sistema va a ser capaz de generar. Estas herramientas tienen en cuenta las pérdidas antes mencionadas, con lo que resultan bastante fiables. Para la simulación de este sistema se ha utilizado el programa PVSyst.

Que al introducirle las variantes y especificaciones de la instalación, realizara la simulación de cómo se va a comportar la instalación fotovoltaica a lo largo del año. La localización del sistema, es un punto clave para conocer el funcionamiento y la energía que se va a poder generar. Un mismo sistema, por ejemplo, no se comporta

igual en Reino Unido que en España debido a la diferente radiación solar recibida. Por lo tanto, lo primero que hay que hacer es definir los datos meteorológicos, e introducirlos en el programa. Los datos se pueden importar, por ejemplo del programa Meteonorm que se usa un formato compatible con PvSyst.

En el apartado de diseño, se ha especificado la orientación e inclinación que van a tener los módulos. En este caso, los datos están limitados por las características del tejado, pero como ya se ha comprobado, entran dentro del rango óptimo de uso. El programa también indica si los datos de orientación e inclinación son aceptables, según los datos meteorológicos y la localización del sistema. En la Ilustración 22, se muestra la optimización del sistema según la inclinación, como se conocía con anterioridad, 30º es una inclinación óptima pero sería mejor un ángulo mayor, alrededor de 40º. En cuanto a la orientación de los módulos, están prácticamente al sur, solo con 3º de diferencia, por lo que se encuentra en la orientación donde se va a captar mayor luz solar.

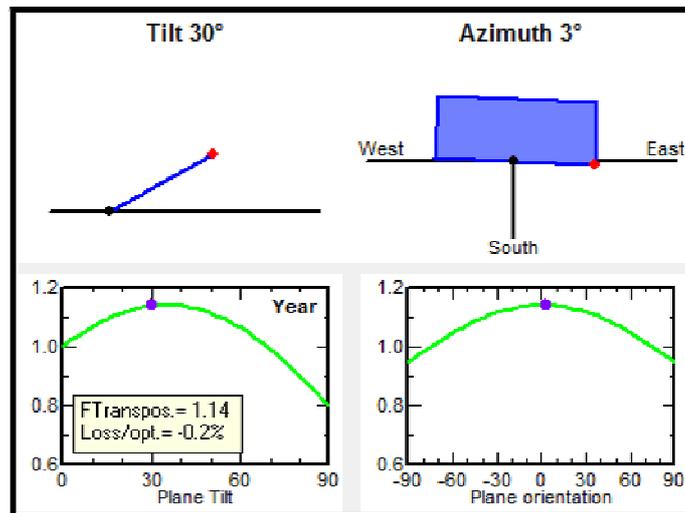


Ilustración 22: Optimización de la inclinación y orientación

El programa, tiene la opción de dibujar el sistema, así como posibles obstáculos, pudiendo calcular las sombras que se van a originar en los módulos fotovoltaicos. En este caso, se va a dibujar el árbol, que como se ha explicado anteriormente, va a sombrear la zona de generación. En la ilustración 23, se puede ver una zona gris sobre los paneles fotovoltaicos que corresponde al mayor nivel de sombra que se va a producir.

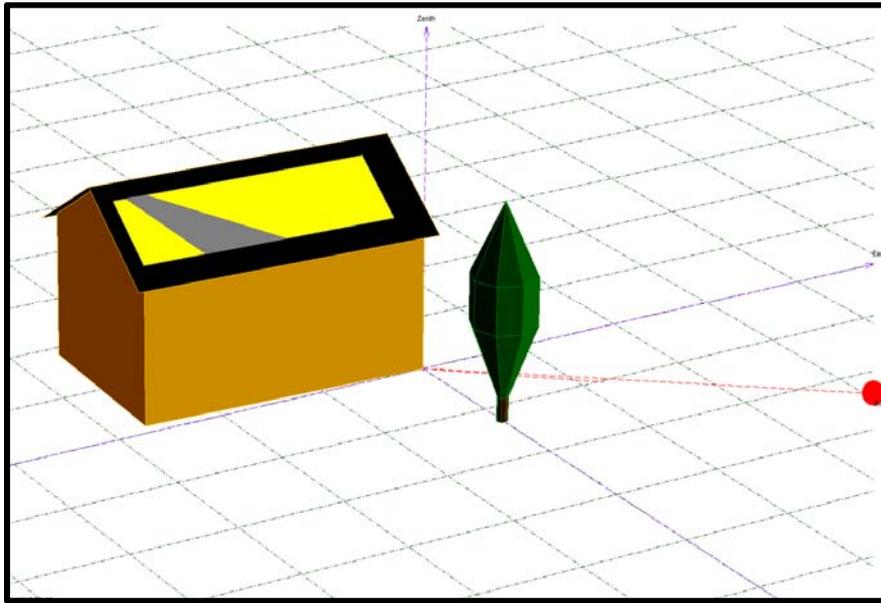


Ilustración 23: Máxima sombra generada

El programa, realiza los cálculos pertinentes para saber en qué posiciones del sol se van a producir sombras, o si estas se van a generar a lo largo del todo el día, o en determinados momentos. Estos cálculos, se calculan en función de distintas opciones de sombra que se pueden escoger. Con sombra lineal, lo que indica que si se tiene un modulo con un 5% sombreado, la producción bajara un 5%. Esta forma no es muy real, porque como se ha indicado anteriormente, los módulos tienen diodos de bypass separando el panel en tres. Si la sombra recae en las 3 series de celdas, no se producirá energía en todo el modulo. En cambio si solo es uno de los strings del modulo, tienen en cuenta este factor, y es la seleccionada por dar un resultado más fiable.

La Ilustración 24 muestra las sombras que se van a producir a lo largo del año dependiendo del día y la hora. La franja inferior se trata del día con menor altura solar del año, y por lo tanto menos horas de luz, que en nuestro hemisferio se trata del 21 de diciembre. La franja superior marca el día con mayor altura solar que es el 21 de junio. Cualquier obstáculo introducido dentro de esa franja proporcionara cierta cantidad de perdidas en la producción. Si el obstáculo superase la franja superior, este no permitirá llegar la radiación durante todo el año. En el diagrama se observa que las sombras se van a producir en las primeras horas de la mañana, y durante el invierno. En verano, donde el sol tiene una mayor altura, no producirá sombras.

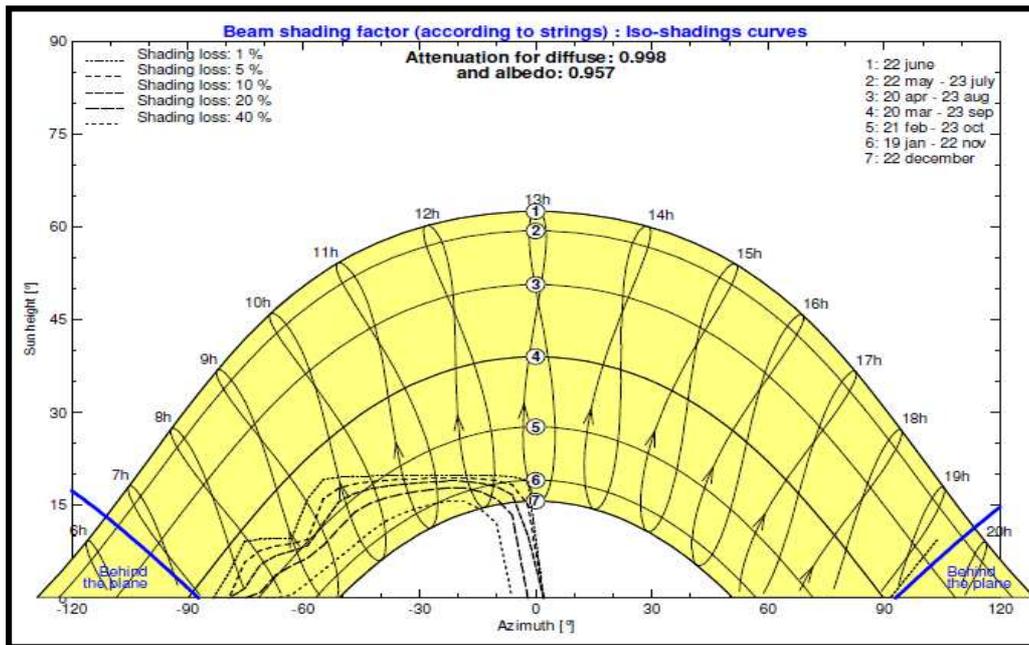


Ilustración 24: Diagrama de sombras anual

También hay que indicar el programa, el tipo de módulo, inversor y las conexiones entre estos, así como las pérdidas esperadas. Una vez se han detallado todas las especificaciones de la instalación, se procede a la simulación del comportamiento que va a tener el sistema fotovoltaico. Finalmente se genera un informe, detallando los datos de operación del sistema, que se puede ver en el Anexo F.

Del informe generado, hay que destacar ciertos puntos que son de gran ayuda para conocer cómo va a funcionar la instalación.

Energía anual generada	6230 kWh
PR	82,4%
Producción específica	1039 kWh/kWp

La generación estimada por el sistema, va a ser de gran ayuda para realizar el estudio económico, pero a simple vista no da ninguna información de si el sistema va a funcionar correctamente y si merece la pena su instalación. Un primer dato indicativo del buen funcionamiento del sistema es el PR, que como se ha explicado anteriormente, indica la eficiencia de la instalación. Instalaciones con PR mayores de 80% se consideran con una eficiencia óptima. Aun con las pérdidas que van a tener durante todo el año, esta instalación va a obtener un buen rendimiento de producción. Otro dato dado por el informe es la producción específica, que indica las horas equivalentes, estas son las horas de funcionamiento, que el sistema necesita trabajar a la potencia nominal para proporcionar la misma energía. En el caso de estudio de esta instalación no es un dato muy relevante, ya que al no tener en cuenta la irradiancia, no es útil para conocer el comportamiento del sistema.

En cambio sería útil para poder comparar sistemas con las mismas características entre sí para detectar fallos de operación.

En el informe, se detalla por mes es la generación y las pérdidas del sistema. Como se observa en la siguiente ilustración, en los mese de verano, donde hay mayor cantidad de horas de luz y una mayor irradiancia, se genera energía, pero también es cuando se tienen mayores pérdidas. La perdida en el inversor, es ligeramente mayor en verano, debido a que trabaja a potencias cercanas a su potencia nominal. Las pérdidas de los módulos sí que aumentan considerablemente en verano, debido a que es cuando se registran mayores temperaturas. Los módulos fotovoltaicos tienen perdidas de potencia por aumento de temperatura, los módulos utilizados en el sistema tienen una pérdida de potencia de 0,45 por cada grado que aumente la temperatura, a partir de la temperatura en condiciones estándar de 25°C.

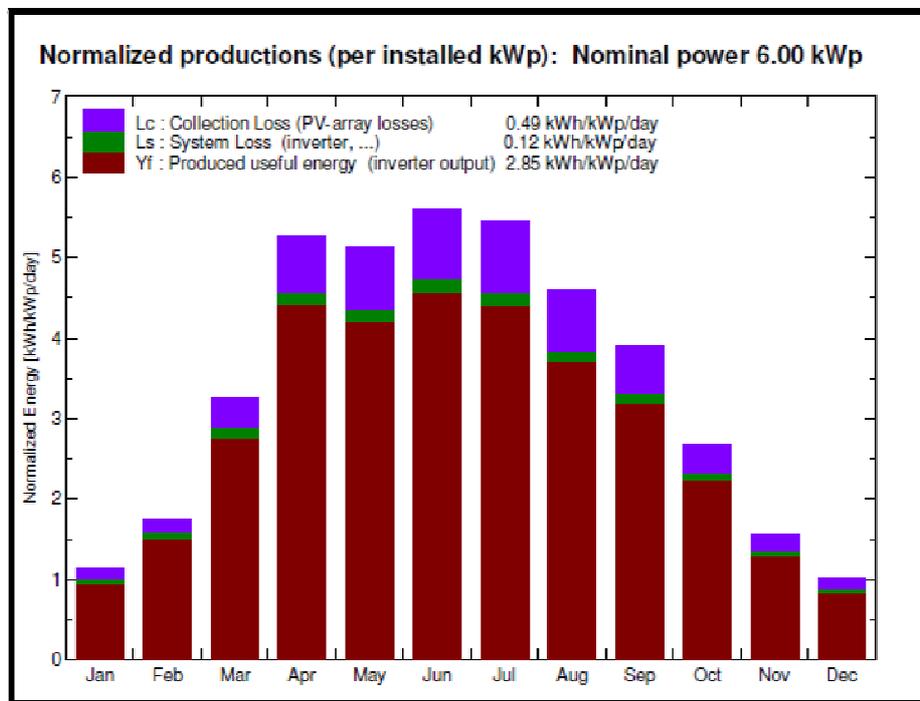


Ilustración 25: Generación y pérdidas anuales

En el informe también se detalla el PR mes a mes, en el que se observa que va a ser bastante constante a lo largo del año. Se ve una bajada en los meses de verano, correspondiendo con los meses que se van a tener unas pérdidas mayores.

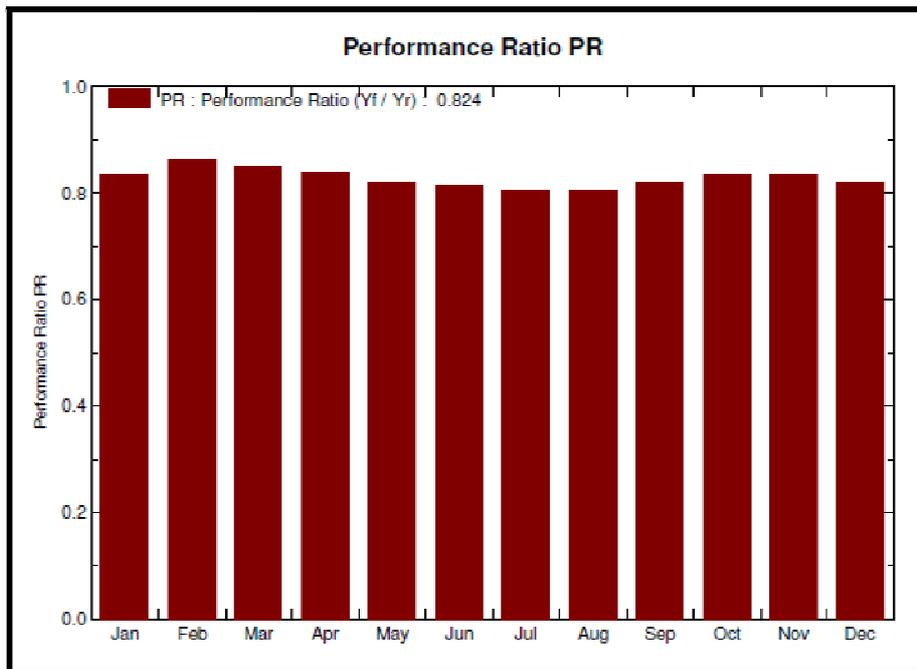


Ilustración 26: PR mensual en Reino Unido

También es importante señalar el diagrama de pérdidas que muestra el informe, en el que se detallan todas las pérdidas que se van a producir en la instalación y su repercusión en la potencia nominal del sistema.

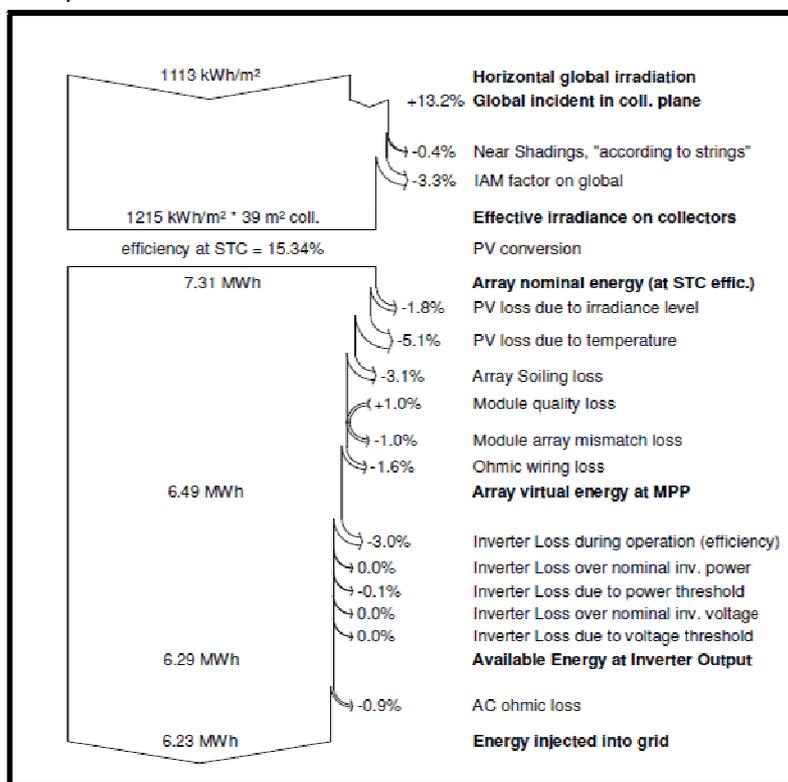


Ilustración 27: Pérdida del sistema fotovoltaico

El diagrama de perdidas, comienza mostrando la irradiación horizontal total a lo largo de un año en el emplazamiento donde se encuentra la vivienda, por lo tanto teniendo en cuenta la radiación que le va a llegar a la instalación, se puede llegar a generar 1113 kWh/m². Al estar el sistema inclinado 30º, se obtiene una ganancia de irradiación del 13,2%. Como ya se ha explicado anteriormente, también se van a producir perdidas por las sombras generadas en la superficie de captación, en este caso se van a tener unas pérdidas de -1,2%. La radiación solar también tiene perdidas por la masa de aire que debe atravesar, habiendo una reducción en la irradiancia que realmente llega a las células fotovoltaicas. En este caso las pérdidas son de -2,9%. Una vez descontadas todas las pérdidas de la radiación solar, se multiplica esta, por la superficie de captación obteniendo la energía que se va a poder producir, también hay que tener en cuenta la eficiencia de los módulos en la conversión de la radiación solar en energía. A partir de aquí se van restando las diferentes perdidas que se tienen en el modulo, conexiones entre módulos, cableado, inversor, etc. Hasta obtener la energía producida y aprovechable de la instalación. Las máximas perdidas que se va a tener en el sistema son perdidas por temperatura, que ya se ha visto que se producirán en verano. Otro dato significativo de perdidas, que también es de los más altos, son las producidas por suciedad. Si el modulo no se encuentra totalmente limpio no capta toda la radiación solar que es capaz de aprovechar. El diagrama de perdidas es una herramienta muy útil, porque ayuda a identificar rápidamente posibles problemas en el diseño de la instalación.

Para tener una idea más general, las siguientes Tablas muestran el consumo diario en el periodo de invierno y verano junto con, según la simulación realizada por Pvsyst, la generación de energía que se estima en los mismos periodos de tiempo.

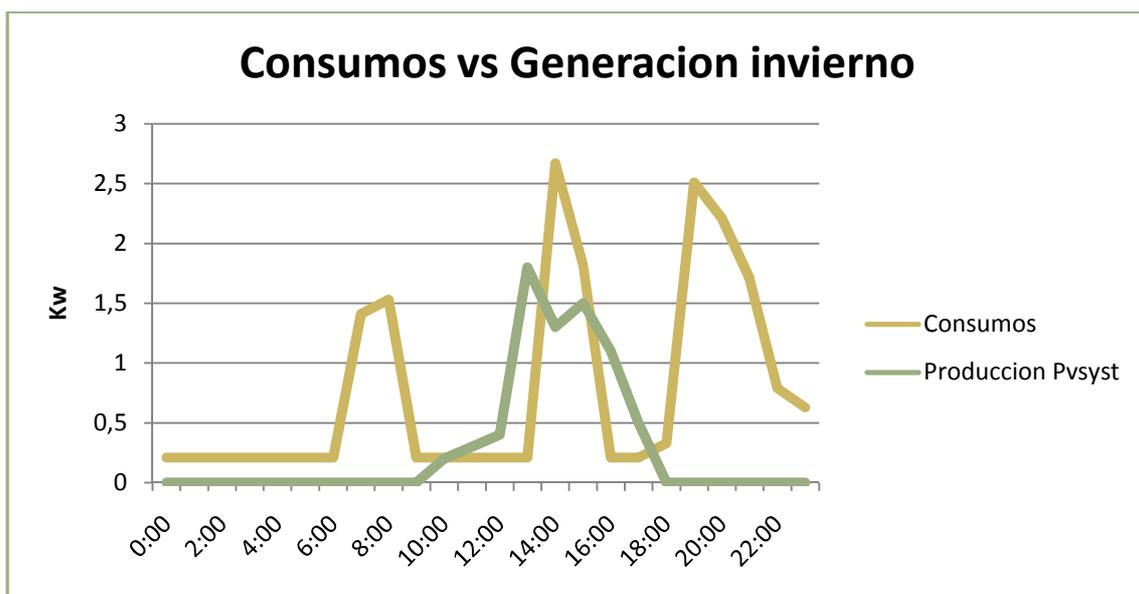


Tabla 5: Consumos vs Generación invierno

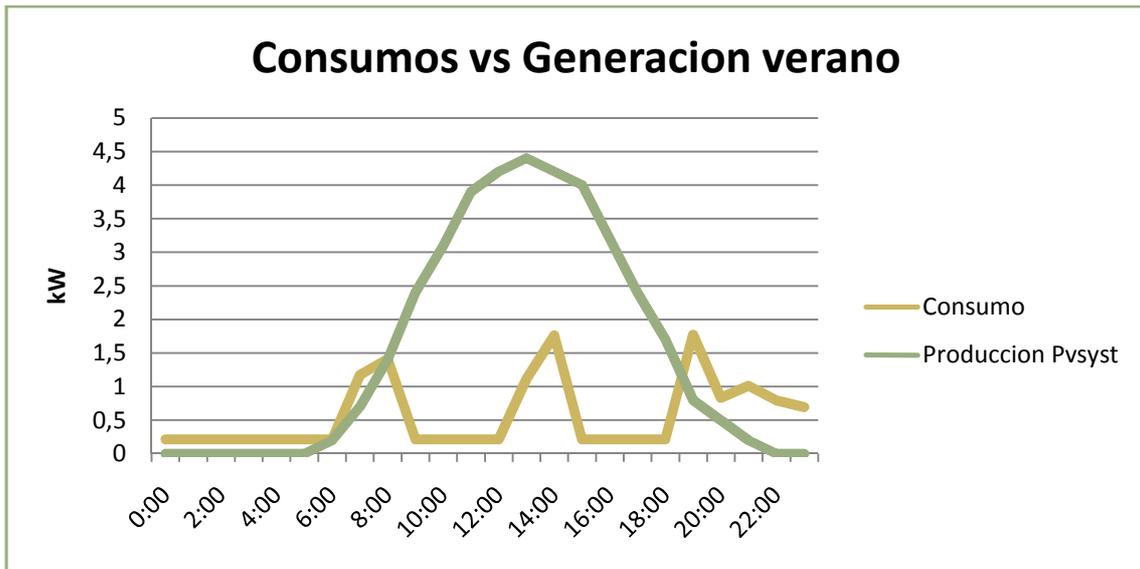


Tabla 6: Consumos vs Generación verano

Todo el consumo eléctrico que queda por debajo de la línea de generación se va a destinar al autoconsumo de la vivienda, y la energía restante se exportara a la red. Para poder calcular el autoconsumo se resta el consumo menos la generación por horas. La suma de estas diferencias será la energía que se consume de la red a lo largo del día. Se desprecian los valores menores a 0, estos corresponderán a la energía producida por la instalación, pero no usada en la vivienda. Al consumo anual se le resta la electricidad utilizada de la red, obteniéndose el autoconsumo de la vivienda, a lo largo de un año.

	Autoconsumo diario kWh	Autoconsumo anual kWh	Consumo anual	% Autoconsumo anual
Invierno (273 días)	4.47	1220.31	6356.39	31.28%
Verano (92 días)	8.35	768.2		

Tabla 7: Autoconsumo anual

Con los datos de la energía generada obtenidos por el programa PVsyst, y los datos de autoconsumo, el sistema tendrá la siguiente distribución energética:

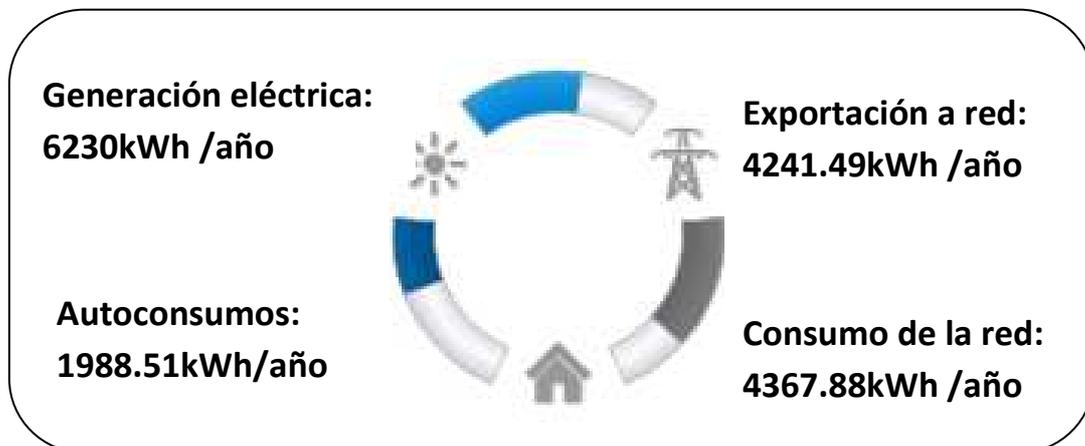


Ilustración 28: Distribución energética

6 ESTUDIO ECONOMICO

En el estudio económico, se va a analizar la rentabilidad de la instalación fotovoltaica, considerando los gastos totales de la instalación y puesta en marcha, así como el sistema de tarifa FIT. Se evaluará a lo largo de la vida útil del sistema, 25 años, como la factura eléctrica se ve afectada positiva o negativamente, autoconsumiendo la energía generada por la instalación fotovoltaica.

6.1 Presupuesto

Conociendo todos los elementos necesarios para realizar la instalación, se realiza el presupuesto con el coste total que le supondrá al propietario.

	DESCRIPCION	CANTIDAD	PVP UNITARIO	TOTAL
Generador fotovoltaico				
PV Modulo YL 250-29b		24	138,47	3323,28£
Inversor				
SMA STP 5000 TL-20	SUNCLIX TRIPOWER	1	1283,08	1283,08£
Estructura soporte				
Gancho	Schletter Roof Hook Eco G	48	4,78	229,44£
Rail	Schletter Module Bearing Profile Solo-6m	17	25,76	437,92£
Placa conectora	Schletter Rail Connector, E Solo, Sololight	35	2,23	78,05£
Grapa final	Schletter End Calmp Rapid 2+46mm	24	1,32	31,68£
Grapa intermedia	Schletter Middle Clamp 31mm-51mm	36	0,72	25,92£
Cableado y elementos de conexión				
Cable Multinucleo Flex 4mm ²	Cableado corriente continua (Módulos - Inversor) 40/+120 ^º +UV 0,6/1Kv – Negro (Technosun)(£/m)	30	2,5	75£
Cable Multinucleo Flex 2,5mm ²	Flex Cable 3184Y Per Meter 2.5mm 4 core (£/m)	50	0,86	43£
Contador				
Contador energético	Iskra MIS 3 Phase Total Generation Meter, 120A	1	117	117£
Protecciones				
Unidad de consumo (MCB)	Rayleigh Double Pole Rotary Isolator Switch	1	118	118£
Aislador DC	IMO DC 25A Isolator 4 Pole	1	59,76	59,76£
Aislador AC	Europa Components AC Isolator 16A 4 Pole	1	13,14	13,14£
Otros conceptos				
Gastos administrativos				300£
Montaje e instalación	2 personas, 2 días (20£/h)			640£
TOTAL				6775,27£
1GBP =1.24750 EUR				8452.16€

6.2 Índices de rentabilidad

Para evaluar la rentabilidad del sistema, se van a utilizar los indicadores VAN y TIR:

- VAN: Valor Actual Neto, consiste en calcular los flujos de caja (*Cash Flow*) a lo largo de los años y convertirlos a moneda del año actual mediante la fórmula del interés compuesto. El tipo de interés o tasa de descuento, debe ser el porcentaje de rentabilidad esperado de la inversión.

$$VAN = C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+i)^i}$$

- TIR: Tasa Interna de Retorno del proyecto. Equivale a la rentabilidad del proyecto. Sería el % de retorno sobre la inversión para que VAN=0, el umbral donde el proyecto comenzaría a ser rentable. Cuanto menor sea el TIR menor será la tasa mínima de retorno exigida y el proyecto será más viable.

Para poder hacer el estudio económico y, que quede reflejado el ahorro que se obtendrá en la factura eléctrica, la energía generada por el sistema y que ese autoconsume, se va a considerar como un ingreso. Ya que de no generarse esta energía, el usuario tendría que utilizarla de la red y pagar por ella. Se va a considerar que el precio total de la instalación, es desembolsado el año cero por el propietario de la instalación. Recordar que como el sistema se va a acoger al plan *Feed in Tariff*, va a recibir ingresos por el 100% de la energía generada y por la energía exportada.

En la tabla 8 se encuentran los datos necesarios para realizar el estudio económico.

- Energía generada al año (kWh): Es la energía que se ha estimado en la simulación del sistema con la ayuda del programa PvSyst.
- Consumo de energía anual (kWh): Dato obtenido por el fabricante del inversor teniendo en cuenta el emplazamiento y las personas que habitan en la vivienda. www.sunnydesingweb.com
- Precio total de la instalación (GP): Precio calculado en el apartado del presupuesto.
- Precio de la electricidad (Gp/kWh): Es el precio por el que se compra la electricidad a la compañía distribuidora. www.britishgas.co.uk
- Tarifa energía generada (Gp/kWh): Es la tarifa que aplica el gobierno a los propietarios que tienen instalaciones renovables por la electricidad generada. www.fitariffs.co.uk
- Tarifa energía exportada (Gp/kWh): Es la tarifa que el propietario va a recibir por cada kWh de electricidad excedente en su sistema que va a exportar a la red. www.fitariffs.co.uk
- Energía de autoconsumo (%): estimado mediante el perfil de cargas.

DATOS INICIALES			
Producción anual (kWh)	6230	Precio electricidad (£/kWh)	0.14
Consumo energía (kWh)	6356.39	Tarifa energía generada (£/kWh)	0.1303
Inversión (£)	6775.27	Tarifa energía exportada (£/kWh)	0.0477
IPC	2.2%	Autoconsumo	31.28%

Tabla 8: Datos económicos

Una vez conocidos todos los datos necesarios, se calculan los *Cash Flows* de todos los años, que nos indicaran según todos los ingresos y gastos, el beneficio neto con el que ese acabara el año. El siguiente esquema muestra el cálculo realizado para obtener los *Cash Flows*.

+ Ingresos Generación
+ Ingresos Exportación
+ Ahorro (energía no consumida)
- Electricidad consumida
= Beneficio
- Desembolso
= <i>Cash Flow de la casa</i>

Tabla 9: Cálculo del cash flow de la casa

Los ingresos de generación, corresponden al dinero que se va a recibir, por estar el sistema inscrito en el plan *Feed in Tariff*. Se recibirá el 100% de la energía producida, según lo indicado en la tarifa de generación. Por lo tanto, para calcularla, se multiplicara la energía que se estima que va a producir, calculada por el programa PvSyst, por la tarifa correspondiente de generación, por el porcentaje de potencia vendida a la red. Los ingresos de exportación, es la cantidad que el propietario de la instalación va a recibir, por la energía que va a exportar de la red. Para instalaciones pequeñas (<30kWp), no es obligatorio la instalación de un controlador, para saber exactamente la energía exportada. Las compañías distribuidoras, suponen que se va a exportar un 50% del total de la energía generada. De este modo, los ingresos de exportación, resultan de multiplicar la mitad de la energía que se estima que se va a generar, por la correspondiente tarifa de exportación. La tarifa de generación y exportación no van a sufrir variaciones en la cuota a lo largo de los años. Siempre será fija, correspondiendo a la del año en que se registra la instalación. La tarifa actual [11], es válida para instalaciones inscritas antes del 31 de Diciembre de 2014.

Otro ingreso a tener en cuenta en el estudio económico, es el ahorro que va a suponer la instalación, al generar su propia energía y poder consumirla. Se tiene en cuenta como un ahorro, porque al consumir la propia energía que se genera, no hay que pagar por suministro eléctrico. Para calcular el ahorro, se necesita conocer el porcentaje de energía que se va a auto consumir, explicado en el apartado anterior de Producción de la Instalación. Se multiplica el total de energía producida por el porcentaje de autoconsumo, y por el precio de la electricidad. A estos ingresos, hay que restarle el pago que se hace por la electricidad que no se auto consume. El precio de la electricidad, va a ir aumentando a lo largo de los años acorde con la subida del IPC. Se establece una subida del IPC del 2,2% anual.

Hay que tener en cuenta que los paneles iran disminuyendo su rendimiento con el paso de los años el fabricante nos garantiza que un 80.7% en 25 años, como nos indica en su ficha técnica en el Anexo C.

Por último, para el cálculo de los flujos de caja, se resta el desembolso que hay que realizar por el coste de la instalación. Para el pago del coste de la instalación se realiza una única entrega, por la cantidad integra en el año cero de la instalación. En la Tabla 9 se encuentran los *Cash Flows* de todos los años y los *Cash Flows* acumulados de la instalación, correspondientes a los cálculos explicados anteriormente.

Otro dato importante a conocer cuál hubiera sido el coste de la electricidad consumida por la vivienda sin la instalación solar, es decir que todo el consumo se lo pagaríamos a la compañía distribuidora sin ningún tipo de beneficio.

Estos datos sirven para tener una visión del balance económico de la vivienda o flujo de caja de la vivienda que sería igual al rendimiento total de la vivienda menos el valor de la electricidad consumida con la instalación solar.

	Cash Flow (£)	Cash Flow acumulado (£)	CES (£)
Año 0	-5102,2	-6390,9	0,00
Año 1	1288,81	-5486,46	889,89
Año 2	1306,57	-4179,89	909,47
Año 3	1324,49	-2855,40	929,48
Año 4	1342,56	-1512,84	949,93
Año 5	1360,79	-152,04	970,83
Año 6	1379,17	1227,13	992,19
Año 7	1397,71	2624,84	1014,01
Año 8	1416,39	4041,22	1036,32
Año 9	1435,21	5476,43	1059,12
Año 10	1454,18	6930,61	1082,42
Año 11	1473,29	8403,90	1106,24
Año 12	1492,53	9896,43	1130,57
Año 13	1511,91	11408,34	1155,45
Año 14	1531,42	12939,75	1180,86
Año 15	1551,05	14490,81	1206,84
Año 16	1570,81	16061,62	1233,39
Año 17	1590,69	17652,30	1260,53
Año 18	1610,68	19262,98	1288,26
Año 19	1630,78	20893,76	1316,60
Año 20	1650,98	22544,74	1345,57
Año 21	1671,29	24216,03	1375,17
Año 22	1691,69	25907,72	1405,42
Año 23	1712,18	27619,89	1436,34
Año 24	1732,75	29352,64	1467,94
Año 25	1753,39	31106,03	1500,24
TOTAL	37881,30		29243,11

Tabla 10: Cash Flow anuales y acumulados

Atendiendo al *Cash Flow* acumulado, se aprecia que a partir del año 6 la inversión se habrá amortizado y se comenzara a generar beneficio con la instalación fotovoltaica. La electricidad del hogar no supondrá un gasto, sino un beneficio, porque se han tenido en cuenta todos los gastos relacionados con la energía eléctrica consumida por la vivienda.

Para corroborar que la instalación es rentable, se calculan los índices mencionados anteriormente. Para poder calcular el valor actual neto se va a utilizar una tasa de descuento igual a la inflación para conocer realmente el dinero que se va a ganar descontando a la inversión a lo largo de la vida útil del sistema. Ya que en este proyecto no es imprescindible sacar un % de beneficio, si no visualizar, de la forma más aproximada posible, la variación económica que se tendrá al utilizar la energía generada por el usuario.

- VAN: 21708.92 £
- TIR: 20%

Se obtiene un VAN muy positivo, lo que quiere decir que el proyecto es rentable, ya que no se tendrán deudas al finalizar la duración de este. Se obtiene un TIR del 20%, superior a la rentabilidad esperada en el proyecto, por lo que es un indicativo de que el proyecto es rentable.

Para calcular el ahorro que va a suponer la instalación en sus 25 años de utilización, se van a comparar dos facturas diferentes. Una con el coste eléctrico a lo largo de 25 años, teniendo que utilizar de la red todo el consumo. Y la factura con la nueva instalación, esta se calcula sumando los beneficios de generación y exportación, y restando el coste de instalación y precio de energía no autoconsumida.

FACTURA ELECTRICA CON LA NUEVA INSTALACION EN 25 AÑOS	16657.17£
FACTURA ELECTRICA COMPRANDO TODA LA ENERGIA CONSUMIDA EN 25 AÑOS	29243.11£

Generar energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico va a suponer un ahorro en 25 años de un 43.04%. Con todos estos indicadores y comprobaciones, queda claro que al producir energía eléctrica mediante energía solar y autoconsumirla en la vivienda, se tiene un ahorro más que considerable en la factura eléctrica parte de los beneficios medioambientales que supone. Con la generación de este sistema fotovoltaico, se evita emitir a la atmosfera 6.23 toneladas anuales de CO₂.

7 COMPARACION CON EL CASO ESPAÑOL

A continuación, se realizara el estudio de una instalación aislada domestica en la provincia de Castellón concretamente en la ciudad de Castellón de la Plana.

Se considerará el mismo consumo por parte de la familia. Primero se redimensionará, ya que el numero de paneles necesarios podría variar al cambiar la localización geográfica y por tanto sus características climatológicas y nos regiremos a la normativa española vigente, la cual expone la posibilidad de que un productor destine su producción no a su venta a red (para terceros) sino a su consumo propio, ya sea autoconsumo total (consumo del 100% de la energía generada) o parcial.

También se hará un estudio de producción y económico para ver finalmente cual de las dos instalaciones tendría más amortización hoy en día.

7.1 Marco legal energías renovables en España

En España se tiene en cuenta igual que en Reino Unido las directivas dictadas por la Unión Europea para ayudar a la estabilización del calentamiento global.

El gobierno de España ha elaborado un nuevo Plan para el periodo 2011-2020. Este Plan incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y el consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros.

Además, la Directiva requiere que cada Estado miembro elabore y notifique a la Comisión Europea (CE), un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER)[12] para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva, igual que en Reino Unido.

El Real Decreto 2818/1998, que desarrollo la Ley 54/1997 de Regulación del Sector Eléctrico en cuanto a regulación específica para las fuentes renovables, impulso el denominado “Régimen Especial” para las instalaciones que explotaban fuentes renovables, promoviendo así la creación de un marco favorable sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia, aunque estableciendo situaciones diferenciadas para algunos sistemas energéticos. El Régimen Especial, basado en las tecnologías de generación que utilizan las energías renovables, los residuos y la cogeneración, conlleva que estas instalaciones puedan ceder la energía excedentaria a la red, realizar ofertas en el mercado de producción o establecer contratos bilaterales físicos sin ofertar en el mercado libre y disfrutando de un sistema económico específico e incentivado.

Para alcanzar este logro se estableció un sistema de incentivos temporales a aquellas instalaciones que necesitaran de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre. Los incentivos que se establecieron para las energías renovables permitieron aumentar notablemente la aportación de estas energías a la demanda energética de España. El Real Decreto de 1998 fue posteriormente modificado en el

año 2004 por el Real Decreto 436/2004, que a su vez fue derogado por el Real Decreto 661/2007, por el que se regula en la actualidad la actividad de producción de energía eléctrica de Régimen Especial.

Además encontramos la siguiente regulación [12]:

- Real Decreto 238/2013, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Técnicas en los Edificios, aprobado por el Real Decreto 1027/2007.
- Real Decreto 235/2013, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- Real Decreto-ley 2/2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto-ley 29/2012, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social
- Ley 15/2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto-ley 1/2012, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energías renovables y residuos.
- Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 14/2010, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1614/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Real Decreto 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1578/2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Actualmente, el acceso a la red eléctrica en España requiere una serie de permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona. Ésta tiene la obligación de dar punto de enganche o conexión a la red eléctrica, a las instalaciones generadoras en régimen especial y no a instalaciones para autoconsumo. El RD 1699/2011 afirma que: regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, pero en ningún caso habla de autoconsumo. Sólo se indica en su Disposición Adicional Segunda que *“el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, en el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor del presente*

real decreto, elevará al Gobierno una propuesta de real decreto cuyo objeto sea la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo”.

Consecuentemente, según este RD hay que tener en cuenta que el Autoconsumo todavía no existe en España. También se explica que para instalaciones de hasta 10kW el coste de los trabajos vendrán regulados por los derechos de acometida, y como productores en régimen especial se tiene que vender la energía que generamos al mercado de generación o pool a diferencia de antes que se vendía a la compañía eléctrica a precio de prima.

7.2 Diseño de la instalación en España

7.2.1 Localización y emplazamiento

La vivienda se encuentra en las siguientes coordenadas:

DATOS DE LA UBICACION	
LOCALIDAD	Castellón de la Plana
PAIS	España
LONGITUD	-0.009306
LATITUD	40.003657

7.2.2 Orientación e inclinación

La radiación solar que hay en nuestro emplazamiento es diferente a la radiación de Reino Unido. Como muestra la Ilustración 28, Castellón de la Plana se encuentra en una de las zonas con máxima radiación solar (Zona IV: $4,6 \leq H < 5,0$).

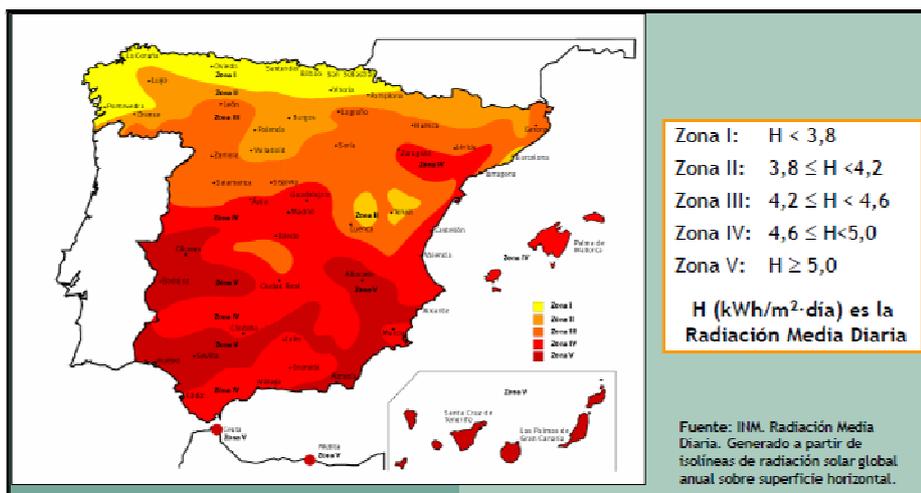


Ilustración 30: Radiación solar en España

En primer lugar se deben obtener los datos de irradiación solar en plano horizontal de la ubicación deseada.

Observando la bibliografía se ha observado que la literatura (IDEA, CENSOLAR, etc.) posee datos de radiación solar en las capitales de provincias españolas, inexistiendo datos de ubicaciones en particular. Por este motivo se ha procedido a obtener los datos de radiación de la base de datos PVGIS. Esta base de datos pertenece a la Unidad de Energías Renovables de la Comisión Europea. Dicha unidad posee una base de datos que almacena información climatológica y geográfica de toda Europa. La base de datos utilizada en este estudio es la plataforma PVGIS que corresponde a un sistema de información geográfica fotovoltaico. Todos los datos facilitados por esta plataforma están basados en una red de 566 estaciones meteorológicas repartidas por toda Europa.

Por ello, dicha base de datos es una potente herramienta para valorar la energía solar y la producción eléctrica generada mediante instalaciones solares fotovoltaicas.

Por ello, accediendo a la base de datos PVGIS e introduciendo las coordenadas geográficas (latitud y longitud) de la ubicación de las naves industriales donde se pretenden ubicar las instalaciones solares fotovoltaicas:

Monthly Solar Irradiation						
PVGIS Estimates of long-term monthly averages						
Location: 40°0'13" North, 0°0'33" West, Elevation: 1 m a.s.l.,						
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF						
Optimal inclination angle is: 36 degrees						
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %						
Month	H_h	H_{opt}	$H(30)$	I_{opt}	Γ_{24h}	N_{DD}
Jan	2290	4060	3840	64	8.9	186
Feb	3280	5090	4890	57	9.7	140
Mar	4820	6160	6060	43	12.2	72
Apr	5790	6310	6360	28	14.9	23
May	6830	6600	6780	15	18.0	0
Jun	7530	6900	7160	7	22.3	0
Jul	7470	7020	7250	11	25.0	0
Aug	6450	6710	6810	23	25.2	0
Sep	5080	6140	6090	38	22.1	0
Oct	3780	5400	5240	52	18.2	20
Nov	2550	4350	4140	62	12.9	143
Dec	1990	3690	3480	66	9.0	197
Year	4830	5700	5680	36	16.5	781

Ilustración 10: Datos PvSyst Castellón

Donde,

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)
 H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)
 $H(30)$: Irradiation on plane at angle: 30deg. (Wh/m²/day)
 I_{opt} : Optimal inclination (deg.)
 T_{24h} : 24 hour average of temperature (°C)
 N_{DD} : Number of heating degree-days (-)

En este ejemplo utilizaremos la misma orientación de 2.9º suroeste que es lo suficientemente próxima a la orientación óptima y en cuanto a la inclinación de los módulos se utilizara una inclinación de 30º.

Una vez obtenido el valor de la radiación solar en el plano inclinado, la orientación y la inclinación se va a proceder a calcular las diferentes perdidas existentes que disminuirán el rendimiento de la instalación.

7.2.3 Tamaño de la instalación

En este caso se utilizaran el mismo tipo de módulos, policristalinos de la marca “Yingli Solar”. El modelo escogido es YL N250 – 29b, cuyas características técnicas se pueden encontrar en el Anexo C.

En este caso se procederá a calcular cual será la cantidad de módulos necesarios teniendo en cuenta que en la provincia de Castellón hay una mayor radiación solar, se necesitara menos cantidad de módulos.

Procedemos ahora con el cálculo del número total de módulos necesarios:

$$\text{Consumo diario de energia} \left(\frac{Wh}{dia} \right) = 18.67 \cdot 1000 = 18670 Wh/dia$$

$$N^{\circ} \text{modulos} = 1.1 \frac{\text{Consumo diario de energia} \left(\frac{Wh}{dia} \right)}{H_s \left(\frac{kWh}{m^2} \cdot dia \right) \cdot P_{\text{modulo}} (Wp) \cdot 0.9} = \frac{1.1 \cdot 18670}{4.7 \cdot 250 \cdot 0.9} = 19.42 \approx 20 \text{modulos}$$

Como la intención es poder llegar a un balance neto (Autoconsumo = Generación) se decide poner solo 18 paneles, aunque estos no llegaran al balance neto porque la producción será mayor, para cubrir el consumo diario de energía en esta provincia, por lo que tendremos un sistema de 4.5kWp.

(18*250 = 4500Wp).

7.2.4 Dimensionado del inversor

El dimensionado del inversor se hace para satisfacer la demanda de potencia en servicio continuo máxima de los receptores, que es igual a la suma de las potencias de todos los receptores que pueden funcionar simultáneamente. Aun así es recomendable un cierto sobredimensionamiento del inversor de un 25%.

Debido a que la potencia del sistema es de 4.5kWp con 18 módulos se deberá escoger un inversor con mayor potencia para que trabaje a pleno rendimiento.

Por la potencia pico del sistema, se escoge el "Sunny Boy 3600TL" de la empresa SMA. Los datos técnicos del inversor se detallan en el Anexo G.

Para el cálculo de la asociación de los módulos solares al inversor, se toman las características técnicas de ambos equipos y se realiza la configuración mas optima para que el inversor pueda extraer la máxima potencia disponible en los módulos solares respetando las características técnicas tanto del inversor como de los módulos solares. Las temperaturas de diseño serán las mas desfavorables para los módulos, la temperatura de las células suele ser 20°C superior a la del ambiente, al ser la media máxima en Castellón de 29.7°C, la de la célula será 59.7°C ≈ 60°C.

a) Cantidad máxima de módulos en serie (string):

$$\text{Num. max modulos} < \frac{V_{\text{max. Inversor CC}}}{V_{\text{oc}}(0^{\circ})} = \frac{750}{41.56} = 18.04 \text{ modulos}$$

$$\begin{aligned} V_{\text{max inversor CC}} &= 750V \\ V_{\text{oc modulos}}(25^{\circ}C) &= 38.4V \end{aligned}$$

La característica de los módulos de Voc está medida a 25°C, por lo que sabiendo la variación de tensión en función de la temperatura:

$$V_{\text{oc}}(\beta) = -0.33\%/^{\circ}C$$

Podemos calcular Voc a 0°C, que es la mas desfavorable:

$$V_{\text{oc}}(0^{\circ}C) = 38.4 - (0 - 25) \cdot \frac{0.33 \cdot 38.4}{100} = 41.56 \text{ Voc}$$

b) Cantidad mínimas de módulos en serie (string):

$$\text{Min. max modulos} > \frac{V_{\text{min. arranque Inversor}}}{V_{\text{mpp}}(60^{\circ})} = 5.85 \text{ modulos}$$

$$\begin{aligned} V_{\text{min arranque inversor}}(25^{\circ}C) &= 150V \\ V_{\text{mp modulos}}(25^{\circ}C) &= 30.4V \end{aligned}$$

Como la célula trabaja a 60°C, sabiendo la variación de tensión en función de la temperatura:

$$V_{oc}(\beta) = -0.45\%/^{\circ}C$$

Podemos calcular V_{mp} a 60°C, que es la más desfavorable:

$$V_{mp}(60^{\circ}C) = 30.4 - (60 - 25) \cdot \frac{0.45 \cdot 30.4}{100} = 25.612 V_{oc}$$

c) Máximo número de ramas en paralelo:

$$N^{\circ} \text{ máximo de ramas en paralelo} = \frac{I_{max \text{ de entrada inversor}}}{I_{cc \text{ módulos}}} = \frac{15}{8.79} = 1.71 \text{ ramas}$$

Donde,

$$I_{max \text{ entrada inversor}} = 15A$$

$$I_{cc \text{ módulos}} = 8.79A$$

En conclusión:

- 18 módulos YL250 – 29b colocados directamente sobre el tejado, que tiene una inclinación de 30° y orientación 2.9° suroeste.
- Inversor Sunny Boy 3600HF, conectados a el 2 strings, con 9 módulos cada uno.

7.2.5 Sistema eléctrico

Los sistemas de generación de energía fotovoltaica, producen energía en corriente continua, dicha corriente continua se convierte en corriente alterna por medio del inversor. Por tanto, todo sistema de generación de energía eléctrica fotovoltaica tiene dos partes bien diferenciadas en cuanto a características eléctricas, la parte continua y la parte de alterna.

En estos cálculos se ha utilizado el criterio especificado por la ITC-BT-40 en su punto 5: “los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal”.

La tensión nominal al principio de la instalación será de 400V entre fases y 230V entre fase y neutro.

La caída de tensión admisible será:

CIRCUITOS DC		1.5%
CIRCUITOS AC	Derivación Individual-LGA	1.5%
Caída de tensión máxima		3.0%

Asimismo en la ITC-BT-40 Ints. Generadoras de B.T. (punto 5) indica que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal, por lo que se tomara este valor como referencia.

La tensión nominal de funcionamiento de un modulo fotovoltaico es la del punto de máxima potencia, y la del generador fotovoltaico (grupo de módulos) es la suma de todos los módulos fotovoltaicos que forman una serie.

a) Cableado de corriente continua

$$I = I_{sc} \cdot 1 \cdot 1,25$$
$$I = 8,79 \cdot 1,25 = 10,98A$$

$$V = V_{oc} \cdot (n^{\circ} \text{ modulos conectados en serie}) \cdot 1,15$$
$$V = 38.4 \cdot 18 \cdot 1,15 = 794.88V$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_c}{u \cdot V \cdot K} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 15}{1.5\% \cdot 58 \cdot 794.88} = 1.30 \text{ mm}^2$$

Donde;

L = Longitud del cable

u = caída de tensión máxima

I_c = Consumo de carga (A)

V = tensión maxima

K = Coeficiente de conductividad del cobre

Se va a escoger un cable de 4mm² de sección, de cobre con protección a los rayos UV y con un rango de temperatura de operación -40/120°C. Idóneo para instalaciones solares, ya que se encuentran a la intemperie y trabajan a altas temperaturas.

b) Cableado de corriente alterna

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{ac(inv)} \cos \varphi}{u \cdot K \cdot V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 24 \cdot 1}{1.5\% \cdot 58 \cdot 230} = 10.38 \text{ mm}^2$$

Donde;

L = Longitud del cable

I_{ac(inv)} = Corriente a la salida del inversor

cos φ = factor de potencia de la corriete (se considera 1)

u = Caída de tensión admisible

K = Coeficiente de conductividad del cobre

V = Tension de la red

Así, para los tramos de en alterna, se emplearan cables conductores de cobre de 16mm^2 con doble capa de aislamiento en PVC y tensión nominal de aislamiento 0.6/1 Kv. Asimismo, estos conductores irán alojados en el interior de conductos o tubos corrugados en PVC sobre montaje superficial en paredes y techos.

7.2.6 Protecciones

Además de las protecciones integradas en el inversor, habrá que incluir los dispositivos de protección necesarios que realicen las siguientes labores eléctricas:

- Protección contra sobrecargas: los dispositivos de protección contra sobrecargas podrán ser, bien un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o un fusible. Tienen que seguir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_{adm}$$

Donde,

I_b = la intensidad de diseño del circuito

I_n = la intensidad nominal del interruptor

I_{adm} = es la maxima intensidad admisible del cable conductor

$$I_{cd} \leq 1.45 \cdot I_{adm}$$

Donde,

I_{cd} = la intensidad de ajuste del interruptor

I_{adm} = es la maxima intensidad admisible del cable conductor

- Protección contra cortocircuitos: todo equipo de protección empleado para limitar la incidencia de un cortocircuito deberá cumplir las siguientes condiciones:

$$I^2 \cdot t \leq I_{cu}$$

$$I^2 \cdot t \leq k^2 \cdot S^2$$

Donde,

I = Intensidad de disparo

t = tiempo de despeje

I_{cu} = maxima intensidad de cortocircuito

$$PdC \geq I_{sc, max}$$

Donde,

PdC = Poder de corte

$I_{sc, max}$ = maxima intensidad de cortocircuito.

- Protección contra sobretensiones: la protección contra las sobretensiones se realiza con unos aparatos llamados autoválvulas o pararrayos descargadores de corriente que ofrecen una resistencia de tipo inversa, cuyo valor disminuye al aumentar la tensión que se aplica sobre ella.

7.2.7 Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos se situaran directamente sobre el tejado con la misma estructura soporte que en la instalación en Reino Unido ya que es la mejor integración arquitectónica para esta.

Los detalles se pueden ver en los planos y en el apartado anterior “4.7 estructura de sujeción”

ELEMENTOS DE LA ESTRUCTURA		
NOMBRE	DESCRIPCION	CANTIDAD
Ganchos	Ganchos salvateja estándar	36
Carriles	Perfil de 6mm	20
Placa conectora		20
Grapa final		24
Grapa intermedia		36
Tornillo de madera	DIN 571 A2	36
Tuercas autoblocantes	DIN 985 con DUDQGHODV	36
Tornillo hexagonal	DIN 933 A2 M10	20
Tuerca de seguridad	9345 A2 M10	20
Tuerca autodeslizante		30
Tornillo	DIN 912 A2/A4	30

Tabla 11: Elementos de la estructura

7.3 Estimación de la producción en España

Una vez diseñada la instalación en España, se va calcular la producción de la instalación con el programa PVSyst anteriormente mencionado, en el que se realizaran los mismos pasos pero con los datos ahora necesarios en este escenario. Este programa tiene en cuenta todas las posibles pérdidas que se pueden producir en la instalación (temperatura, suciedad, inclinación, orientación...) por lo que se puede obtener unos valores muy fiables.

Una vez realizada la simulación, se obtiene:

Energía anual generada	6970 kWh
PR	82.4%
Producción específica	1549 kWh/kWp

En el informe se observan las pérdidas del sistema, siendo las más significativas las de los módulos fotovoltaicos sobre todo en los meses de verano en los que aumenta la temperatura del panel, pero observando los valores de energía producida tenemos un valor bastante alto en los meses de invierno, algo que no pasaría en otros países con menor radiación solar, estando este valor en una media de 4.24 kWh/kWp/día.

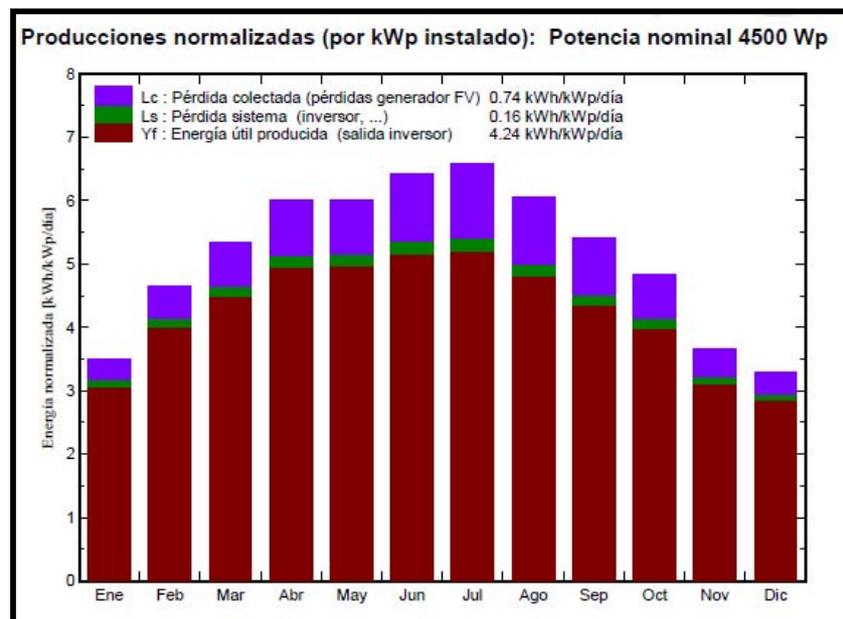


Ilustración 31: Generación y pérdidas anuales

También se obtiene el dato del PR, el cual es un 80.2% por lo que está dentro del rango de que resulte una instalación con una eficiencia óptima, aunque esta muy al límite pero se puede considerar que la instalación va a tener un buen rendimiento de producción. Lo podemos observar en la Ilustración 32.

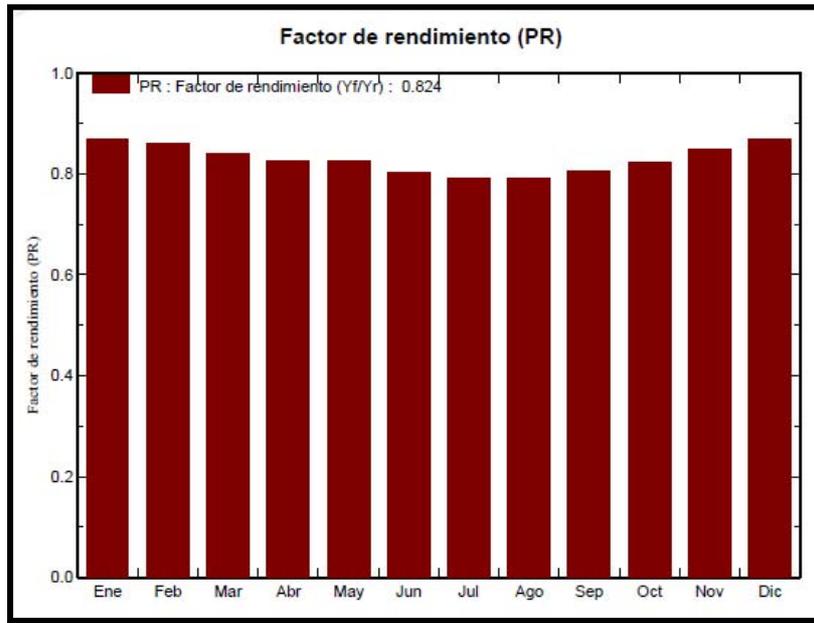


Ilustración 32: PR mensual en Castellón

Ademas se obtiene el diagrama de pérdidas de la instalación:

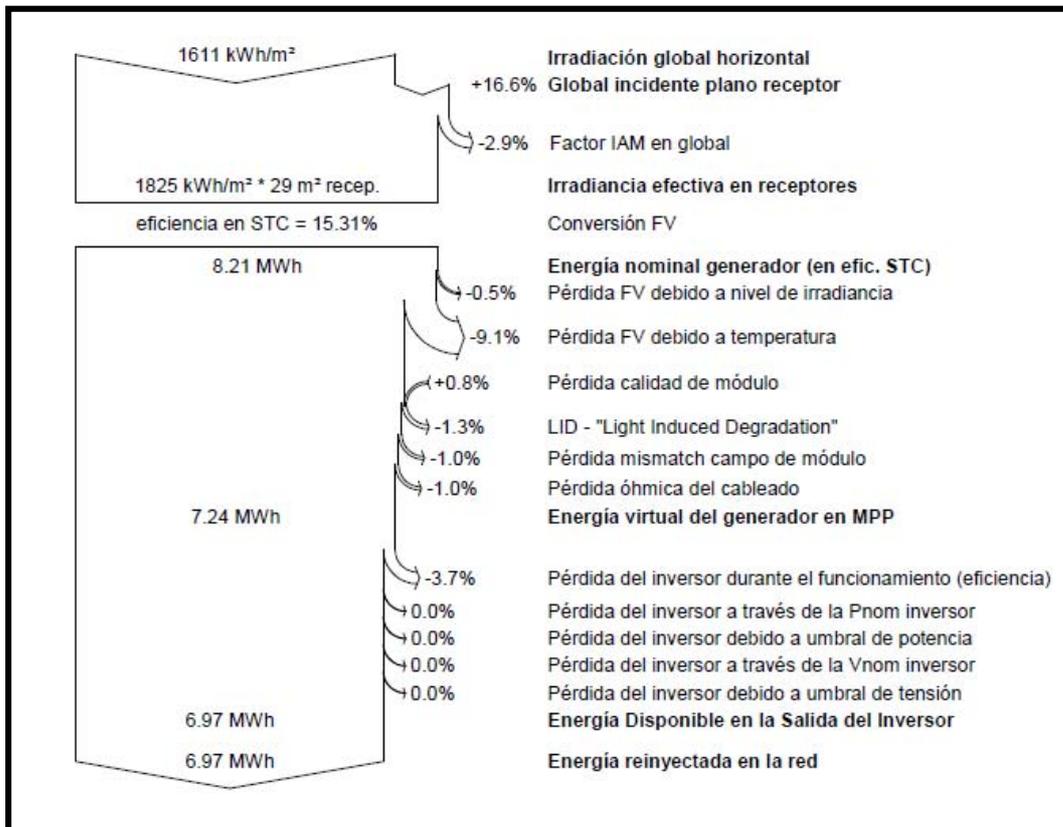


Ilustración 33: Diagrama de pérdidas

El informe detallado lo encontramos en el Anexo G.

Teniendo en cuenta que ahora la energía producida ha cambiado, y el número de días en verano y en invierno en España cambia (151 días en invierno, 215 días en verano) tendremos un consumo anual menor, aunque el consumo diario será el mismo, atendiendo a esto se obtienen los siguientes valores:

	Autoconsumo diario kWh	Autoconsumo anual kWh	Consumo anual	% Autoconsumo anual
Invierno (151días)	4.47	674.97	5762.52	35.44%
Verano (215 días)	8.35	1795.25		

Tabla 12: Autoconsumo anual

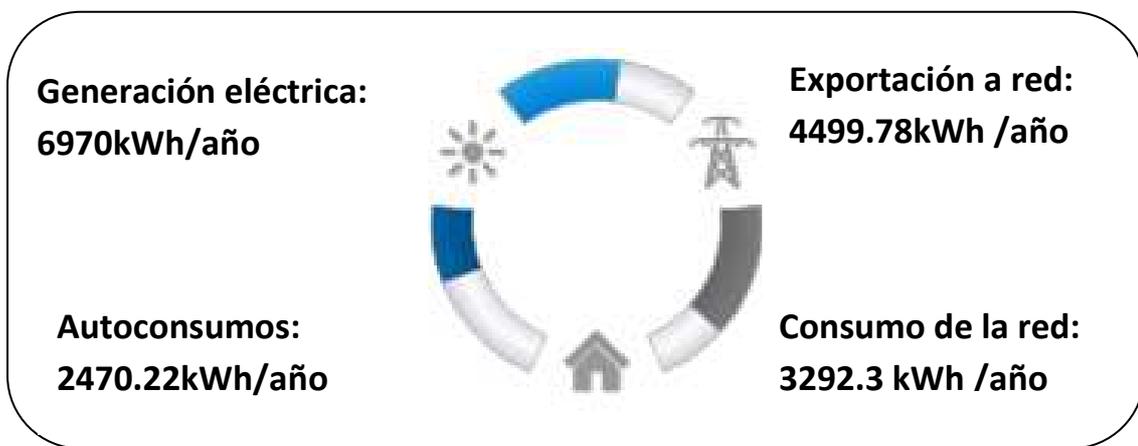


Ilustración 34: Distribución energética en Castellón

7.4 ESTUDIO ECONOMICO

En el estudio económico, se va a analizar la rentabilidad de la instalación fotovoltaica, considerando los gastos totales de la instalación y puesta en marcha, teniendo en cuenta la normativa vigente en España en la que se han eliminado todas las primas en instalaciones renovables. Se evaluara a lo largo de la vida útil del sistema, 25 años, como la factura eléctrica se ve afectada positiva o negativamente, autoconsumiendo la energía generada por la instalación fotovoltaica.

7.4.1 Presupuesto

Conociendo todos los elementos necesarios para realizar la instalación, se realiza el presupuesto con el coste total que le supondrá al propietario.

	DESCRIPCION	CANTIDAD	PVP UNITARIO	TOTAL
Generador fotovoltaico				
PV Modulo YL 235-29b		18	173.26	3118.68€
Inversor				
SMA SB 4000 TL-20	SUNNY BOY	1	1605.45	1605.45€
Estructura soporte				
Gancho	Schletter Roof Hook Eco G	36	5,98	215.28€
Rail	Schletter Module Bearing Profile Solo-6m	20	32.23	644.6€
Placa conectora	Schletter Rail Connector, E Solo, Sololight	20	2.79	55.8€
Grapa final	Schletter End Calmp Rapid 2+46mm	24	1,65	39.6€
Grapa intermedia	Schletter Middle Clamp 31mm-51mm	36	0,90	32.4€
Cableado y elementos de conexión				
Cable Multinucleo Flex 4mm ²	Cableado corriente continua (Módulos - Inversor) 40/+120 ^o +UV 0,6/1Kv – Negro (Technosun)(€/m)	30	3.13	93.9€
Cable Multinucleo Flex 16mm ²	Flex Cable 3184Y Per Meter 2.5mm 4 core (€/m)	50	2.08	104€
Contador				
Contador energético	Iskra MIS 3 Phase Total Generation Meter, 120A	1	146.40	146.40€
Protecciones				
Unidad de consumo (MCB)	Rayleigh Double Pole Rotary Isolator Switch	1	147.65	147.65€
Aislador DC	IMO DC 25A Isolator 4 Pole	1	74.77	74.77€
Aislador AC	Europa Components AC Isolator 16A 4 Pole	1	16.44	16.77€
Otros conceptos				
Gastos administrativos				375.38€
Montaje e instalación	2 personas, 2 días (20€/h)			800€
TOTAL				7470.68 €

7.4.2 Índices de rentabilidad

A continuación calcularemos los flujos de caja que corresponden al periodo de cálculo de la inversión (25 años), también calculares los índices de rentabilidad (VAN y TIR)

1. Año: Enumeración de cada uno de los 25 años de vida útil de la instalación.
2. Tarifa media (€/kWh): Tarifa de la energía eléctrica correspondiente a la convocatoria en la que se realiza el proyecto. En nuestro caso, la tarifa de 0.13 €/kWh corresponde al último trimestre de 2014. Esta tarifa se irá incrementando en los años sucesivos con el valor del índice de Precios al Consumo (IPC = 2.2%).
3. Tarifa de exportación: Precio del pool eléctrico en la franja solar de horarios durante el último trimestre de 2014, 0.059€/kWh
4. Producción (kWh): la producción de energía eléctrica estimada anual según los valores obtenidos en el PvSyst. El valor de la energía eléctrica anual se ira decrementando año a año linealmente hasta los 25 años. En el año 25 estimamos un rendimiento de los paneles fotovoltaicos del 80.7%, tal como nos garantiza el fabricante.

+ Ingresos Exportación
+ Ahorro (energía no consumida)
- Electricidad consumida
= Beneficio
- Desembolso
= <i>Cash Flow de la casa</i>

Tabla 13: Cálculo del Cash Flow de la casa

Por último, para el cálculo de los flujos de caja, se realizará el mismo procedimiento que el utilizado en el apartado “6.2 Índices de rentabilidad” y todos los cálculos se encuentran en el Anexo J “Cálculos”.

A continuación, en la Tabla 14 se observa el Cash Flow de la casa:

	Cash Flow (€)	Cash Flow acumulado(€)	CES(€)
Año 0	-6884.07	-7470.68	0,00
Año 1	586,61	-6884,07	749,13
Año 2	594,70	-6289,37	765,61
Año 3	602,85	-5686,52	782,45
Año 4	611,08	-5075,44	799,67
Año 5	619,38	-4456,06	817,26
Año 6	627,74	-3828,32	835,24
Año 7	636,18	-3192,14	853,61
Año 8	644,68	-2547,47	872,39
Año 9	653,25	-1894,22	891,59
Año 10	661,88	-1232,34	911,20
Año 11	670,58	-561,76	931,25
Año 12	679,34	117,58	951,73
Año 13	688,16	805,74	972,67
Año 14	697,04	1502,77	994,07
Año 15	705,97	2208,75	1015,94
Año 16	714,97	2923,71	1038,29
Año 17	724,01	3647,73	1061,13
Año 18	733,11	4380,84	1084,48
Año 19	742,26	5123,10	1108,34
Año 20	751,46	5874,56	1132,72
Año 21	760,70	6635,26	1157,64
Año 22	769,99	7405,25	1183,11
Año 23	779,31	8184,56	1209,14
Año 24	788,67	8973,23	1235,74
Año 25	798.07	9771.30	1262,92
TOTAL	9771,30		24617,32

Tabla 14: Cash Flow anuales y acumulados

Para corroborar que la instalación es rentable, se calculan los índices mencionados anteriormente. Para poder calcular el valor actual neto se va a utilizar una tasa de descuento igual a la inflación para conocer realmente el dinero que se va a ganar descontando a la inversión a lo largo de la vida útil del sistema. Ya que en este proyecto no es imprescindible sacar un % de beneficio, si no visualizar, de la forma más aproximada posible, la variación económica que se tendrá al utilizar la energía generada por el usuario.

- VAN: 5494.13 €
- TIR: 7%

Se obtiene un VAN positivo, lo que quiere decir que el proyecto es rentable a simple vista, ya que se amortizara la instalación en el año 11 y no se tendrán deudas al finalizar este periodo. El valor de la TIR es de un 7% por lo que se puede afirmar que el proyecto resultara rentable.

Para calcular el ahorro que va a suponer la instalación en sus 25 años de utilización, se van a comparar dos facturas diferentes. Una con el coste eléctrico a lo largo de 25 años, teniendo que utilizar de la red todo el consumo. Y la factura con la nueva instalación, esta se calcula sumando los beneficios de generación y exportación, y restando el coste de instalación y precio de energía no autoconsumida.

FACTURA ELECTRICA CON LA NUEVA INSTALACION EN 25 AÑOS	5407,45€
FACTURA ELECTRICA COMPRANDO TODA LA ENERGIA CONSUMIDA EN 25 AÑOS	24617,32€

Con estos datos se observa que habrá un ahorro muy importa en nuestra factura eléctrica a los 25 años de un 78.03%.

Aunque hay que añadir que con el paso de los años la producción disminuirá, por lo que el consumo irá aumentando y en los últimos años nuestro cash Flow de la casa será negativo de una cantidad de -27.97€. Aun así el proyecto sería totalmente factible y viable con un ahorro importante en nuestra factura de la luz. Además con esta generación se evitara emitir a la atmosfera

En el Anexo "Cálculos" podemos encontrar todos los cálculos relacionados a los índices de rentabilidad.

8 CONCLUSION

A lo largo de este proyecto se ha desarrollado el diseño, y estudio económico de una instalación fotovoltaica conectada a red, para autoconsumo de una vivienda particular. Como consecuencia del mismo, se puede decir que el sistema fotovoltaico a instalar, resulta totalmente ventajoso para el propietario de la instalación.

Dejando a un lado los criterios económicos, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones, como en el balance energético. Toda la energía generada con un sistema fotovoltaico equivale a un ahorro de energía generada con otras fuentes, con mayor grado de poder contaminante, lo que conlleva una reducción de emisiones. La generación eléctrica con fuentes de energías renovables no emite CO₂ durante la fase de operación. No obstante, existen emisiones en el proceso de fabricación, transporte e instalación, siendo un balance global positivo, pero siempre inferior al de la generación eléctrica con fuentes convencionales.

Una de las principales desventajas de sistemas fotovoltaicos, es que la luz solar no es constante a lo largo del día, sino que se tiene a ciertas horas, y cambiando éstas dependiendo en la época del año que nos encontremos. Para una residencia familiar, como es el caso, se ha visto que los mayores consumos se producen cuando no hay luz solar. En consecuencia, no se produce energía eléctrica. Debido a ello, el porcentaje de energía eléctrica que se llega a auto consumir en una vivienda no es muy alto. Si la instalación se pusiera, por ejemplo en un edificio industrial, con mayores consumos durante las horas de sol, se observaría que el porcentaje de autoconsumo aumentaría considerablemente. Por ello, es importante permitir la entrada de electricidad a la red eléctrica nacional por parte de pequeños productores. Al poder verter energía eléctrica a la red y obtener un beneficio por ello, resulta realmente interesante producir energía por medio de sistemas fotovoltaicos, tanto a gran como a pequeña escala.

Cuando se habla del recurso solar, la localización del emplazamiento donde se instala el sistema fotovoltaico, así como sus características de inclinación y orientación, es crucial para un aporte máximo de la radiación solar y con ello, una producción mayor de energía. Teniendo en cuenta la radiación solar a escala mundial, Reino Unido se encuentra en una zona de baja radiación. Con todo ello, a lo largo del presente proyecto, se ha estudiado y analizado que la instalación del sistema fotovoltaico es realmente ventajosa, gracias al empuje por parte del gobierno para fomentar este tipo de generación eléctrica.

Desde el punto de vista del propietario, la principal ventaja es la de carácter económico. Un particular, al generar su propia energía va a ver una reducción más que considerable en la factura eléctrica. También es cierto, que una de las principales desventajas de este tipo de sistemas, es su coste. La inversión inicial que hay que realizar, no para todo el mundo es factible. En el apartado del estudio económico, se ha analizado la repercusión económica desde el año cero de la instalación. En ella,

queda reflejado que aún con el coste inicial, una instalación pequeña de autoconsumo es muy beneficiosa. Esto se debe al sistema de ayudas económicas implantadas por el gobierno, que reduce los años de amortización, no resultando tan inaccesible el precio de la instalación. También hay que tener en cuenta que gracias a estas ayudas, cada vez es más popular la utilización de este tipo de sistemas, creando un amplio mercado competitivo, en el cuál los precios bajan más rápidamente. Otra de las desventajas de estos sistemas es el impacto visual. Los paneles fotovoltaicos tienen que situarse en el exterior modificando, en este caso, la armonía de la fachada de la casa. Teniendo en cuenta las ventajas tampoco resulta un gran impedimento, ya que los módulos fotovoltaicos generan electricidad de forma silenciosa y limpia, tan sólo perturbando un poco el exterior de la casa. Hoy en día, existen numerosos tipos de módulos de distintos tamaños e incluso formas, los cuáles se pueden integrar perfectamente en el edificio, creando una mejor armonía con la estructura del edificio. No olvidar las ventajas medioambientales, sólo con este sistema, se evita emitir 6,2 toneladas de CO₂ a la atmósfera, siendo un aporte necesario para combatir el cambio climático.

Si nos trasladamos a una mayor escala, a nivel nacional por ejemplo, vemos que este tipo de sistemas posee grandes ventajas. La energía eléctrica proveniente tanto de los grandes como de los pequeños productores se vierte a la red eléctrica general, lo que favorece la independencia energética del país. Se puede reducir la generación eléctrica mediante combustibles, que principalmente se exportan de otros países, conllevando una dependencia hacia éstos, nada positiva para la economía nacional. Otro punto importante, es que al ampliarse el mercado de las energías renovables se crea más puestos de trabajo impulsando así la economía interior. También destacar los compromisos nacionales que Reino Unido tiene que cumplir a raíz del protocolo de Kioto, que tiene por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).

En cuanto a España podemos decir que a pesar de estar en una situación geográfica con máxima radiación solar y tener todo a favor para poder realizar instalaciones de este tipo y así ayudar al gobierno a cumplir las Directivas Europeas, debido a los recortes de este y la eliminación de las primas en este sector, la fotovoltaica en España está estancada. Además, la difícil situación económica por la que atraviesa el país, no ayuda a que un propietario invierta en este tipo de tecnologías realizando una inversión inicial grandes.

Hay que mencionar que aquellos pocos que se atrevan y puedan permitirse una instalación de este tipo, todavía no se ha aprobado una ley para el Autoconsumo por lo que la instalación la deberíamos registrar como "Instalación generadora en Régimen Especial" por la que solo obtenemos un beneficio de la exportación de energía. Las compañías distribuidoras han puesto problemas a la hora del enganche a la red, debido a un problema de nomenclatura en la petición de la conexión del enganche ya que el RD aprobado nunca habla de autoconsumo. La compañías distribuidoras lo ponen bastante difícil en vez de buscar un camino fácil.

En la parte económica podemos decir que aun sin primas por parte del gobierno la instalación es rentable y se obtiene un ahorro de la factura eléctrica. Pero si lo comparamos con el caso de Reino Unido se observa una diferencia muy grande ya que en el Reino Unido a parte de amortizar la instalación, llegarás a superar el valor de tu factura eléctrica, por lo que se obtendrá un beneficio económico.

Viendo todos estos datos, podemos afirmar que actualmente desde el punto de vista económico Reino Unido tiene todos los puntos a favor, ya se obtiene un gran beneficio con la instalación, pero no desanimar al sector Español ya que el proyecto es viable y se obtiene un ahorro importante en la factura eléctrica.

9 BIBLIOGRAFIA

- [1] BRE Digest 489, *Windloadsonroof - basedphotovoltaicsystems*, 2004, pág.5
- [2] Brithishstandars BS 7671- Requirements for electrical installations, 2008.
Tabla 54.3, Pág. 161
- [3] Department of Energy & Climate Change. Solar energy central to renewables
expansión, 2013.
(Web) <https://www.gov.uk/government/news/solar-energy-central-to-renewables-expansion>
- [4] Feed in Tariff, 2010
(Web) <http://www.fitariffs.co.uk>
- [5] Feed In Tarif scheme, How FITs Works, 2010.
(Web) <http://www.energysavingtrust.org.uk/Generating-energy/Getting-money-back/Feed-In-Tariffs-scheme-FITs>
- [6] Microgeneration Certificate Scheme, MCS.
(Web) <http://www.microgenerationcertification.org>
- [7] Microgeneration Certificate Scheme, MCS. New PV guide, 2013
(Web) <http://www.microgenerationcertification.org/mcs-standards/installer-standards>
- [8] OFGEM, Energyne two rksassociation, G59 2011.
(Web) <http://www.energynetworks.org/modx/assets/files/electricity/engineering/distributed%20generation/DGCG%20G59%20Nov2011.pdf>
- [9] OFGEM, Renewable obligations, 2002.
(Web) <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/renewables-obligation-ro>
- [10] OFGEM, Recommendations for the Connection of Type Tested Small-scale
Embedded Generators (Up to 16A per Phase) in Parallel with Low – Voltage
Distribution Systems, 2012.
(Web) <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/52354/er-g83-2-v5-master-09-07-12-inc-ofgem-comments-clean-version.pdf>
- [11] Table A: Listing of all Generation Tariff levels for the current period.
(Web) <http://www.fitariffs.co.uk/eligible/levels>
- [12] Union Española Fotovoltaica.
(Web) <http://unef.es/legislacion-fotovoltaica>

ANEXO A – ORIENTACION E INCLINACION

Tabla 1 – Producción específica según orientación e inclinación

Zone 2		Orientation (variation East or West from South)									
		0	5	10	15	20	25	30	35	40	45
Inclination (variation from horizontal)	0	938	938	938	938	938	938	938	938	938	938
	1	947	947	947	946	946	946	945	945	944	944
	2	956	956	956	955	955	954	953	952	951	950
	3	965	965	964	964	963	962	961	960	958	957
	4	974	973	973	972	971	970	969	967	965	963
	5	982	982	981	981	979	978	976	974	971	969
	6	990	990	990	989	987	985	983	980	978	974
	7	999	998	998	996	995	993	990	987	984	980
	8	1006	1006	1005	1004	1002	1000	997	993	989	985
	9	1014	1014	1013	1011	1009	1007	1003	1000	995	990
	10	1022	1021	1020	1019	1016	1013	1010	1006	1001	996
	11	1029	1029	1027	1026	1023	1020	1016	1011	1006	1000
	12	1036	1035	1034	1032	1030	1026	1022	1017	1011	1005
	13	1043	1042	1041	1039	1036	1032	1028	1022	1016	1010
	14	1049	1049	1047	1045	1042	1038	1033	1028	1021	1014
	15	1056	1055	1054	1051	1048	1044	1039	1033	1026	1018
	16	1062	1061	1060	1057	1054	1049	1044	1037	1030	1022
	17	1068	1067	1065	1063	1059	1054	1049	1042	1035	1026
	18	1073	1073	1071	1068	1064	1059	1053	1046	1038	1030
	19	1078	1078	1076	1073	1069	1064	1058	1051	1042	1033
	20	1084	1083	1081	1078	1074	1069	1062	1055	1046	1036
	21	1088	1088	1086	1083	1079	1073	1066	1058	1049	1039
	22	1093	1092	1090	1087	1083	1077	1070	1062	1053	1042
	23	1097	1097	1095	1091	1087	1081	1074	1065	1056	1045
	24	1102	1101	1099	1095	1091	1084	1077	1068	1058	1047
	25	1105	1105	1103	1099	1094	1088	1080	1071	1061	1050
	26	1109	1108	1106	1103	1097	1091	1083	1074	1063	1052
	27	1112	1112	1109	1106	1101	1094	1086	1076	1066	1053
	28	1115	1115	1112	1109	1103	1096	1088	1078	1067	1055
	29	1118	1118	1115	1111	1106	1099	1090	1081	1069	1057
	30	1121	1120	1118	1114	1108	1101	1092	1082	1071	1058
	31	1123	1122	1120	1116	1110	1103	1094	1084	1072	1059
	32	1125	1124	1122	1118	1112	1105	1096	1085	1073	1060
	33	1127	1126	1124	1119	1114	1106	1097	1086	1074	1060
	34	1128	1128	1125	1121	1115	1107	1098	1087	1074	1060
	35	1130	1129	1126	1122	1116	1108	1098	1087	1075	1060
	36	1131	1130	1127	1123	1117	1109	1099	1088	1075	1061
	37	1131	1130	1128	1123	1117	1109	1099	1088	1075	1060
	38	1132	1131	1128	1124	1117	1109	1099	1088	1074	1059
	39	1132	1131	1128	1124	1117	1109	1099	1087	1074	1059
	40	1132	1131	1128	1123	1117	1109	1099	1087	1073	1058
	41	1131	1130	1128	1123	1116	1108	1098	1086	1072	1057
	42	1131	1130	1127	1122	1116	1107	1097	1085	1070	1055
	43	1130	1129	1126	1121	1114	1106	1095	1083	1069	1053
	44	1128	1127	1125	1120	1113	1104	1094	1081	1067	1051
	45	1127	1126	1123	1118	1111	1103	1092	1080	1065	1049

Tabla 2 – Repartición de zonas según código postal

Postcode	Zone	Postcode	Zone	Postcode	Zone	Postcode	Zone
AB	16	G	14	N	1	SK	7E
AL	1	GL	5E	NE	9E	SK13	6
B	6	GU	1	NG	11	SK17	6
BA	5E	GU11-12	3	NN	6	SK22-23	6
BB	7E	GU14	3	NP	5W	SL	1
BD	11	GU28-29	2	NPS	13	SM	1
BD23-24	10	GU30-35	3	NR	12	SN	5E
BH	3	GU46	3	NW	1	SN7	1
BL	7E	GU51-52	3	OL	7E	SO	3
BN	2	HA	1	OX	1	SP	5E
BR	2	HD	11	PA	14	SP6-11	3
BS	5E	HG	10	PE	12	SR	9E
BT	21	HP	1	PE9-12	11	SR7-8	10
CA	8E	HR	6	PE20-25	11	SS	12
CB	12	HS	18	PH	15	ST	6
CF	5W	HU	11	PH19-25	17	SW	1
CH	7E	HX	11	PH26	16	SY	6
CH5-8	7W	IG	12	PH30-44	17	SY14	7E
CM	12	IP	12	PH49	14	SY15-25	13
CM21-23	1	IV	17	PH50	14	TA	5E
CO	12	IV30-32	16	PL	4	TD	9S
CR	1	IV36	16	PO	3	TD12	9E
CT	2	KA	14	PO18-22	2	TD15	9E
CV	6	KT	1	PR	7E	TF	6
CW	7E	KW	17	RG	1	TN	2
DA	2	KW15-17	19	RG21-29	3	TQ	4
DD	15	KY	15	RH	1	TR	4
DE	6	L	7E	RH10-20	2	TS	10
DG	8S	LA	7E	RH77	2	TW	1
DH	10	LA7-23	8E	RM	12	UB	1
DH4-5	9E	LD	13	S	11	W	1
DL	10	LE	6	S18	6	WA	7E
DN	11	LL	7W	S32-33	6	WC	1
DT	3	LL23-27	13	S40-45	6	WD	1
DY	6	LL30-78	13	S49	6	WF	11
E	1	LN	11	SA	5W	WN	7E
EC	1	LS	11	SA14-20	13	WR	6
EH	15	LS24	10	SA31-48	13	WS	6
EH43-46	9S	LU	1	SA61-73	13	WV	6
EN	1	M	7E	SE	1	YO	10
EN9	12	ME	2	SG	1	YO15-16	11
EX	4	MK	1			YO25	11
FK	14	ML	14			ZE	20
FY	7E						

ANEXO B – CARGAS DEL VIENTO

Ilustración 1 – Cargas del viento por zonas

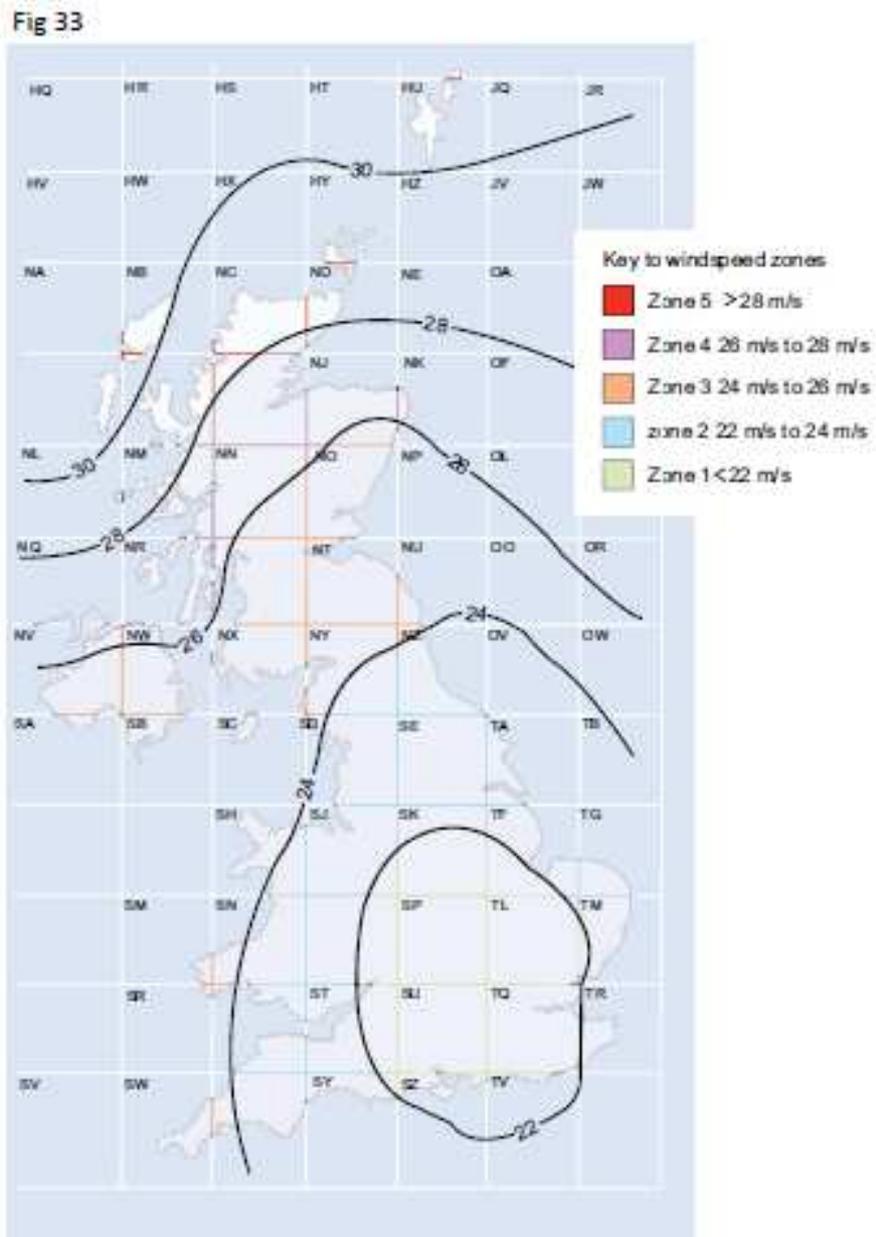


Tabla 1 – Presión de la velocidad pico del viento

Peak velocity pressures (q_p) in pascals							
Wind zone	Ridge height (m)	Country terrain Distance to sea			Urban terrain Distance to sea		
		<2km	2-20km	>20km	<2km	2-20km	>20km
1	5	869	783	718	688	620	569
1	10	1009	955	872	883	836	763
1	15	1094	1062	977	1012	982	904
1	20	1122	1108	1017	1066	1052	966
1	25	1166	1166	1072	1137	1137	1045
2	5	1034	931	854	819	738	677
2	10	1201	1136	1038	1050	994	908
2	15	1302	1264	1163	1204	1169	1075
2	20	1335	1318	1210	1268	1253	1149
2	25	1388	1388	1276	1353	1353	1244
3	5	1213	1093	1003	961	866	794
3	10	1409	1334	1218	1233	1167	1066
3	15	1527	1483	1364	1413	1372	1282
3	20	1567	1547	1420	1489	1470	1349
3	25	1629	1629	1498	1588	1588	1460
4	5	1407	1268	1163	1115	1004	921
4	10	1634	1547	1413	1430	1353	1236
4	15	1772	1720	1582	1639	1591	1464
4	20	1817	1795	1647	1726	1705	1565
4	25	1889	1889	1737	1842	1842	1694
5	5	1703	1534	1407	1349	1215	1115
5	10	1977	1872	1710	1730	1638	1496
5	15	2144	2081	1915	1983	1925	1771
5	20	2199	2171	1993	2089	2063	1893
5	25	2286	2286	2102	2229	2229	2049

ANEXO C

MODULO SOLAR YL 250p-29b

YGE 60 Cell 40mm SERIES

Powered by **YINGLI**

YL260P-29b
YL255P-29b
YL250P-29b
YL245P-29b
YL240P-29b
YL235P-29b
YL230P-29b



YINGLI GREEN ENERGY

Yingli Green Energy (NYSE: YGE) es uno de los mayores fabricantes fotovoltaicos verticalmente integrado, comercializa sus productos bajo la marca "Yingli Solar". Con más de 4,5GW de módulos instalados a nivel mundial, somos una empresa líder en energía solar basándonos en la fiabilidad de un producto probado y un rendimiento sostenible. Yingli es la primera empresa de energías renovables y la primera compañía China que patrocina la Copa del Mundo de la FIFA.

RENDIMIENTO

- Células solares multicristalinas de alta eficiencia y un vidrio texturizado de alta transmitancia que permiten alcanzar una eficiencia del módulo de hasta el 16,2% lo que minimiza los costes de instalación y maximiza la producción energética del sistema por unidad de superficie.
- Tolerancia positiva ajustada de 0W a +5W asegurando una potencia en los módulos igual o superior a la nominal, contribuyendo a su vez a minimizar las pérdidas por dispersión de parámetros y a mejorar el rendimiento del sistema.
- Alta clasificación en el ensayo de rendimiento energético realizado por TÜV "TÜV Rheinland Energy Yield Test" y en el "Photon Test", demostrando un alto rendimiento y una producción anual elevada.

FIABILIDAD

- Ensayos de laboratorios independientes demuestran que los módulos Yingli Solar:
 - ✓ Cumplen completamente con los certificados y normativas vigentes.
 - ✓ Soportan cargas de viento de hasta 2,4kPa y cargas de nieve de hasta 5,4kPa, confirmando así su estabilidad mecánica.
 - ✓ Resisten satisfactoriamente la exposición a niebla salina en su punto más severo y en ambientes de alto contenido en amoníaco, asegurando así el rendimiento en condiciones adversas.
- Empresa certificada por TÜV Rheinland para la ISO 9001: 2008, la ISO14001: 2004 y la BS OHSAS 18001: 2007.

GARANTÍAS

- Garantía de producto limitada de 10 años¹.
- Garantía de potencia limitada¹: 10 años al 91,2% de la potencia de salida mínima y 25 años al 80,7% de la potencia de salida mínima.

¹ En cumplimiento de nuestros términos y condiciones de garantía.

CUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000, PV Cycle



YGE 60 Cell 40mm SERIES

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos para STC

Tipo de Módulo	YLxxxP-29b (xxx=P _{max})								
Potencia de salida	P _{max}	W	260	255	250	245	240	235	230
Tolerancia	ΔP _{max}	W	0 / 5						
Eficiencia del módulo	η _m	%	15,9	15,6	15,3	15,0	14,7	14,4	14,1
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	30,9	30,6	30,4	30,2	29,5	29,5	29,5
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	8,41	8,32	8,24	8,11	8,14	7,97	7,80
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	38,9	38,7	38,4	37,8	37,5	37,0	37,0
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	8,98	8,88	8,79	8,63	8,65	8,54	8,40

STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Tmódulo, AM1,5 distribución espectral según EN 60904-3
Reducción media de la eficiencia relativa de 5% a 200 W/m² según EN 60904-1

Parámetros Eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC)

Potencia de salida	P _{max}	W	188,3	184,7	181,1	177,9	174,3	170,7	167,0
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	28,1	27,9	27,6	27,2	26,6	26,6	26,6
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	6,70	6,63	6,56	6,54	6,56	6,42	6,29
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	35,9	35,7	35,4	34,5	34,2	33,8	33,8
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7,27	7,19	7,12	6,99	7,01	6,92	6,81

TONC: Temperatura en circuito abierto del módulo a 800W/m² de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura de Operación Nominal de la Célula	TONC	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P _{max}	γ	%/°C	-0,45
Coefficiente de temperatura para V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0,33
Coefficiente de temperatura para I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0,06
Coefficiente de temperatura para V _{mpp}	β _{Vmpp}	%/°C	-0,45

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Máxima tensión del sistema	1000V _{DC}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperaturas de funcionamiento	-40°C hasta 85°C
Máxima carga estática frontal (nieve y viento)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (viento)	2400Pa
Max. impacto por granizo (diámetro / velocidad)	25mm / 23m/s

MATERIALES

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / Número de Busbars)	60 / silicio multicristalino / 156 x156 mm / 2 ó 3
Encapsulante (material)	Etilvinilacetato (EVA)
Marco (material / color / color del anodizado / sellado del marco)	Aluminio anodizado / plata / claro / silicona o cinta adhesiva
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección)	1100mm / 4mm ²
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP67 o YT08-1 / IP67 o Amphenol H4 / IP68

- Debido a la continua innovación, investigación y mejora de producto, la información y las especificaciones citadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- Los datos no están referidos a un solo módulo y no son parte de la oferta, sirven sólo para su comparación entre diferentes tipos de módulos.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

service@yinglisolar.com

Tel: 0086-312-8929802

YINGLISOLAR.COM

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE60Cell-29b_40mm_SP_SP_201211_v02.20

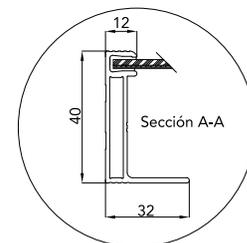
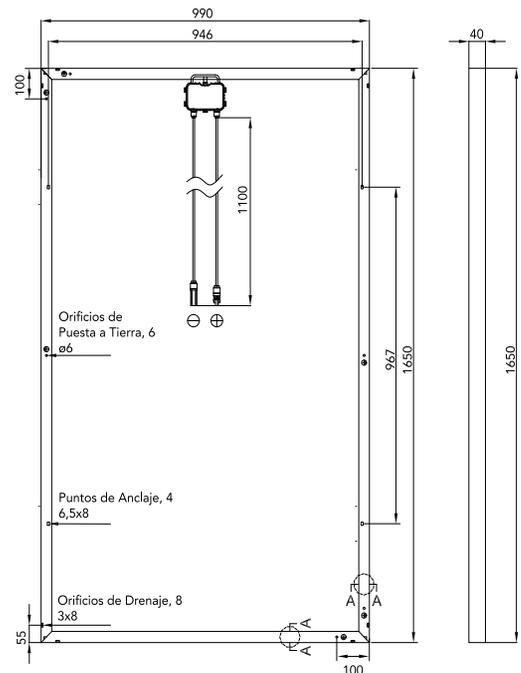
CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (longitud / anchura / profundidad)	1650mm / 990mm / 40mm
Peso	19,1kg

ESPECIFICACIONES DEL EMBALAJE

Número de módulos por palé	26
Número de palés por contenedor (40')	28
Dimensiones del Embalaje (longitud / anchura / profundidad)	1700mm / 1150mm / 1190mm
Peso del palé	534kg

Unidades: mm



Advertencia: Leer el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar y operar módulos Yingli.

Nuestros Colaboradores:



ANEXO D

INVERSOR SMA STP 5000TL-20

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL



STP 5000TL-20 / STP 6000TL-20 / STP 7000TL-20 / STP 8000TL-20 / STP 9000TL-20



Rentable

- Rendimiento máximo del 98%
- Gestión de las sombras mediante OptiTrac Global Peak
- Gestión activa de la temperatura gracias a OptiCool

Flexibilidad

- Tensión de entrada de CC hasta 1.000 V
- Funciones integradas de gestión de red
- Inyección de potencia reactiva
- Diseño de instalaciones adaptada a cada módulo con Optiflex

Comunicativo

- SMA Webconnect
Comunicación con Sunny Portal
- Comunicación *Bluetooth*
- Fácil configuración por países
- Relé multifunción de serie

Sencillo

- Inyección trifásica
- Conexión del cableado sin necesidad de herramientas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Interruptor-seccionador de potencia de CC integrado ESS
- Sencillo montaje mural

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

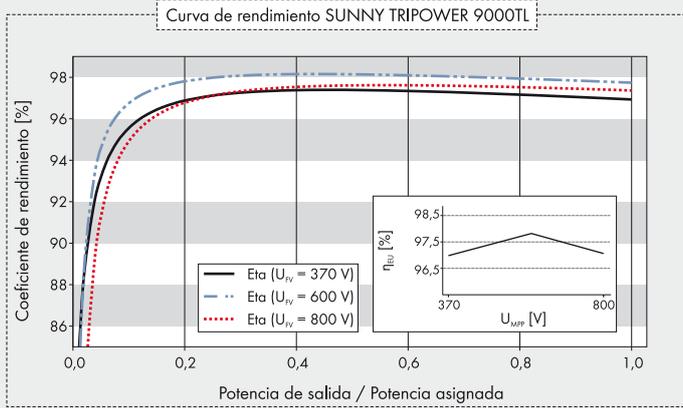
El trifásico para el hogar

Tecnología punta y el mejor rendimiento en casa: el Sunny Tripower de las clases de potencia de 5 a 9 kW establece también nuevos estándares en instalaciones fotovoltaicas privadas. Muy flexible gracias a Optiflex y su multistring asimétrico, proporciona, con su rendimiento máximo y OptiTrac Global Peak, las mayores ganancias. Además de la comunicación a través de la antena *Bluetooth* exterior, cuenta con una conexión directa de serie con el Sunny Portal a través de SMA Webconnect: por primera vez sin necesidad de registrador de datos. La antena *Bluetooth* es también la conexión directa a Sunny Portal mediante SMA Webconnect de serie, por primera vez sin registrador de datos. Además, el "pequeño" Sunny Tripower cuenta con funciones integradas para la gestión de la red, permite una inyección de potencia reactiva y es adecuado para operar con un diferencial de 30 mA.

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
Entrada (CC)		
Potencia máx. de CC (cos $\phi=1$)	5100 W	6125 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	245 V - 800 V / 580 V	295 V - 800 V / 580 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corriente máx. de entrada (entrada A / B)	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A / B)	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Número de entradas independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Salida (CA)		
Potencia asignada (230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Potencia aparente de CA máx.	5000 VA	6000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Rango de tensión nominal de CA	160 V - 280 V	160 V - 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignadas de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente de salida máx.	7,3 A	8,7 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	3 / 3	3 / 3
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	98% / 97,1%	98% / 97,4%
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC) / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)
Peso	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Emisiones de ruido (típicas)	40 dB(A)	40 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	1 W	1 W
Topología / sistema de refrigeración	Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	100%
Características		
Conexión de CC / CA	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485 / Bluetooth / Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Relé multifunción / Power Control Module	● / ○	● / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438*, G83/1-1, IEC 61727, NRS 097-2-1, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Modelo comercial	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20



Accesorios



Interfaz RS485
485BRD-10



Power Control Module
PWCBRD-10

* No válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438

● De serie ○ Opcional – No disponible
 Datos provisionales: estado de abril 2013
 Datos en condiciones nominales

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL	
7175 W	8200 W	9225 W	
1000 V	1000 V	1000 V	
290 V - 800 V / 580 V	330 V - 800 V / 580 V	370 V - 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	
7000 W	8000 W	9000 W	
7000 VA	8000 VA	9000 VA	
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	
160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V	
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
10,2 A	11,6 A	13,1 A	
1	1	1	
0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	
3 / 3	3 / 3	3 / 3	
98% / 97,5%	98% / 97,6%	98% / 97,6%	
● ● / ● ● / ● / -	● ● / ● ● / ● / -	● ● / ● ● / ● / -	
● I / III	● I / III	● I / III	
470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	
37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)	
-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	1 W	
Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool	
IP65	IP65	IP65	
4K4H	4K4H	4K4H	
100%	100%	100%	
SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	
Gráfico	Gráfico	Gráfico	
○ / ● / ●	○ / ● / ●	○ / ● / ●	
● / ○	● / ○	● / ○	
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438*, G83/1-1, IEC 61727, NRS 097-2-1, PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1			
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20	

www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de instalaciones fotovoltaicas



ANEXO E

INFORME SUNNY DESING

Instalación en Reino Unido

SMA Solar UK Ltd.
MK14 6NP
Linford Wood
Milton Keynes

Tel: +44 (0)1908 304850
Fax: +44 (0)1908 304851
E-mail: info@SMA-UK.com
Internet: www.SMA-UK.com

Project name: Proyecto nuevo
Project number: ---

Location: United Kingdom / London

Grid voltage: 3~240 V

System overview

24 x Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. YL 250 P-29b (12/2012) (Generator FV 1)

Azimuth angle: 0°, Inclination: 30°, Mounting type: Roof, PV peak power: 6.00 kWp



1 x STP 5000TL-20

Technical data

Total number of PV modules:	24	Annual energy yield (approx.):*	5,476.40 kWh
PV peak power:	6.00 kWp	Energy usability factor:	99.9 %
Number of inverters:	1	Performance ratio (approx.):*	84.1 %
Nominal AC power:	5.00 kW	Spec. energy yield (approx.):*	913 kWh/kWp
AC active power:	5.00 kW	Line losses (in % of PV energy):	---
Active power ratio:	83.3 %	Unbalanced load:	0.00 VA

Version: 3.10.0.R

Signature

*Important: The yield values displayed are estimates. They are determined mathematically. SMA Solar Technology AG accepts no responsibility for the real yield value which can deviate from the yield values displayed here. Reasons for deviations are various outside conditions, such as soiling of the PV modules or fluctuations in the efficiency of the PV modules.

Evaluation of design

Project name: Proyecto nuevo

Project number:

Location: United Kingdom / London

Ambient temperature:

Annual extreme low temperature: -4 °C

Average high Temperature: 15 °C

Annual extreme high temperature: 29 °C

Subproyecto 1

1 x STP 5000TL-20

PV peak power:	6.00 kWp
Total number of PV modules:	24
Number of inverters:	1
Max. DC power (cos φ = 1):	5.10 kW
Max. AC active power (cos φ = 1):	5.00 kW
Grid voltage:	240 V
Nominal power ratio:	85 %
Displacement power factor cos φ:	1



STP 5000TL-20

Technical data

Input A: Generador FV 1

12 x Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. YL 250 P-29b (12/2012), Azimuth angle: 0°, Inclination: 30°, Mounting type: Roof

Input B: Generador FV 1

12 x Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. YL 250 P-29b (12/2012), Azimuth angle: 0°, Inclination: 30°, Mounting type: Roof

	Input A:		Input B:	
Number of strings:	1		1	
PV modules per string:	12		12	
Peak power (input):	3.00 kWp		3.00 kWp	
Typical PV voltage:	342 V	✓	342 V	✓
Min. PV voltage:	309 V		309 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 240 V):	150 V		150 V	
Max. PV voltage:	505 V	✓	505 V	✓
Max. DC voltage:	1000 V		1000 V	
Max. current of PV array:	8.2 A	✓	8.2 A	✓
Max. DC current:	11.0 A		10.0 A	

PV/Inverter compatible

Version: 3.10.0.R

ANEXO F

INFORME PvSyst

Instalación en Reino Unido

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : Hastings_UK_Project2

Geographical Site Hastings_UK **Country** United Kingdom

Situation Latitude 50.9°N Longitude 0.6°E
 Time defined as Legal Time Time zone UT+1 Altitude 67 m
 Albedo 0.20

Meteo data : Hastings_UK, Meteonorm SYN File

Simulation variant : Hastings VC1

Simulation date 03/12/13 17h57

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 3°

Horizon Free Horizon

Near Shadings According to strings Electrical effect 33 %

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model **YL250P-29b**
 Manufacturer Yingli Solar

Number of PV modules In series 12 modules In parallel 2 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 24 Unit Nom. Power 250 Wp
 Array global power Nominal (STC) **6.00 kWp** At operating cond. 5.32 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 324 V I mpp 16 A
 Total area Module area **39.2 m²** Cell area 35.0 m²

Inverter Model **STP 5000TL-20**
 Manufacturer SMA Solar Technology AG

Characteristics Operating Voltage 245-800 V Unit Nom. Power 5.00 kW AC

PV Array loss factors

Thermal Loss factor U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 => Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², T_{amb}=20°C, Wind=1 m/s.) NOCT 56 °C

Wiring Ohmic Loss Global array res. 673 mOhm Loss Fraction 3.0 % at STC

Array Soiling Losses Loss Fraction 3.0 %
 Module Quality Loss Loss Fraction -1.0 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP

Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Parameter 0.05

System loss factors

Wiring Ohmic Loss Wires 11 m 3x2 mm² Loss Fraction 2.0 % at STC

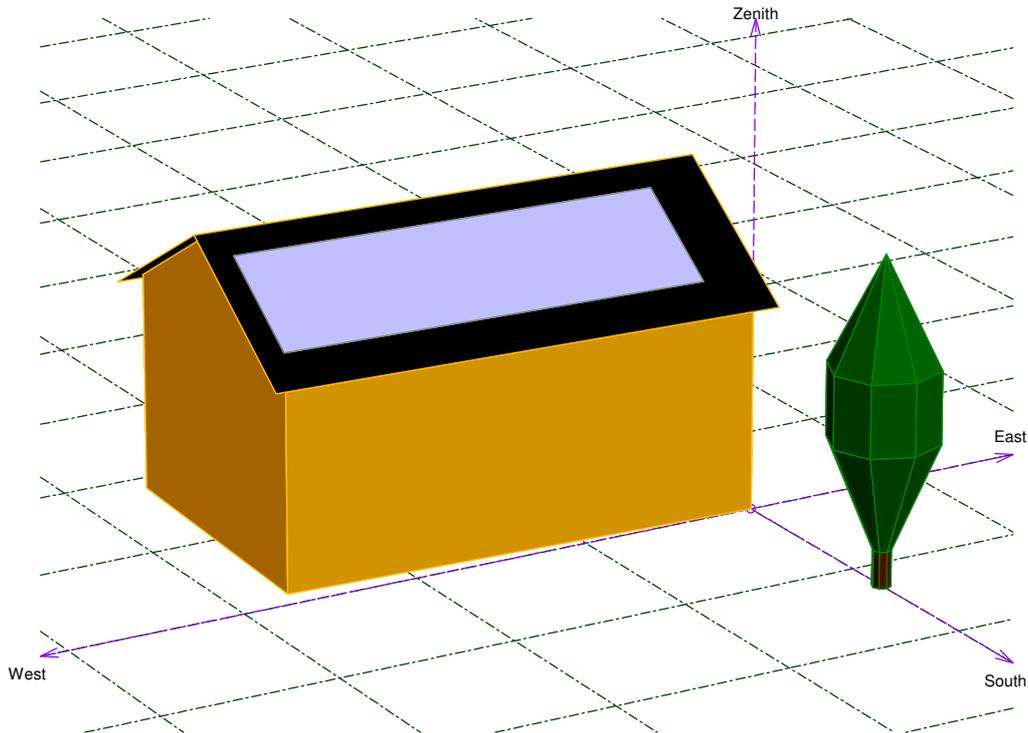
User's needs : Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Hastings_UK_Project2
Simulation variant : Hastings VC1

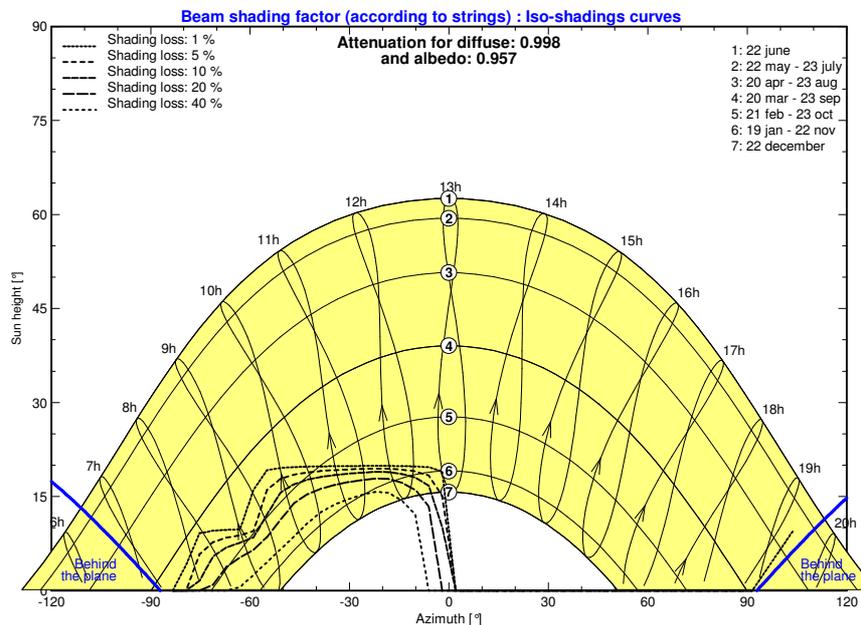
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	According to strings		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 3°
PV modules	Model	YL250P-29b	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	24	Pnom total 6.00 kWp
Inverter	Model	STP 5000TL-20	Pnom 5.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Hastings_UK_Project2: House_PV



Grid-Connected System: Main results

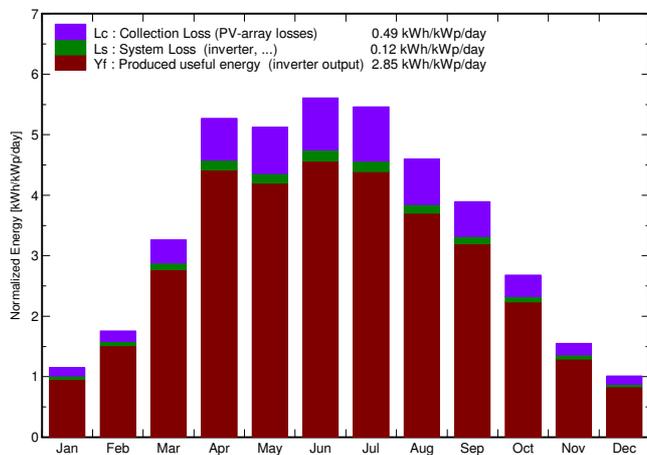
Project : Hastings_UK_Project2

Simulation variant : Hastings VC1

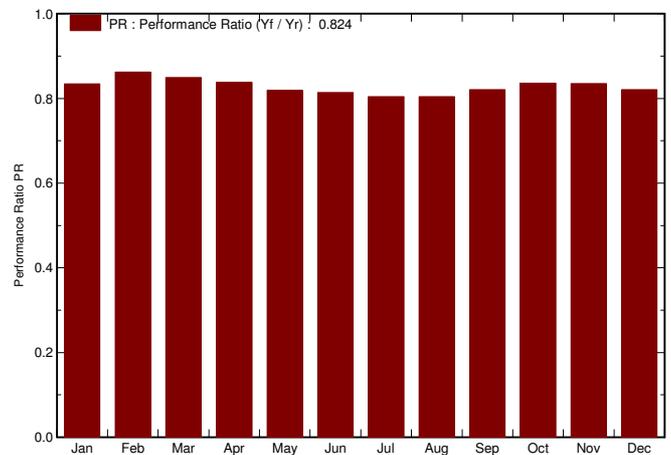
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	According to strings		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 3°
PV modules	Model	YL250P-29b	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	24	Pnom total 6.00 kWp
Inverter	Model	STP 5000TL-20	Pnom 5.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	Produced Energy	6.23 MWh/year	Specific prod.	1039 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	82.4 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 6.00 kWp



Performance Ratio PR



Hastings VC1

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	22.7	5.35	35.6	33.4	0.188	0.178	13.48	12.77
February	35.9	5.38	49.2	47.4	0.267	0.255	13.83	13.20
March	79.9	6.79	101.1	97.8	0.536	0.515	13.53	13.00
April	136.9	9.16	158.1	153.1	0.824	0.795	13.30	12.82
May	156.9	12.50	158.8	153.3	0.811	0.781	13.02	12.54
June	173.6	15.00	168.3	162.0	0.855	0.822	12.95	12.45
July	169.5	16.90	169.3	163.5	0.848	0.817	12.78	12.31
August	134.0	17.06	142.7	137.8	0.716	0.689	12.80	12.31
September	95.2	14.71	116.8	112.9	0.598	0.576	13.05	12.57
October	61.2	11.89	83.0	80.2	0.433	0.416	13.30	12.79
November	28.5	8.32	46.5	44.2	0.245	0.233	13.41	12.78
December	19.0	5.43	31.5	29.3	0.164	0.155	13.27	12.56
Year	1113.4	10.74	1260.9	1215.1	6.483	6.231	13.12	12.61

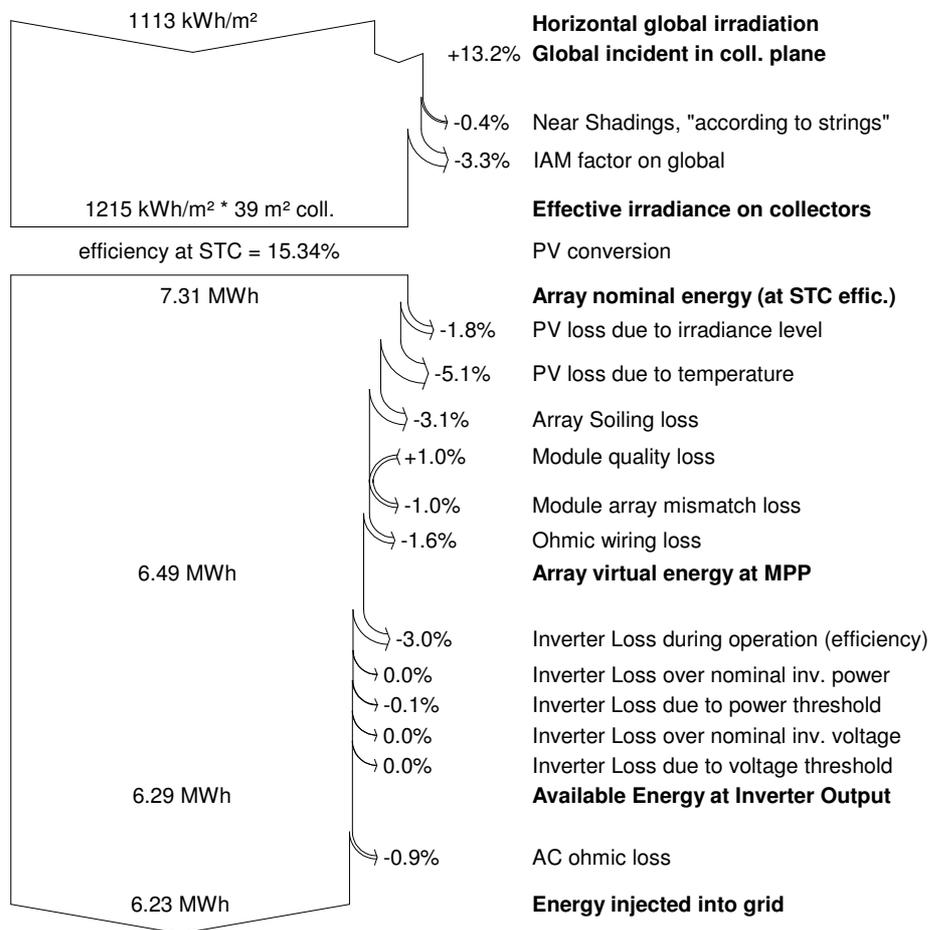
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Hastings_UK_Project2
Simulation variant : Hastings VC1

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	According to strings		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 3°
PV modules	Model	YL250P-29b	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	24	Pnom total 6.00 kWp
Inverter	Model	STP 5000TL-20	Pnom 5.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



ANEXO G

INVERSOR SMA SB 3600HF



Rentable

- Rendimiento máximo del 97 %
- Tecnología multistring en todas las clases de potencia
- Ahorro de costes por el menor número de strings paralelos
- Gestión de sombras mediante OptiTrac Global Peak

Flexible

- Tensión de entrada máxima (CC) de 750 voltios
- Funciones de gestión de red integradas y preparación de potencia reactiva

Sencillo

- Sin ventilador
- Montaje mural simplificado
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Conexión rápida y sin herramientas

Comunicativo

- Fácil configuración por países
- Tecnología Bluetooth® de serie

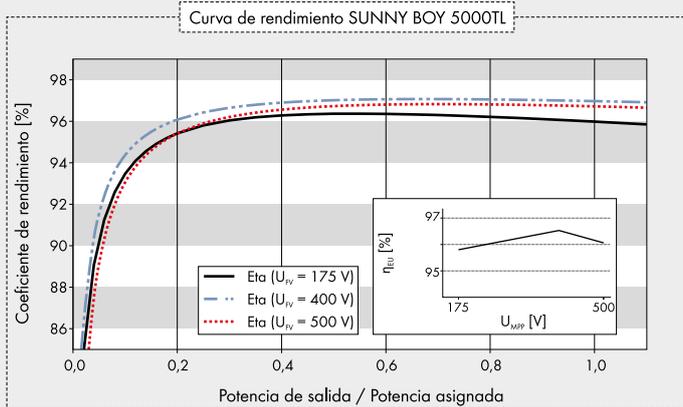
SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL con Reactive Power Control (regulación de la potencia reactiva)

Como el antiguo. Pero nuevo. Sunny Boy de uso universal.

Todo son mejoras: el nuevo Sunny Boy sin transformador es la solución perfecta para generadores fotovoltaicos exigentes e instalaciones ubicadas parcialmente a la sombra. Como sucesor del exitoso Sunny Boy, la versión 20 ofrece toda una serie de ventajas adicionales: su implementación es más flexible; su rendimiento más eficiente y su manejo, más cómodo. Con la elevada tensión de CC de 750 V, se produce un ahorro de costes al emplear menos strings paralelos. Además, gracias a las funciones integradas de gestión de la red, los equipos pueden emplearse de forma universal y contribuyen decisivamente al apoyo de la red.

SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL con Reactive Power Control

Datos técnicos	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 3600TL
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi=1$)	3200 W	3880 W
Tensión de entrada máx.	750 V	750 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	175 V - 500 V / 400 V	175 V - 500 V / 400 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada (entrada A / B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A / B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Salida (CA)		
Potencia asignada (230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W
Potencia aparente de CA máxima	3000 VA	3680 VA
Tensión nominal de CA / rango	220 V, 230 V, 240 V / 180 V-280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V- 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignadas de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	16 A	16 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	1 / 1	1 / 1
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	97 % / 96 %	97 % / 96,3 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 in)	
Peso	26 kg (57,3 lb)	26 kg (57,3 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Emisiones de ruido, típicas	25 dB(A)	25 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	1 W	1 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección	Convección
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	100 %
Características		
Conexión de CC / Conexión de CA	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485 / Bluetooth® / Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Relé multifunción / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ⁴ , NRS 097-2-1, PEA ⁴ , PPC, PPDS, RD1699, RD 661, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Última actualización: Noviembre 2013		
● De serie ○ Opcional - No disponible, Datos en condiciones nominales		
Modelo comercial	SB 3000TL-21	SB 3600TL-21



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Interfaz
Speedwire/Webconnect
SWDM-10



Relé multifunción
MFR01-10



Juego de ventilador
adicional
FANKIT01-10



Power Control Module
PWCMOD-10

¹ No válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438

² 4600 VA para VDE-AR-N 4105 ³ 4825 W para VDE-AR-N 4105

⁴ Solo SB 3600TL-21, SB 5000TL-21

Datos técnicos	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 5000TL
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)	4200 W	5250 W ³
Tensión de entrada máx.	750 V	750 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	175 V - 500 V / 400 V	175 V - 500 V / 400 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada (entrada A / B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A / B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	4000 W	4600 W
Potencia aparente de CA máxima	4000 VA	5000 VA ²
Tensión nominal de CA / rango	220 V, 230 V, 240 V / 180 V-280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V-280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignadas de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	22 A	22 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	1 / 1	1 / 1
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	97 % / 96,4 %	97 % / 96,5 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 in)	
Peso	26 kg (57,3 lb)	26 kg (57,3 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Emisiones de ruido, típicas	25 dB(A)	25 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	1 W	1 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección	Convección
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	100 %
Características		
Conexión de CC / Conexión de CA	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485 / Bluetooth® / Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Relé multifunción / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ⁴ , NRS 097-2-1, PEA ⁴ , PPC, PPDs, RD1699, RD 661, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
● De serie ○ Opcional - No disponible, Datos en condiciones nominales		
Modelo comercial	SB 4000TL-21	SB 5000TL-21

www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de instalaciones fotovoltaicas



www.SMA-Iberica.com

SMA Solar Technology

ANEXO H
INFORME SUNNY DESING
Instalación en España

Electricidad Pérez
C/ Mayor nº 21
n28051 Madrid

Tel.: +34 123 456-0
Fax: +34 123 456-100
Correo electrónico: info@electricidad-perez.es
Internet: www.electricidad-perez.es

Nombre del proyecto: castellon
Número del proyecto: ---

Emplazamiento: Spain / Valencia

Tensión de red: 230V (230V / 400V)

Sinopsis del sistema

18 x Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. YL 250 P-29b (09/2013) (Generador FV 1)

Acimut: 0 °, Inclinación: 30 °, Tipo de montaje: Techo, Potencia pico: 4,50 kWp



1 x SB 3600TL-21



Sunny Home Manager

Monitorización de la instalación



Sunny Home Manager



Sunny Portal

Datos técnicos

Cantidad total de módulos:	18	Rendimiento energético anual (aproximado)*:	6.959,30 kWh
Potencia pico:	4,50 kWp	Factor de aprovecham. de energía:	99,8 %
Número de inversores:	1	Coefficiente de rendimiento (aproximado)*:	84,1 %
Potencia nominal de CA:	3,68 kW	Rendimiento energético especial (aproximado)*:	1547 kWh/kWp
Potencia activa de CA:	3,68 kW	Pérdidas de línea (% de la energía):	---
Relación de la potencia activa:	81,8 %	Carga desequilibrada:	3,68 kVA

Version: 3.20.2.R

Firma

*Importante: los valores de rendimiento que se muestran constituyen solo una estimación y se generan de forma matemática. SMA Solar Technology AG no asume la responsabilidad del valor real del rendimiento, que puede diferir de los valores aquí mostrados debido a circunstancias externas como por ejemplo, módulos sucios o variaciones en su rendimiento.

Evaluación del diseño

Nombre del proyecto: castellon

Número del proyecto:

Emplazamiento: Spain / Valencia

Temperatura ambiente:

Temperatura mínima: -1 °C

Temperatura de diseño: 24 °C

Temperatura máxima: 34 °C

Subproyecto 1

1 x SB 3600TL-21

Potencia pico:	4,50 kWp
Cantidad total de módulos:	18
Número de inversores:	1
Potencia de CC (cos φ = 1) máx.:	3,88 kW
Potencia efectiva máx. de CA (cos φ = 1):	3,68 kW
Tensión de red:	230V (230V / 400V)
Ratio de potencia nominal:	86 % 
Factor de desfase cos φ :	1



SB 3600TL-21

Datos técnicos

Entrada A: Generador FV 1

9 x Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. YL 250 P-29b (09/2013), Acimut: 0 °, Inclinación: 30 °, Tipo de montaje: Techo

Entrada B: Generador FV 1

9 x Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. YL 250 P-29b (09/2013), Acimut: 0 °, Inclinación: 30 °, Tipo de montaje: Techo

	Entrada A:	Entrada B:	
Número de Strings:	1	1	
Módulos fotovoltaicos por string:	9	9	
Potencia pico (de entrada):	2,25 kWp	2,25 kWp	
Tensión FV normal:	 242 V	 242 V	
Tensión mín.:	224 V	224 V	
Tensión de CC mín. (Tensión de red 230 V):	125 V	125 V	
Máx. tensión:	 367 V	 367 V	
Tensión de CC: máx.	750 V	750 V	
Corriente máx. del generador:	 8,4 A	 8,4 A	
Corriente de CC máx.:	15 A	15 A	

Compatible con FV/inversor

Version: 3.20.2.R

Monitorización de la instalación

Nombre del proyecto: castellon

Emplazamiento: Spain / Valencia

Número del proyecto:

Instalación FV

Monitorización de la instalación

Subproyecto 1



1 x SB 3600TL-21

Interno de la instalación



Sunny Home Manager

La central de control para una gestión inteligente de la energía

Externo



Sunny Portal

Portal de internet para monitorizar instalaciones, así como visualizar y presentar datos de la instalación

Indicaciones



Sunny Home Manager

Para gestionar el almacenamiento y limitar la inyección de potencia activa mediante el Sunny Home Manager es necesario conectar un contador de inyección fotovoltaica y un medidor de consumo de corriente de la red, o bien un SMA Energy Meter (consulte la guía de planificación SMA Smart Home).



General

El alcance inalámbrico máximo de Bluetooth® Wireless Technology en campo abierto es de 100 m.

Version: 3.20.2.R

ANEXO F

INFORME PvSyst

Instalación en España

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Proyecto Aislado at Castellón de la Plana

Lugar geográfico Castellón de la Plana País España

Ubicación Latitud 40.0°N Longitud 0.0°W

Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT+1 Altitud 31 m

Albedo 0.20

Datos climatológicos: Castellón de la Plana Síntesis - Meteororm 6.1

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 20/11/14 00h32

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor Inclinación 30° Acimut 3°

Modelos empleados Transposición Perez Difuso Erbs, Meteororm

Perfil obstáculos Sin perfil de obstáculos

Sombras cercanas Sin sombreado

Características generador FV

Módulo FV Si-poly Modelo **YL250P-29b**

Fabricante Yingli Solar

Número de módulos FV En serie 9 módulos En paralelo 2 cadenas

Nº total de módulos FV Nº módulos 18 Pnom unitaria 250 Wp

Potencia global generador Nominal (STC) **4500 Wp** En cond. funciona. 4038 Wp (50°C)

Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 244 V I mpp 17 A

Superficie total Superficie módulos **29.4 m²** Superf. célula 26.3 m²

Inversor Modelo **Sunny Boy SB 3600 TL-21**

Fabricante SMA

Características Tensión Funciona. 175-500 V Pnom unitaria 3.68 kW AC

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s

Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 247 mOhm Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC

LID - "Light Induced Degradation" Fracción de Pérdidas 1.3 %

Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas -0.8 %

Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Aislado at Castellón de la Plana

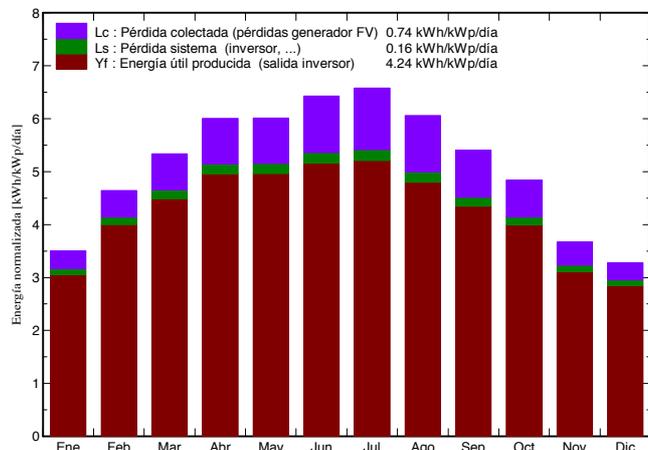
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 3°
Módulos FV	Modelo	YL250P-29b	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	18	Pnom total 4500 Wp
Inversor	Modelo	Sunny Boy SB 3600 TL-21	Pnom 3680 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

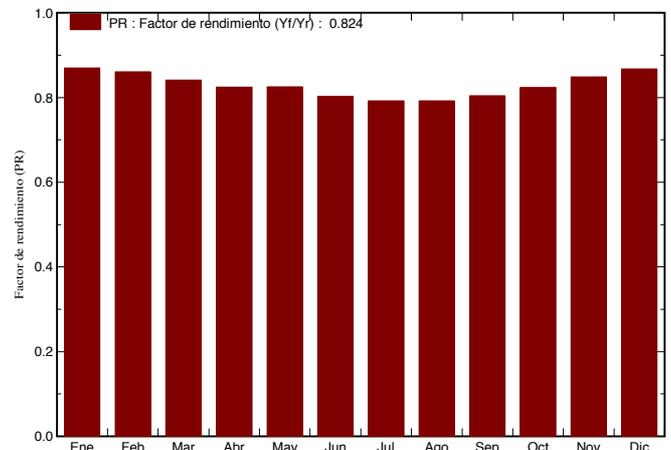
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	6.97 MWh/año	Produc. específico	1549 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.4 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 4500 Wp



Factor de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Enero	66.7	10.49	108.7	105.7	0.442	0.426	13.83	13.31
Febrero	89.0	11.19	130.0	126.5	0.522	0.504	13.66	13.18
Marzo	133.6	13.75	165.4	160.8	0.650	0.626	13.36	12.87
Abril	165.4	16.02	180.2	174.9	0.695	0.669	13.11	12.62
Mayo	188.9	19.25	186.4	180.4	0.719	0.693	13.12	12.64
Junio	202.9	23.98	192.8	186.7	0.723	0.697	12.76	12.29
Julio	209.8	25.86	203.9	197.7	0.755	0.727	12.59	12.12
Agosto	179.2	26.42	187.9	182.2	0.696	0.670	12.60	12.12
Septiembre	136.7	23.14	162.2	157.7	0.610	0.587	12.79	12.31
Octubre	108.8	19.23	150.2	146.3	0.578	0.557	13.09	12.61
Noviembre	71.2	13.79	109.9	107.0	0.436	0.420	13.50	12.99
Diciembre	58.9	10.96	101.6	98.9	0.412	0.397	13.79	13.27
Año	1611.3	17.88	1879.3	1825.0	7.239	6.971	13.10	12.61

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

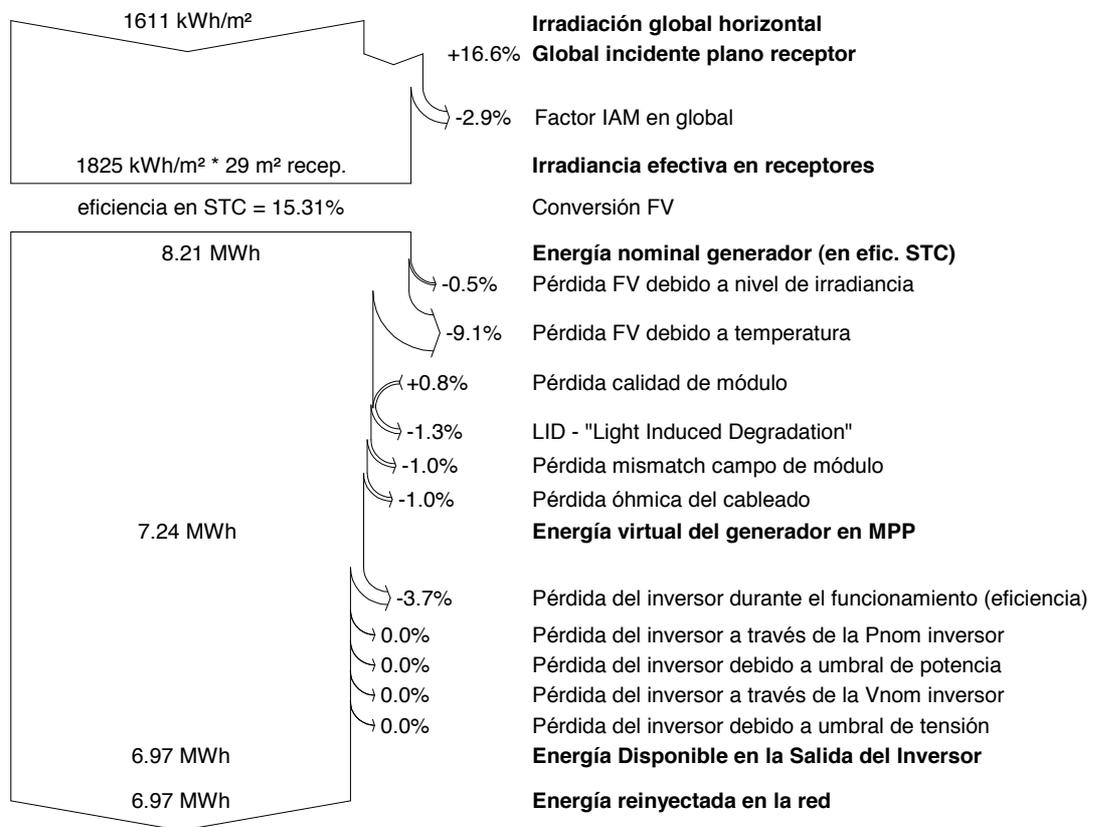
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Aislado at Castellón de la Plana

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 3°
Módulos FV	Modelo	YL250P-29b	Pnom 250 Wp
Generador FV	N° de módulos	18	Pnom total 4500 Wp
Inversor	Modelo	Sunny Boy SB 3600 TL-21	Pnom 3680 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO
CÁLCULOS

AÑO	Ingresos generacion	Ingresos exportacion	Ahorro	(CEC)	Desembolso
				Electricidad consumida	
0	0,00	0,00	0,00	0,00	-6775,27
1	811,77	204,22	272,82	617,07	
2	822,96	207,03	276,58	632,89	
3	834,24	209,87	280,38	649,10	
4	845,63	212,73	284,20	665,73	
5	857,11	215,62	288,06	682,77	
6	868,69	218,53	291,95	700,23	
7	880,36	221,47	295,88	718,14	
8	892,12	224,43	299,83	736,49	
9	903,98	227,41	303,82	755,31	
10	915,93	230,42	307,83	774,59	
11	927,96	233,45	311,88	794,36	
12	940,08	236,50	315,95	814,62	
13	952,29	239,57	320,05	835,39	
14	964,58	242,66	324,18	856,68	
15	976,95	245,77	328,34	878,51	
16	989,39	248,90	332,52	900,87	
17	1001,91	252,05	336,73	923,80	
18	1014,50	255,22	340,96	947,30	
19	1027,16	258,40	345,21	971,39	
20	1039,89	261,60	349,49	996,08	
21	1052,68	264,82	353,79	1021,38	
22	1065,53	268,05	358,11	1047,32	
23	1078,43	271,30	362,45	1073,90	
24	1091,39	274,56	366,80	1101,14	
25	1104,39	277,83	371,17	1129,07	
TOTAL	23859,91	6002,41	8018,98	21224,13	

PRODUCCION	6230
CONSUMO	6356,39
AUTOCONSUMO	0,3128
PRECIO ELEC.	0,14
IPC	0,022
TARIF. GENER.	0,1303
TARIF. EXPORT.	0,0477
INVERSION	6775,27
% EXPORT.	0,6872
CONSUMO DE LA RED	4367,88
TASA DE DESCUENTO	0,022

VAN	21.708,92 €
TIR	20%

CASA		INSTALACION	
CASH FLOW (BEC)	CASH FLOW ACUMULADO	CASH FLOW	CASH FLOW ACUMULADO
-6775,27	-6775,27	-6775,27	-6775,27
671,74	-6103,53	1288,81	-5486,46
673,68	-5429,85	1306,57	-4179,89
675,39	-4754,46	1324,49	-2855,40
676,84	-4077,63	1342,56	-1512,84
678,03	-3399,60	1360,79	-152,04
678,94	-2720,66	1379,17	1227,13
679,57	-2041,09	1397,71	2624,84
679,89	-1361,19	1416,39	4041,22
679,90	-681,29	1435,21	5476,43
679,59	-1,70	1454,18	6930,61
678,93	677,23	1473,29	8403,90
677,91	1355,13	1492,53	9896,43
676,52	2031,65	1511,91	11408,34
674,73	2706,38	1531,42	12939,75
672,55	3378,93	1551,05	14490,81
669,94	4048,86	1570,81	16061,62
666,88	4715,75	1590,69	17652,30
663,38	5379,12	1610,68	19262,98
659,39	6038,51	1630,78	20893,76
654,91	6693,42	1650,98	22544,74
649,91	7343,33	1671,29	24216,03
644,37	7987,70	1691,69	25907,72
638,28	8625,98	1712,18	27619,89
631,60	9257,58	1732,75	29352,64
624,33	9881,90	1753,39	31106,03
16657,17		37881,30	

BE	CES
0,00	0,00
126,39	889,89
176,49	909,47
226,59	929,48
276,69	949,93
326,80	970,83
376,90	992,19
427,00	1014,01
477,10	1036,32
527,20	1059,12
577,30	1082,42
627,41	1106,24
677,51	1130,57
727,61	1155,45
777,71	1180,86
827,81	1206,84
877,91	1233,39
928,02	1260,53
978,12	1288,26
1028,22	1316,60
1078,32	1345,57
1128,42	1375,17
1178,52	1405,42
1228,63	1436,34
1278,73	1467,94
1328,83	1500,24
18190,25	29243,11

AÑO	Cperdidas
0	1
1	1
2	0,992
3	0,984
4	0,976
5	0,968
6	0,960
7	0,952
8	0,944
9	0,936
10	0,928
11	0,920
12	0,912
13	0,903
14	0,895
15	0,887
16	0,879
17	0,871
18	0,863
19	0,855
20	0,847
21	0,839
22	0,831
23	0,823
24	0,815
25	0,807

AÑO	Cipc
0	1
1	1
2	1,022
3	1,044
4	1,067
5	1,091
6	1,115
7	1,139
8	1,165
9	1,190
10	1,216
11	1,243
12	1,270
13	1,298
14	1,327
15	1,356
16	1,386
17	1,416
18	1,448
19	1,480
20	1,512
21	1,545
22	1,579
23	1,614
24	1,650
25	1,686

AÑO	Ingresos generacion	Ingresos exportacion	Ahorro (€)	(CEC)	Desembolso
				Coste Elec. Consum (€)	
0	0,00	0,00	0,00	0,00	-7470,68
1	0,00	265,49	321,12	-428,01	
2	0,00	269,15	325,55	-440,06	
3	0,00	272,84	330,01	-452,44	
4	0,00	276,56	334,52	-465,15	
5	0,00	280,32	339,06	-478,20	
6	0,00	284,11	343,64	-491,60	
7	0,00	287,92	348,25	-505,36	
8	0,00	291,77	352,91	-519,48	
9	0,00	295,65	357,60	-533,99	
10	0,00	299,56	362,33	-548,87	
11	0,00	303,49	367,09	-564,16	
12	0,00	307,46	371,88	-579,85	
13	0,00	311,45	376,71	-595,96	
14	0,00	315,47	381,57	-612,50	
15	0,00	319,51	386,46	-629,48	
16	0,00	323,58	391,39	-646,91	
17	0,00	327,68	396,34	-664,80	
18	0,00	331,79	401,32	-683,16	
19	0,00	335,93	406,33	-702,01	
20	0,00	340,10	411,36	-721,36	
21	0,00	344,28	416,42	-741,22	
22	0,00	348,48	421,50	-761,60	
23	0,00	352,70	426,61	-782,53	
24	0,00	356,94	431,73	-804,00	
25	0,00	361,19	436,88	-826,05	
Total	0,00	7.803,41	9.438,57	-15.178,75	

PRODUCCION	6970
CONSUMO	5762,52
AUTOCONSUMO	0,3544
PRECIO ELEC.	0,13
IPC	0,022
TARIF. GENER.	0
TARIF. EXPORT.	0,059
INVERSION	7470,68
% EXPORT.	0,6456
CONSUMO DE LA RED	3292,3
TASA DE DESCUENTO	0,022

VAN	5.494,13 €
TIR	7%

CASA		INSTALACION	
CASH FLOW	CASH FLOW ACUMULADO	CASH FLOW	CASH FLOW ACUMULADO
-7470,68	-7470,68	-7470,68	-7470,68
158,61	-7312,07	586,61	-6884,07
154,63	-7157,44	594,70	-6289,37
150,41	-7007,03	602,85	-5686,52
145,93	-6861,10	611,08	-5075,44
141,18	-6719,92	619,38	-4456,06
136,14	-6583,78	627,74	-3828,32
130,82	-6452,96	636,18	-3192,14
125,20	-6327,77	644,68	-2547,47
119,26	-6208,50	653,25	-1894,22
113,01	-6095,50	661,88	-1232,34
106,42	-5989,08	670,58	-561,76
99,48	-5889,60	679,34	117,58
92,19	-5797,40	688,16	805,74
84,54	-5712,86	697,04	1502,77
76,50	-5636,37	705,97	2208,75
68,06	-5568,31	714,97	2923,71
59,22	-5509,09	724,01	3647,73
49,95	-5459,14	733,11	4380,84
40,25	-5418,88	742,26	5123,10
30,10	-5388,78	751,46	5874,56
19,48	-5369,30	760,70	6635,26
8,38	-5360,92	769,99	7405,25
-3,22	-5364,14	779,31	8184,56
-15,33	-5379,47	788,67	8973,23
-27,97	-5407,45	798,07	9771,30
-5.407,45		9.771,30	

BE (kW·h)	CES (€)
0,00	0,00
1207,48	-749,13
1151,43	-765,61
1095,37	-782,45
1039,32	-799,67
983,27	-817,26
927,22	-835,24
871,16	-853,61
815,11	-872,39
759,06	-891,59
703,01	-911,20
646,95	-931,25
590,90	-951,73
534,85	-972,67
478,79	-994,07
422,74	-1015,94
366,69	-1038,29
310,64	-1061,13
254,58	-1084,48
198,53	-1108,34
142,48	-1132,72
86,43	-1157,64
30,37	-1183,11
-25,68	-1209,14
-81,73	-1235,74
-137,79	-1262,92
13.371,18	-24.617,32

AÑO	Cperdidas
0	1
1	1
2	0,992
3	0,984
4	0,976
5	0,968
6	0,960
7	0,952
8	0,944
9	0,936
10	0,928
11	0,920
12	0,912
13	0,903
14	0,895
15	0,887
16	0,879
17	0,871
18	0,863
19	0,855
20	0,847
21	0,839
22	0,831
23	0,823
24	0,815
25	0,807

AÑO	Cipc
0	1
1	1
2	1,022
3	1,044
4	1,067
5	1,091
6	1,115
7	1,139
8	1,165
9	1,190
10	1,216
11	1,243
12	1,270
13	1,298
14	1,327
15	1,356
16	1,386
17	1,416
18	1,448
19	1,480
20	1,512
21	1,545
22	1,579
23	1,614
24	1,650
25	1,686

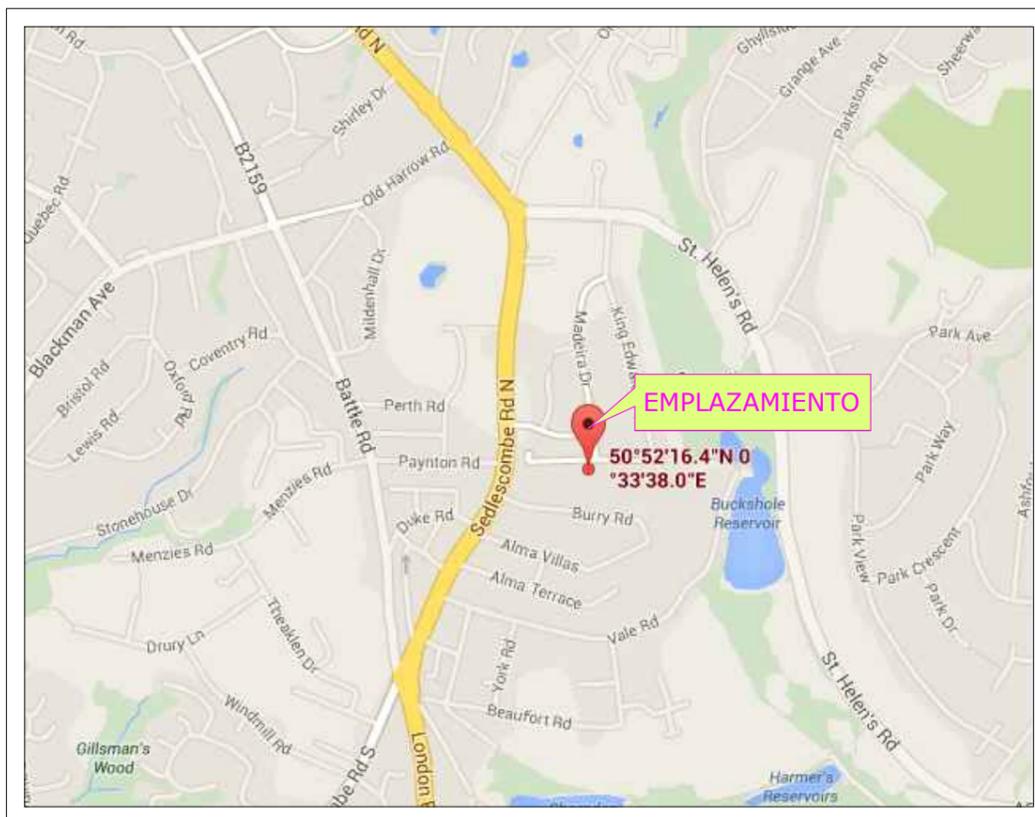
PLANOS



ESCALA(S/E)



ESCALA(S/E)



ESCALA(S/E)

DATOS EMPLAZAMIENTO

Situación:

Latitud: 50°52'16.4" N

Longitud: 0°33'38" E

DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: ING. TÉCNICO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	DIRECCIÓN: Normandy Road	 UNIVERSITAT JAUME I Universidad Jaume I Avd. Vicent Sos Baynat s/n 12071 Castellon de la Plana
	LOCALIDAD: Hastings	
PAIS: Reino Unido	ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTVOLTAICA AISLADA SEGUN LA NORMATIVA EN REINO UNIDO	
DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: APROBADO POR: FRANCISCO FABREGAT SANTIAGO	TITULO PLANO: LOCALIZACIÓN, SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	
FECHA: NOVIEMBRE 2014	DIBUJADO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	ESCALA: S/E

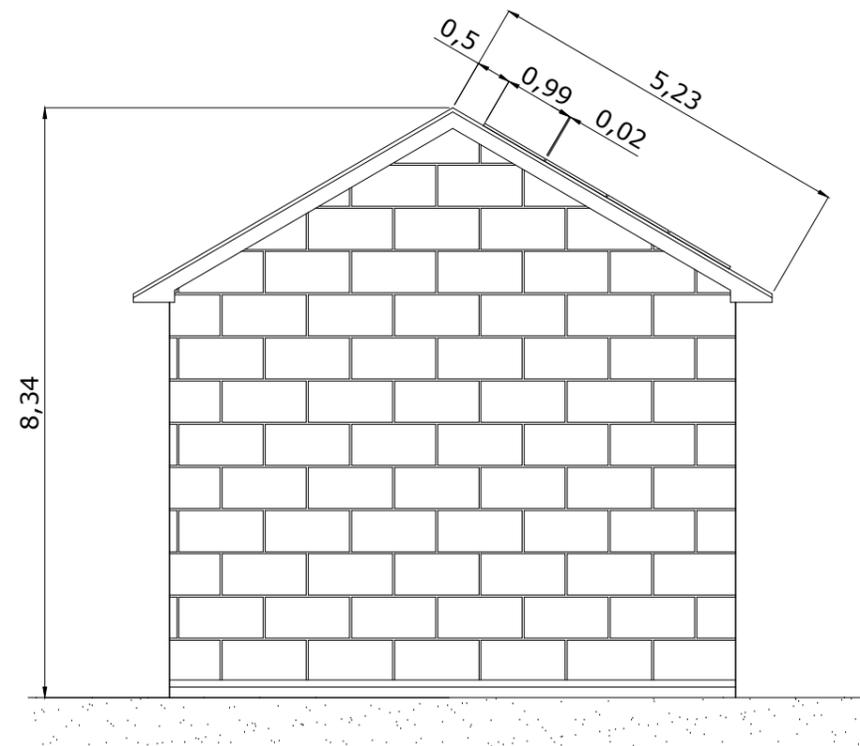
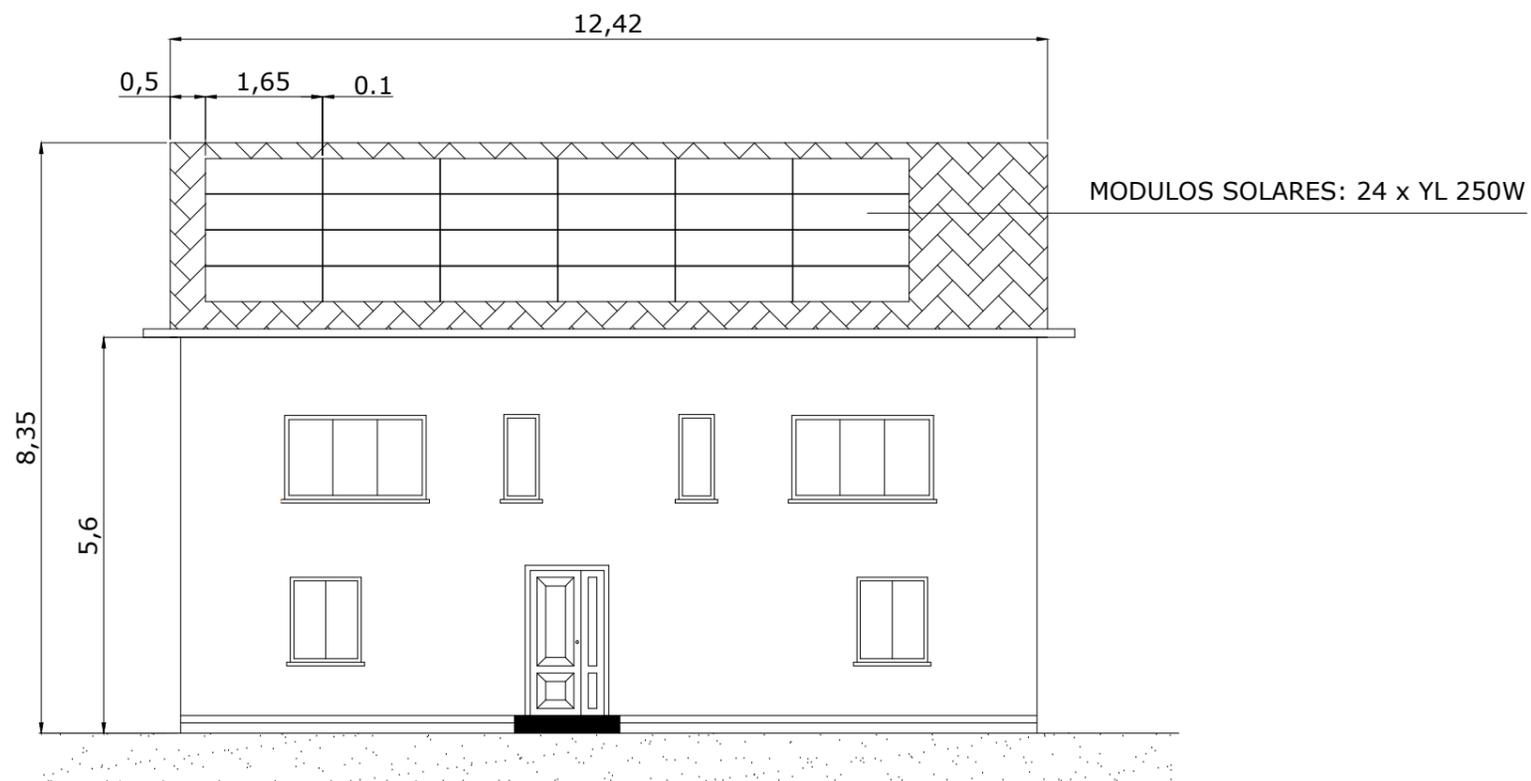
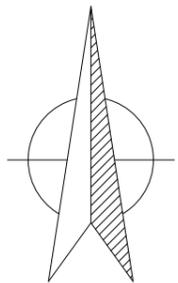
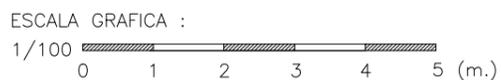


IMAGEN 1: RENDER GENERADOR FOTOVOLTAICO

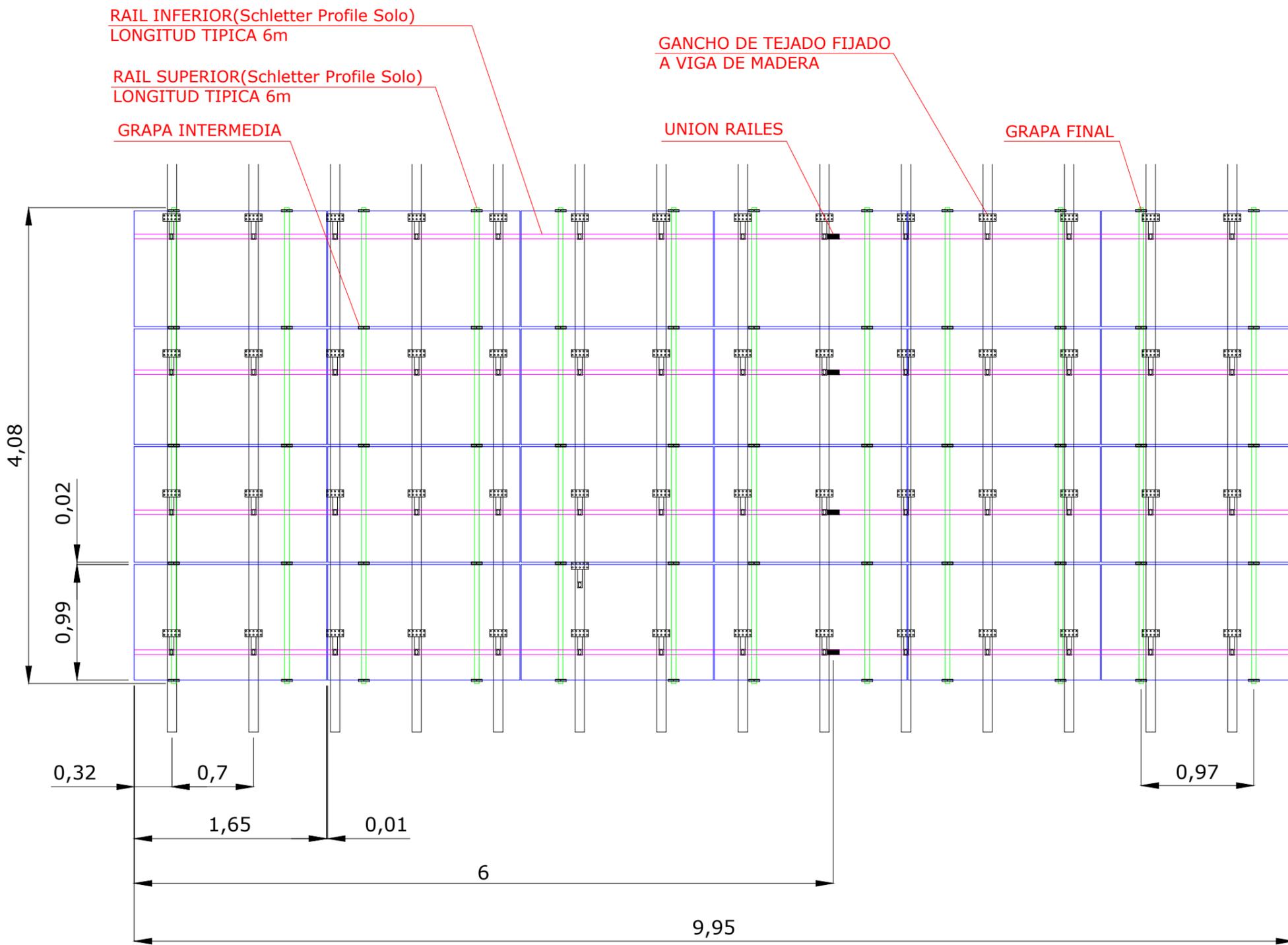


IMAGEN 2: VISTA FRONTAL FACHADA

TECNOLOGIA	YL 250p - 29b
Dimensiones del modulo	1650 x 990 x 40
Inclinacion	30°
Orientacion	-2.9°
Potencia pico	6kWp
Localizacion	50.871222, 0.560543



DPTO. DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA: ING. TÉCNICO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	DIRECCIÓN: Normandy Road	 UNIVERSITAT JAUME I Universidad Jaume I Avd. Vicent Sos Baynat s/n 12071 Castellon de la Plana
	LOCALIDAD: Hastings	
PAIS: Reino Unido	ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA SEGUN LA NORMATIVA EN REINO UNIDO	
DPTO. DE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA: APROBADO POR: FRANCISCO FABREGAT SANTIAGO	TITULO PLANO: MODULOS LAYOUT	
FECHA: NOVIEMBRE 2014	DIBUJADO: CALIZ ARAGONES SOLANA	ESCALA: 1/100



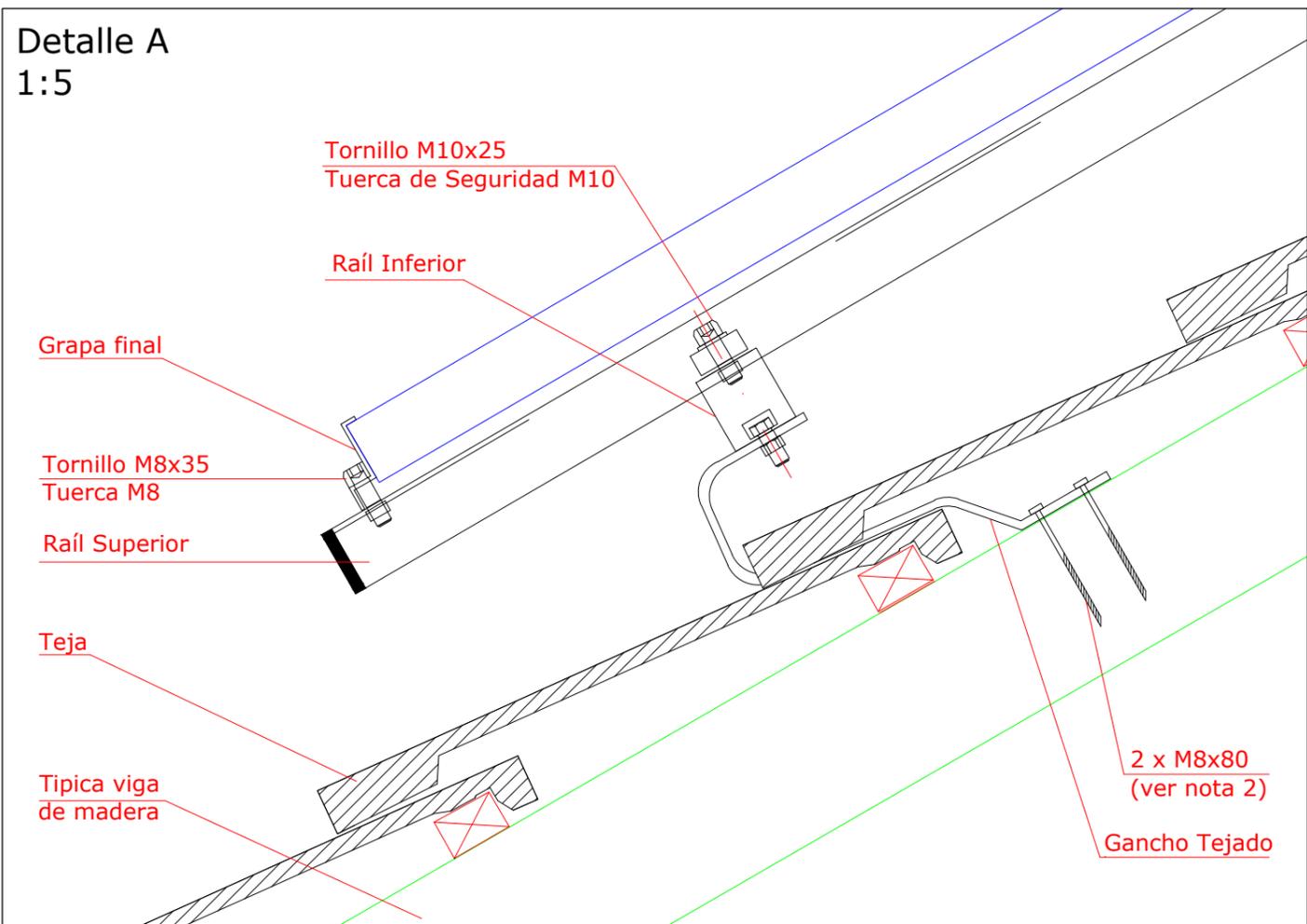
Notas:

1. Dimensiones en mm.
2. Cada gancho tiene que ir fijado a la viga con al menos dos tornillos. Al menos 70mm del tornillo debe agarrarse a la viga.
3. El sistema a sido diseñado para una separación entre vigas de 700mm.
4. Longitud estándar Schletter Profile Solo 6m.
5. Inspeccionar el estado de las vigas de madera. Reparar en caso necesario.
6. Dejar 30mm mínimo entre el final del modulo y el extremo del raíl.



DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: ING. TÉCNICO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	DIRECCIÓN: Normandy Road	 UNIVERSITAT JAUME I Universidad Jaume I Avd. Vicent Sos Baynat s/n 12071 Castellon de la Plana
	LOCALIDAD: Hastings	
PAIS: Reino Unido	ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTVOLTAICA AISLADA SEGUN LA NORMATIVA EN REINO UNIDO	
DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: APROBADO POR: FRANCISCO FABREGAT SANTIAGO	TITULO PLANO: GANCHO Y RAIL LAYOUT	
FECHA: NOVIEMBRE 2014	DIBUJADO: CALIZ ARAGONES SOLANA	ESCALA: 1/40

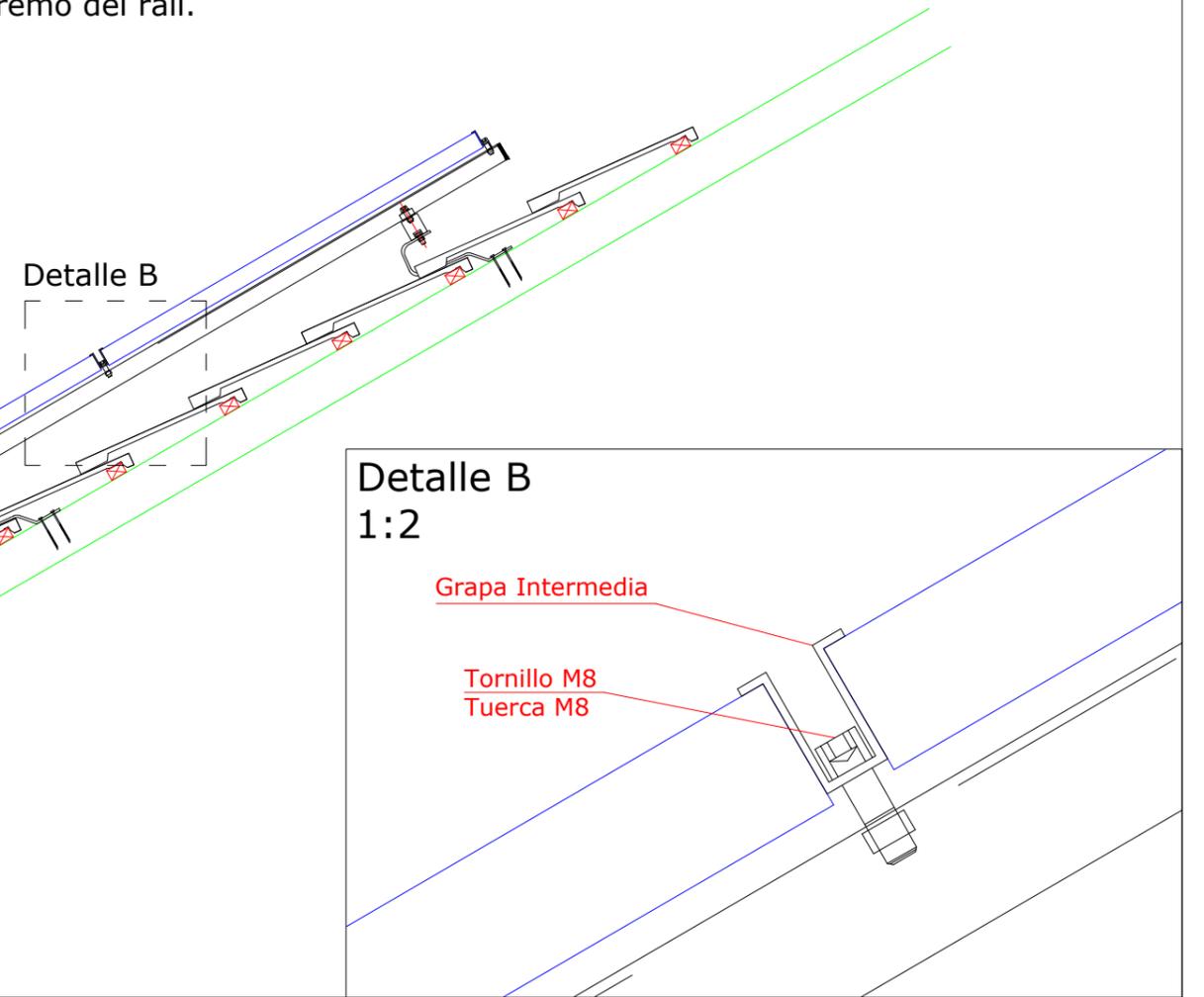
Detalle A
1:5



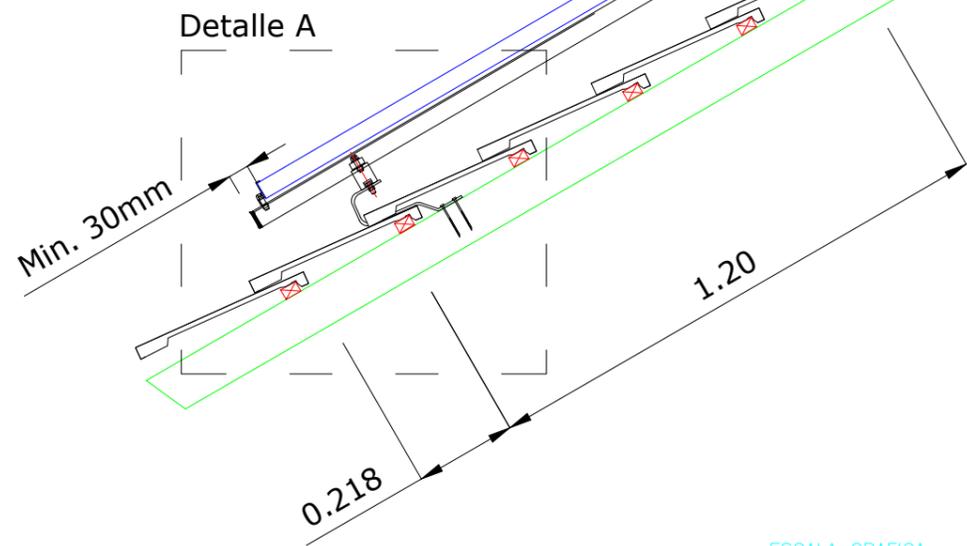
Notas:

1. Dimensiones en mm.
2. Cada gancho tiene que ir fijado a la viga con al menos dos tornillos. Al menos 70mm del tornillo debe agarrarse a la viga.
3. El sistema a sido diseñado para una separación entre vigas de 700mm.
4. Longitud estándar Schletter Profile Solo 6m.
5. Inspeccionar el estado de las vigas de madera. Reparar en caso necesario.
6. Dejar 30mm mínimo entre el final del modulo y el extremo del raíl.

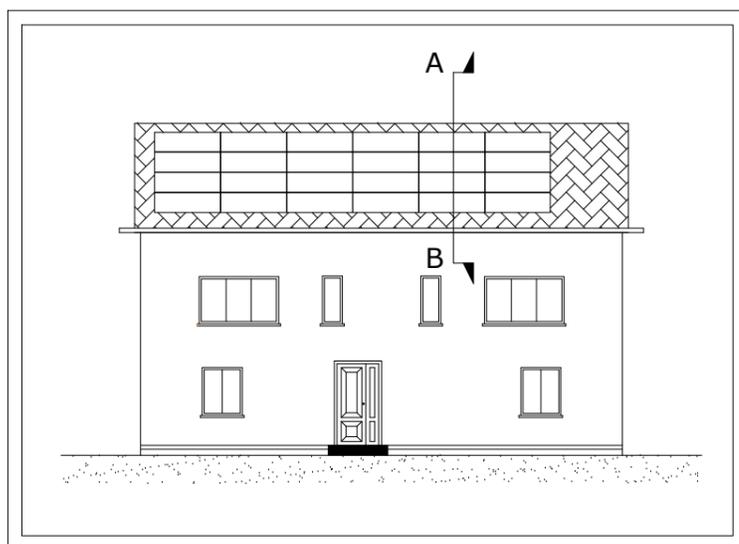
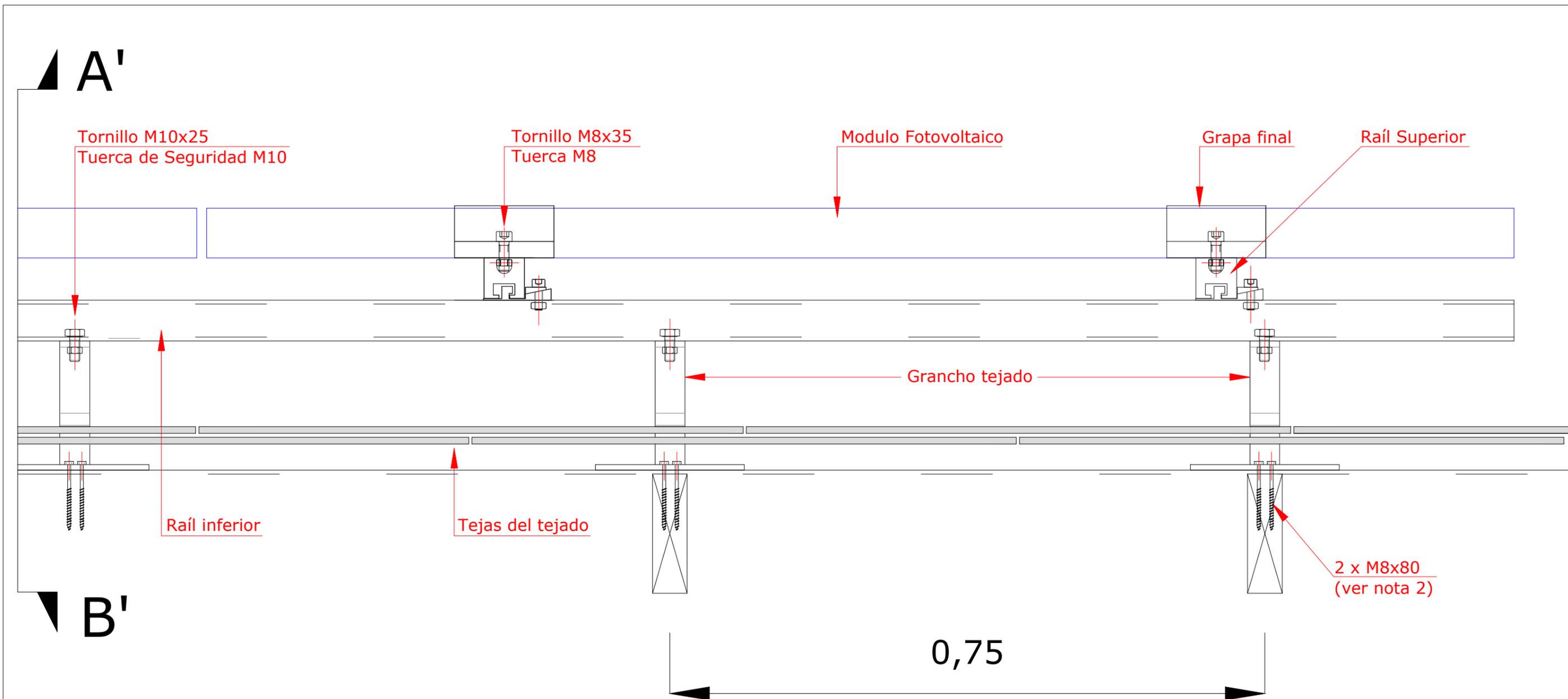
Detalle B



Detalle B
1:2



DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: ING. TÉCNICO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	DIRECCIÓN: Normandy Road	 UNIVERSITAT JAUME I Universidad Jaume I Avd. Vicent Sos Baynat s/n 12071 Castellon de la Plana
	LOCALIDAD: Hastings	
DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: APROBADO POR: FRANCISCO FABREGAT SANTIAGO	PAIS: Reino Unido	ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTVOLTAICA AISLADA SEGUN LA NORMATIVA EN REINO UNIDO
	TITULO PLANO: MONTAJE RAIL Y FIJACION GRAPAS	
FECHA: NOVIEMBRE 2014	DIBUJADO: CALIZ ARAGONES SOLANA	ESCALA: 1/16



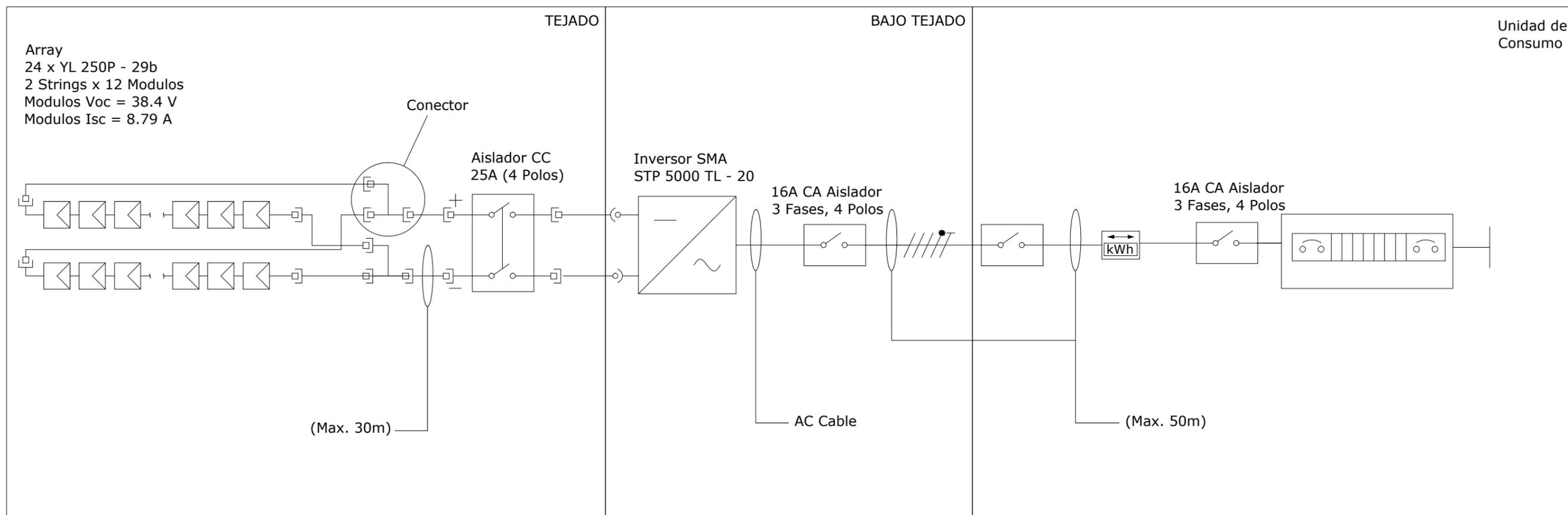
S/E

Notas:

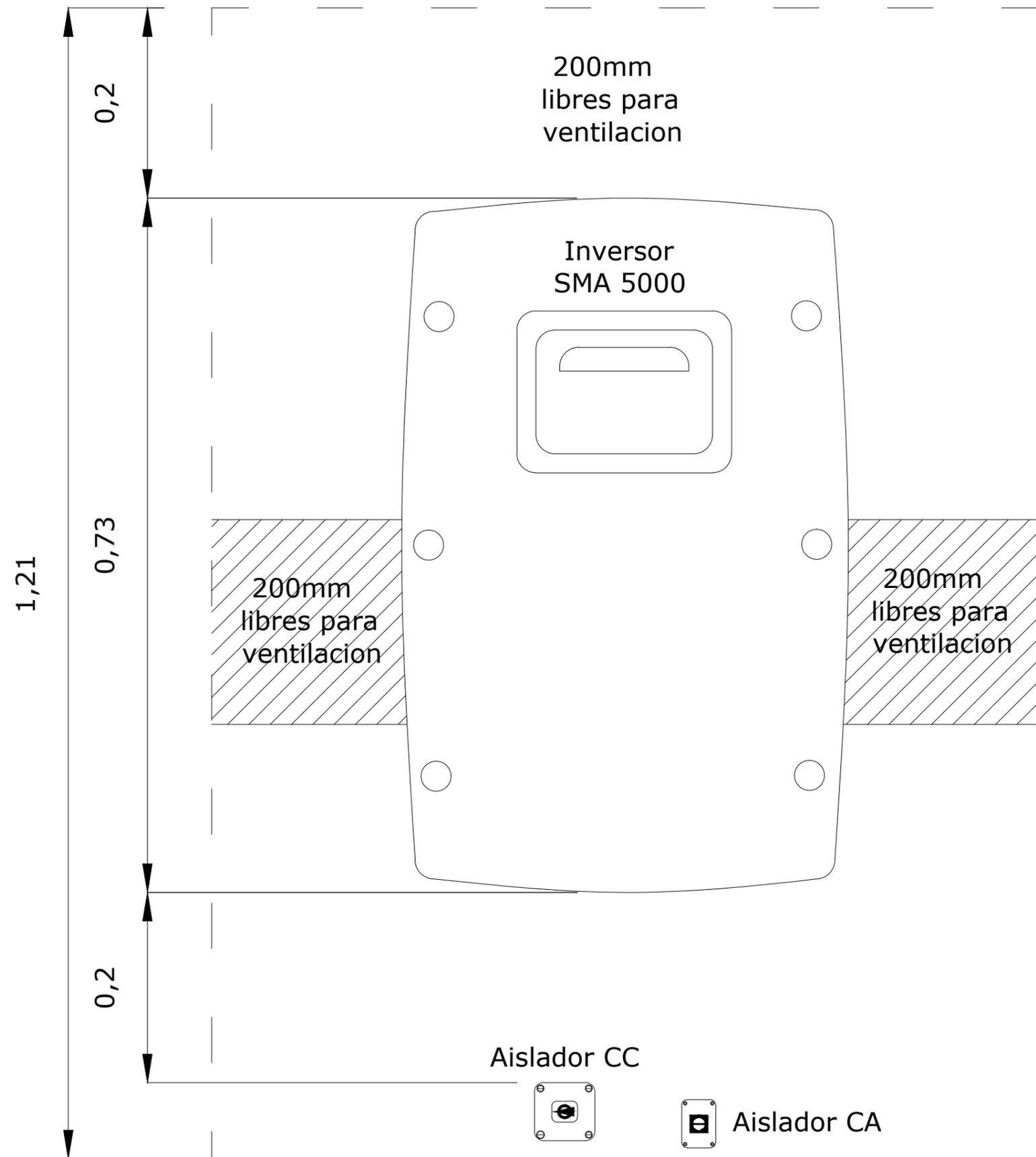
1. Dimensiones en mm.
2. Cada gancho tiene que ir fijado a la viga con al menos dos tornillos. Al menos 70mm del tornillo debe agarrarse a la viga.
3. El sistema a sido diseñado para una separación entre vigas de 700mm.
4. Longitud estándar Schletter Profile Solo 6m.
5. Inspeccionar el estado de las vigas de madera. Reparar en caso necesario.
6. Dejar 30mm mínimo entre el final del modulo y el extremo del raíl.



DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: ING. TÉCNICO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	DIRECCIÓN: Normandy Road	 UNIVERSITAT JAUME I Universidad Jaume I Avd. Vicent Sos Baynat s/n 12071 Castellon de la Plana	
	LOCALIDAD: Hastings		
PAIS: Reino Unido	ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTVOLTAICA AISLADA SEGUN LA NORMATIVA EN REINO UNIDO		
DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: APROBADO POR: FRANCISCO FABREGAT SANTIAGO	TITULO PLANO:		PLANO N*:
	VISTA FRONTAL MOTAJE RAIL Y FIJACION DE GRAPAS	05	
FECHA: NOVIEMBRE 2014	DIBUJADO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	ESCALA:	1/5



DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: ING. TÉCNICO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	DIRECCIÓN: Normandy Road	 UNIVERSITAT JAUME I Universidad Jaume I Avd. Vicent Sos Baynat s/n 12071 Castellon de la Plana
	LOCALIDAD: Hastings	
PAIS: Reino Unido	ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTVOLTAICA AISLADA SEGUN LA NORMATIVA EN REINO UNIDO	
DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: APROBADO POR: FRANCISCO FABREGAT SANTIAGO	TITULO PLANO: ESQUEMA ELECTRICO	
FECHA: NOVIEMBRE 2014	DIBUJADO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	ESCALA: S/E



LOS INVERSORES PRODUCEN CALOR Y DEBEN ESTAR EN LUGARES BIEN VENTILADOS

NOTAS:

1. Ver plano nº 05, Esquema electrico
2. El inversor debe instalarse fuera de superficies con grandes temperaturas, y asegurarse de que este bien ventilado.
3. Para el montaje y especificaciones del inversor, referirse al manual de usuario de SMA.
4. Cables de corriente continua y alterna tienen que posicionarse en zonas separadas del tubo o bandaje de cables.

DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: ING. TÉCNICO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	DIRECCIÓN: Normandy Road	 UNIVERSITAT JAUME I Universidad Jaume I Avd. Vicent Sos Baynat s/n 12071 Castellon de la Plana
	LOCALIDAD: Hastings	
PAIS: Reino Unido	ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTVOLTAICA AISLADA SEGUN LA NORMATIVA EN REINO UNIDO	
DPTO. DE TECNOLOGIA FOTVOLTAICA: APROBADO POR: FRANCISCO FABREGAT SANTIAGO	TITULO PLANO: INVERSOR LAYOUT	
FECHA: NOVIEMBRE 2014	DIBUJADO: CALIZ ARAGONÉS SOLANA	ESCALA: 1/30

