



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA AUTOCONSUMO: APLICACIÓN A
UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN
UNA FINCA DE UNA POBLACIÓN DE
VALENCIA EMPLEANDO LA REGULACIÓN
VIGENTE**

AUTOR: Pablo Sahuquillo Gabaldón

TUTOR: Carlos Afranio Vargas Salgado

Curso Académico: 2018-19

Prólogo

El presente Trabajo de Fin de Grado ha sido realizado por un estudiante de Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales de la Universidad Politécnica de Valencia. Está enfocado en el ámbito en el ámbito de Tecnología Energética.

Para el desarrollo de la memoria se presupone un alto nivel de conocimiento sobre energías renovables, en concreto sobre energía fotovoltaica, tecnología eléctrica y otros conocimientos relacionados con el programa educativo impartido en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Además, se recomienda saber manejar con soltura el software *System Advisor Model (SAM)*, al igual que el software *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER)* y el software *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)* los cuales proporcionarán las herramientas necesarias para el diseño y la validación de una instalación solar fotovoltaica.

El trabajo seguirá los estándares para la citación de fuentes contenidas a lo largo de su desarrollo. Las fuentes serán citadas alfabéticamente incluyendo en el caso de libros los campos: autor/a, año, título, edición y editorial, en el orden descrito; y para el caso de páginas web serán listadas con: autor/a, título y URL. Las tablas, figuras y esquemas serán enumerados según el capítulo y el orden en el que aparecen.

Índice

NOMENCLATURA.....	1
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	4
1.1. Objeto del proyecto.....	5
1.2. Alcance del proyecto.....	5
1.3. Estado del arte.....	6
1.4. Situación fotovoltaica global.....	7
1.5. Programas utilizados.....	9
CAPÍTULO 2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	11
2.1. Introducción.....	12
2.2. Definición y elementos de un sistema fotovoltaico.....	12
2.3. El sector fotovoltaico en España.....	17
2.4. Marco legal del proyecto.....	19
CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	21
3.1. Caso de estudio.....	22
3.2. Generador fotovoltaico.....	25
3.2.1. Orientación e inclinación de los paneles y sombras.....	25
3.2.2. Selección del tipo de captadores.....	27
3.3. Selección del inversor de conexión a red.....	28
3.4. Selección del sistema de almacenamiento.....	29
3.5. Cableado de la instalación.....	30
3.6. Protecciones de la instalación.....	32
3.6.1. Protecciones de la parte en continua.....	32
3.6.2. Protecciones de la parte en alterna.....	33
3.7. Puesta a tierra.....	34
3.8. Estructura de soporte.....	35
3.9. Diseño mediante el software SAM.....	35
CAPÍTULO 4. PLIEGO DE CONDICIONES.....	43
4.1. Objeto.....	44
4.2. Definiciones.....	44
4.3. Diseño.....	45
4.3.1. Sistemas generadores fotovoltaicos.....	46
4.3.2. Estructura soporte.....	47
4.3.3. Inversores.....	48
4.3.4. Cableado.....	49
4.3.5. Conexión a red.....	49
4.3.6. Medidas.....	50
4.3.7. Protecciones.....	50
4.3.8. Puesta a tierra de la instalación.....	50

4.3.9. Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	50
4.4. Recepción y pruebas.....	50
4.5. Programa de mantenimiento.....	51
4.6. Garantías.....	52
4.7. Impacto ambiental de la instalación.....	53
4.8. Dimensionado del sistema.....	53
4.8.1. Definiciones.....	53
4.8.2. Resumen de resultados.....	54
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	55
5.1. Introducción.....	56
5.2. Presupuesto de la instalación.....	56
5.3. Análisis económico con el software <i>Homer</i>	58
5.4. Análisis económico de la instalación para autoconsumo colectivo.....	60
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.....	63
6.1. Conclusiones.....	64
BIBLIOGRAFÍA.....	66
ANEXO A. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	69
A.1. Cálculo de los elemento de la instalación.....	70
A.1.1. Dimensionado del generador fotovoltaico.....	70
A.1.1.1. Número de paneles.....	70
A.1.1.2. Pérdidas por orientación e inclinación.....	70
A.1.2. Dimensionado del inversor.....	71
A.1.2.1. Configuración de los paneles.....	72
A.1.3. Dimensionado del sistema de almacenamiento.....	73
A.2. Cableado.....	74
A.3. Protecciones.....	77
A.4. Puesta a tierra.....	80
ANEXO B. PLANOS.....	82
B.1. Emplazamiento de la instalación.....	83
B.2. Disposición de los módulos fotovoltaicos en el diseño teórico.....	84
B.3. Diagrama unifilar del diseño teórico sin sistema de almacenamiento.....	85
B.4. Diagrama unifilar del diseño teórico con sistema de almacenamiento.....	86
ANEXO C. DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DEL FABRICANTE.....	87
C.1. Ficha técnica del módulo fotovoltaico.....	88
C.2. Ficha técnica del inversor.....	89
C.3. Ficha técnica del inversor-cargador.....	91
C.4. Ficha técnica de las baterías.....	92

Nomenclatura

Variables:

C_{bat}	Capacidad de la batería	Ah
C_{bat_min}	Capacidad mínima requerida	Ah
DOA	Días de autonomía	días
DOD	Profundidad de descarga	%
d	Separación total entre módulos fotovoltaicos	m
d_1	Proyección horizontal de los módulos fotovoltaicos	m
d_2	Distancia entre módulos fotovoltaicos	m
$E_{día_max.}$	Consumo de energía máximo	kWh/día
E_{panel_FV}	Energía máxima generada por un panel	Wh/día
E_{β}	Irradiación media	Wh/m ² ·día
G_{STC}	Irradiancia en condiciones estándar	W/m ²
h	Altura máxima de los módulos fotovoltaicos	m
HSP	Horas de Sol Pico	h
I_B	Corriente de diseño o empleo	A
$I_{CA_inversor-cargador}$	Corriente a potencia nominal del inversor-cargador	A
$I_{CC_inversor-cargador}$	Máxima corriente en CA del inversor-cargador	A
$I_{inversor}$	Máxima corriente en CA del inversor	A
$I_{max_baterías}$	Intensidad máxima admisible por las baterías	A
I_{MPP}	Corriente en el punto de máxima potencia	A
I_N	Corriente nominal	A
I_{SC}	Intensidad de cortocircuito	A
$I_{string_generadorFV}$	Intensidad máxima admisible por un string	A
I_T	Intensidad admisible	A
I_Z	Corriente máxima admisible del conductor	A
$I_{\Delta N}$	Corriente diferencial nominal o sensibilidad	A
I_2	Corriente convencional de fusión	A
K_A	Factor de corrección por agrupamiento de conductores	-
K_T	Factor de corrección de temperatura	-
L	Latitud	°
l	Longitud de los módulos fotovoltaicos	m
L_p	Longitud de las picas	m
$l_{baterías}$	Longitud del cableado de las baterías	m
$l_{conexión_red}$	Longitud del cableado de conexión a la red	m
$l_{inversor}$	Longitud del cableado del inversor	m
l_{string}	Longitud del cableado del generador fotovoltaico	m
n	Número de picas	picas
N_{bancos_bat}	Número de bancos de baterías	bancos
N_{bat_serie}	Número de baterías en serie	baterías
$N_{bat_paralelo}$	Número de baterías en paralelo	baterías
N_{inv}	Número de inversores	inversores
$N_{inv-carg}$	Número de inversores-cargadores	inv.-carg.
$N_{paneles}$	Número de paneles fotovoltaicos	paneles
N_{p_serie}	Número de paneles fotovoltaicos en serie	paneles
N_{series}	Número de series en paralelo	series
$P_{nom_inv-carg}$	Potencia nominal del inversor-cargador	W
$P_{nom_out_inv}$	Potencia nominal en CA del inversor	W

P_{max_inst}	Potencia máxima instantánea	kW
$P_{max_inv_DC}$	Potencia máxima en CC del inversor	kW
P_{max_MPP}	Potencia total máxima de los módulos fotovoltaicos	kW
P_{MPP}	Punto de potencia máxima	W
P_{pico}	Potencia pico	W
PR	Performance ratio	-
R_{adm}	Resistencia de tierra admisible	Ω
R_T	Resistencia de tierra	Ω
$S_{conexión_red}$	Sección del cableado de conexión a la red	mm ²
$S_{inversor}$	Sección del cableado del inversor	mm ²
$S_{baterías}$	Sección del cableado de las baterías	mm ²
$S_{string_generadorFV}$	Sección del cableado del generador fotovoltaico	mm ²
U_L	Tensión convencional	V
V_{bat}	Voltaje nominal de las baterías	V
V_{CA}	Tensión en corriente alterna	V
V_{charg}	Tensión de operación del cargador	V
V_{MPP}	Tensión en el punto de máxima potencia	V
V_{OC}	Tensión en circuito abierto	V
$V_{out_inv-carg}$	Tensión de salida en CA del inversor-cargador	V
V_{rc}	Tensión de rearme de carga	V
V_{rd}	Tensión de rearme de descarga	V
V_{sd}	Tensión de corte de sobredescarga	V
V_{sc}	Tensión de corte de sobrecarga	V
$\Delta V(\%)$	Caída de tensión porcentual	%
η_{BAT}	Eficiencia de las baterías	-
η_{cond}	Eficiencia de los conductores	-
η_{inv}	Eficiencia del inversor	-
$\eta_{inv-carg}$	Eficiencia del inversor-cargador	-
w	Ancho de los módulos fotovoltaicos	m
α	Ángulo de acimut	°
β	Ángulo de inclinación	°
β_{max}	Ángulo de inclinación máximo	°
β_{min}	Ángulo de inclinación mínimo	°
γ	Menor ángulo de la posición del Sol	°
δ	Inclinación de la Tierra	°
ρ	Resistividad del terreno	Ωm
σ	Conductividad del conductor	m/ $\Omega \cdot mm^2$

Abreviaciones:

AC	<i>Alternating Current</i>
AGM	<i>Absorbed Glass Mat</i>
ANPIER	Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
DC	<i>Direct Current</i>
FiT	<i>Feed in Tariffs</i>
FV	Fotovoltaico
HOMER	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
ITC	Instrucción Técnica Complementaria
IVACE	Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial

MITECO	Ministerio de la Transición Ecológica
MPPT	Punto de máxima Potencia
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PCT	Pliego de condiciones técnicas
PIB	Producto Interior Bruto
PTC	Pliego de Condiciones Técnicas
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
PVPS	<i>Photovoltaic Power System</i>
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
RD	Real Decreto
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SOC	<i>State of Charge</i>
STC	<i>Standard Conditions</i>

Capítulo 1

Introducción

1.1. Objeto del proyecto

Este proyecto se centra en el objetivo de diseñar y estudiar el funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica para un caso de estudio dado. El caso de estudio consta de una vivienda unifamiliar ya existente, de tal manera que se reduzca la dependencia energética de la red comercial, mediante un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión con sistema de almacenamiento. A petición del cliente, se realiza una comparación entre dos diseños, con y sin el apoyo de sistema de almacenamiento mediante software y se escoge la opción más rentable. Además, se realiza un análisis en caso de utilizar toda la cubierta disponible para producir la máxima cantidad de energía mediante la modalidad de autoconsumo colectivo, según dicta la regulación vigente.

1.2. Alcance del proyecto

El presente proyecto abarca el uso de tecnología relacionada con la energía fotovoltaica en instalaciones de uso doméstico, y de los conocimientos necesarios para el correcto diseño de la instalación eléctrica. Además, abarca la actualidad en cuanto a política energética y regulación se refiere. Para poder lograr los objetivos descritos en el apartado anterior, este proyecto contiene cálculos, análisis y definiciones necesarios los cuales se describen a lo largo del proyecto.

Primeramente, se hace una explicación general del funcionamiento y componentes de un sistema fotovoltaico. Es importante exponer la situación global y nacional actual del sector, ya que las medidas tomadas por los organismos repercuten en gran medida al sector energético.

Para el correcto dimensionado de la instalación, se estudian las características del emplazamiento. Partiendo de la demanda, se realiza el diseño teórico de la instalación con todos sus elementos necesarios y la correspondiente conexión a la red eléctrica. Además, es necesario realizar un análisis económico de viabilidad de los distintos diseños a considerar en el estudio.

Se modela el diseño obtenido en el dimensionado teórico mediante el software *System Advisor Model*, el cual mediante la introducción de distintos datos de entrada, se obtienen resultados de la generación de energía así como las pérdidas de un modo más preciso; y se comparan los diseños a considerar en el estudio mediante el software de instalaciones renovables *Homer*. Mediante este software se evalúa la rentabilidad de los diseños y se determina la potencia óptima a instalar escogiendo la opción de menor *payback*.

Finalmente, se presentan los planos necesarios para la ejecución del proyecto tales como la localización de la vivienda, la disposición de los módulos y el esquema unifilar de la instalación eléctrica.

1.3. Estado del arte

El sector energético en España es un pilar clave de la economía del país ya que, la energía es un recurso vital en toda industria, vivienda o servicio. Así pues, el Ministerio para la Transición Ecológica establece como objetivos primordiales el suministro eléctrico al menor coste posible, el desarrollo sostenible protegiendo en todo momento el medio ambiente y la competitividad de los mercados.

Los objetivos anteriormente citados, vienen marcados por el contexto que está viviendo el sector de la energía:

- El aumento cuasi-exponencial de la demanda de energía, principalmente el crecimiento de la demanda de combustibles fósiles, ya que más de dos tercios de la demanda en España es cubierta por combustibles fósiles.
- La baja independencia energética, debido a que el 70% de la demanda energética se cubre con importaciones. Además, las fuentes de energía primarias se encuentran concentradas en zonas políticamente inestables.
- Las empresas del sector energético se encuentran con el problema de los constantes cambios en el sector provocados por las políticas energéticas. Dichas empresas compiten por el suministro energético a los distintos servicios monopolizando y privatizando el sector.

La energía solar fotovoltaica se encuentra en auge desde los últimos años. Este acontecimiento es de los más significativos en cuanto al sector energético se refiere, ya que redefine a nivel mundial el futuro de la producción energética.

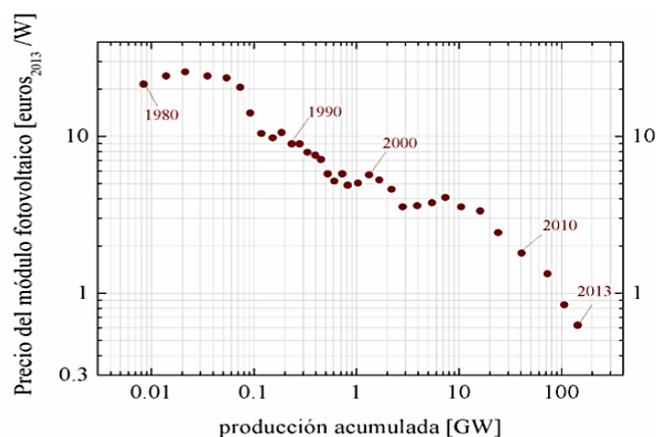


Figura 1.1. Evolución del precio del módulo fotovoltaico de panel plano en función de la producción acumulada. (Instituto de Energía Solar, 2018)

La figura anterior representa en escala logarítmica la disminución del coste de los módulos fotovoltaicos en función de la producción de energía acumulada en un periodo comprendido entre 1980 y 2013. A lo largo de los años, tal y como se muestra en la figura 1.1, los precios de los módulos se han ido reduciendo hasta aproximadamente un 75% y hoy en día siguen disminuyendo, llegando hasta un precio de 0,24\$/W en Marzo de este mismo año. En contraposición, el coste de la electricidad de la red llega a aumentar hasta un 8% comparado

con el mismo periodo del año anterior. Así pues, se puede afirmar que la energía fotovoltaica tiene un precio cada vez más competitivo llegando a alcanzar la paridad de red en algunos países.

En los últimos años, las políticas energéticas han impulsado medidas en cuanto a temas medioambientales se refiere, ya sea con la creación de órganos específicos como el Consejo Nacional del Clima (1992) o la fundación del Centro Nacional de Energías Renovables (2001), tras la firma del Protocolo de Kioto, además de la firma del Acuerdo de París una vez finalizada la vigencia del mismo. Asimismo, cabe mencionar la creación del *Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética* y el *Plan de Energías Renovables*, los cuales deberán ser revisados el próximo año 2020, y la reciente creación del Ministerio para la Transición Ecológica (2018), el cual pretende impulsar la eficiencia energética y el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Por último se menciona el Acuerdo de París, un acuerdo dentro del marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, cuyo objetivo es establecer medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, de tal forma que se llegue a unos niveles aptos para el desarrollo sostenible.

El Tribunal de Cuentas Europeo realizó un análisis en el cual se detalla que, actividades como el suministro y el consumo de energía producen el 79% de las emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que de cara al cambio climático el sector de la energía es fundamental. Asimismo, gases como el CO_2 , NO_2 y CH_4 son los causantes principales del efecto invernadero, los cuales proceden en su mayoría de la quema de combustibles fósiles.

En lo referido al suministro eléctrico, cabe mencionar el *Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020* desarrollado por el Ministerio para la Transición Ecológica, el cual tiene el objetivo de garantizar la seguridad en el suministro eléctrico introduciendo criterios medioambientales y de eficiencia económica.

El sector energético se ve condicionado particularmente por aspectos como el suministro eléctrico en situación de picos de demanda al menor coste posible, así como el respeto por el medio ambiente, estos dos aspectos son esenciales para la planificación energética. Por este motivo, es necesario prever la evolución de la demanda para la planificación de la inversión en instalaciones nuevas para el transporte. Por tanto, una de las herramientas principales es la planificación, es decir, pronosticar las necesidades energéticas en un futuro y actuar de modo que se cubran totalmente. Todo ello viene detallado el *Plan desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica*, documento anteriormente mencionado.

1.4. Situación fotovoltaica global

La tecnología fotovoltaica es una de las primeras energías renovables optada para las satisfacción de las necesidades eléctricas, consolidándose a lo largo de los últimos años como un mercado fuerte a nivel mundial. A partir del año 2001 comenzó a producirse un crecimiento exponencial de producción de energía fotovoltaica; en 2016 la potencia mundial instalada aumentó un 50% y un 38,7% en 2017, por esta razón se requiere de un análisis más profundo en lo que refiere a la evolución de los mercados para así poder entender cuales han sido las causas que han generado tal crecimiento. Este crecimiento anual se puede ver representado en la figura 1.2.

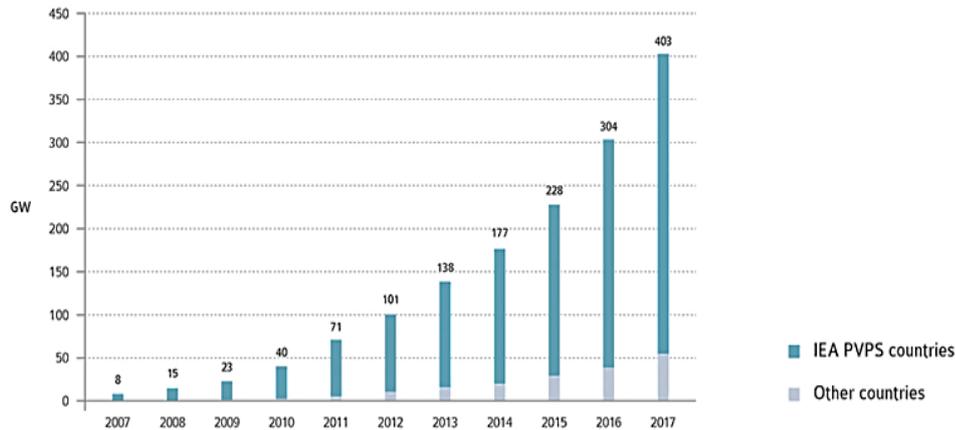


Figura 1.2. Evolución anual de la capacidad total instalada en el mundo. (PVPS Programme, 2018)

Según los datos pertenecientes al *IEA PVPS Programme* de 2018, a finales del año 2017 había 403 GW acumulados de instalaciones FV en todo el mundo, de los cuales China se encuentra a la cabeza mundial con 131 GW instalados, seguido de EE. UU. con 51 GW, Japón con 49 GW y Alemania con 42 GW instalados. Estos cuatro países juntos cubren casi el 70% de la potencia instalada total por otra parte, España ocupa el quinto puesto en cuanto a potencia instalada con 5,6 GW acumulados.

A lo largo de los años, han sido muchos los países que han apostado por el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas sin embargo, solamente unos pocos han podido alcanzar un nivel destacable en lo referido a capacidad instalada. La distribución de la potencia mundial acumulada se representa de manera irregular en los 5 continentes, es destacable el caso de Europa por la gran cantidad de pequeños y medianos mercados repartidos por todo el territorio lo que sitúa su conjunto como una gran área fotovoltaica.

En el caso de América, la potencia se distribuye de forma desigual concentrándose en el norte, aunque en EE. UU. se ha sufrido un pequeño receso con otros años, mientras que en el sur la tecnología se encuentra prácticamente en fase naciente de igual modo que en algunos países de Oriente Medio como Israel. Por otra parte, el continente africano comienza a asentarse en el mercado y en Oceanía cabe destacar Australia con más de 5,5 GW.

Asimismo, el continente asiático además de sus grandes potencias dispone de otros países con mercados más reducidos como son Corea del Sur (5,6 GW), Tailandia (2,7 GW) o Pakistán (1,8 GW). Cabe destacar el caso de China que en 2017 instaló 53 GW, lo que implica un más de la mitad de la potencia instalada a nivel mundial ese mismo año, dato que puede observarse en la figura 1.3.

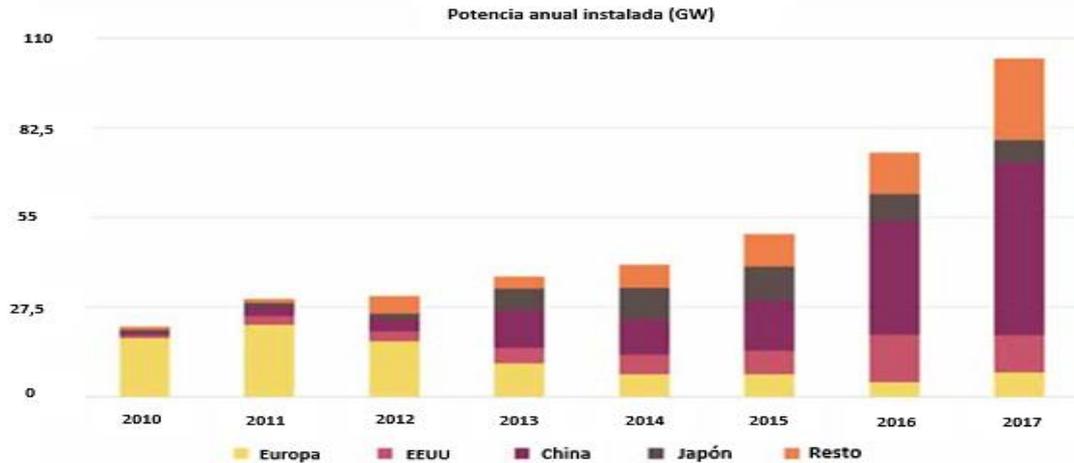


Figura 1.3. Evolución de la potencia anual instalada en las principales potencias. (Anuario fotovoltaico, 2018)

A modo de conclusión, puede decirse que los mercados fotovoltaicos todavía les quedan mucho por crecer. Con China como motor mundial y debido a los avances respecto a la tecnología fotovoltaica, el sector de la energía FV es cada vez más competitivo. Los objetivos impuestos de reducción de gases de efecto invernadero y reducción de la dependencia energética, generan una mayor implicación de las energías renovables en los mercados, por lo que puede afirmarse que la energía fotovoltaica tendrá un papel fundamental en los mercados energéticos los próximos años.

1.5. Programas utilizados

A lo largo del estudio y diseño de la instalación, se emplean diferentes softwares cada uno de ellos orientado a una función específica ya sea planos, cálculos, análisis económico, etc. A continuación cita cada uno de ellos y se especifica para que se utiliza.

Para la obtención de los datos necesarios en cuanto a meteorología se ha empleado la herramienta PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*), una plataforma gratuita online la cual contiene una extensa base de datos meteorológicos y de radiación de Europa, África y Asia sudoccidental. Se consulta este programa con tal de obtener datos de temperatura, radiación, etc. de la ubicación de la vivienda. Para los datos obtenidos se consulta la base de datos Classic PVGIS de la versión 4, se ha escogido esta versión por ser más conservadora aunque este factor repercute luego en el número de paneles a instalar.

Los cálculos del proyecto se realizan mediante el Excel, este programa utiliza hojas de cálculo para realizar operaciones y trabajar con números de un modo sencillo. El programa dispone de una cuadrícula donde en cada celda pueden introducirse caracteres alfanuméricos y permite realizar operaciones matemáticas, tareas financieras u obtener gráficos entre otros.

Para la simulación del diseño se emplea el software SAM (*System Advisor Model*), el cual ha sido desarrollado por NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) para aplicación exclusiva en el ámbito de energías renovables, con el objetivo de generar una predicción del rendimiento energético y los costes de instalación de proyectos conectados a la red. Para ello el programa

precisa tanto de datos meteorológicos de la ubicación de la instalación, como de características de los distintos componentes así como la disposición de los mismos obtenidos en cada uno de los diseños.

Se utiliza el software HOMER distribuido por HomerEnergy. El programa simula el comportamiento de la instalación a lo largo de un año, y escoge la alternativa de menor coste de un conjunto de soluciones posibles. La simulación del sistema se calcula hora a hora, mostrando para cada hora del año la energía renovable generada comparándola con la demanda de las cargas así como los excesos de energía producidos, las emisiones contaminantes de la instalación o el periodo de operación de los generadores si se instalasen. Para ello el programa precisa de la curva de demanda además de una serie de parámetros meteorológicos y de radiación del emplazamiento de la instalación.

Para el dibujo de los planos se emplea la herramienta AutoCAD 2019 y para el dibujo de los diagramas unifilares se utiliza el programa AutoCAD Electrical 2019. Son unos softwares, desarrollados por la empresa Autodesk, orientados al diseño asistido por ordenador para el dibujo de piezas en 2D o 3D y para la generación de planos.

Capítulo 2

Energía solar fotovoltaica

2.1. Introducción

La energía fotovoltaica (FV) es la fuente de energía más abundante que produce electricidad de origen renovable. Obtenida directamente a partir de la radiación solar, se ha convertido en la tercera fuente de energía renovable con más capacidad instalada a nivel global, solamente superada por la energía hidroeléctrica y la eólica.

La tecnología de captación está basada en el denominado efecto fotoeléctrico que se produce al incidir la radiación solar en materiales semiconductores. Actualmente, existe una gran variedad de tecnologías cada vez más eficientes sin embargo, aproximadamente el 78% de la producción de sistemas fotovoltaicos están basados en tecnología de silicio-policristalino debido a su bajo coste de producción y su eficiencia en torno al 15%.

Su gran variedad de aplicaciones, tales como el autoconsumo, la venta de electricidad, el bombeo solar o la electrificación rural, hacen que la explotación de la energía FV contribuya a la reducción de la dependencia de combustibles que generan grave impacto medioambiental como son la energía nuclear, la energía térmica o los combustibles fósiles. Además de ser una energía limpia, tiene un carácter inagotable al contrario que los recursos fósiles y su producción está distribuida, lo cual elimina el problema energético de la dependencia exterior.

2.2. Definición y elementos de un sistema fotovoltaico

En el presente apartado se procede a analizar con profundidad los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, concretamente los sistemas conectados a la red eléctrica. Este tipo de sistemas se caracterizan por la producción individual de electricidad para el consumo propio mediante paneles solares, pudiendo verter los excesos de electricidad generados a la red eléctrica. De esta forma, se obtiene un suministro de electricidad con el mecanismo del balance neto, un sistema de compensación de saldos que descuenta de la electricidad que se obtiene de la red los excesos producidos por el sistema de autoconsumo. Este mecanismo ha sido respaldado en el Congreso al aprobarse el RD 15/2018, el cual se detalla posteriormente.



Figura 2.1. Diagrama de diseño de un sistema fotovoltaico para autoconsumo conectado a red. (Clean Energy Reviews, 2018)

Tal y como puede observarse en la figura 2.1, se describen los distintos sistemas de los que consta una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo conectada a la red. Así pues, se pueden destacar:

- **Sistema de generación**

En este sistema están incluidos los generadores fotovoltaicos compuestos por una agrupación de células fotovoltaicas y se encarga de generar corriente continua a partir de la radiación solar recibida. Las células solares se encuentran protegidas del exterior, aisladas y encapsuladas, como se puede ver en la figura 2.2, con tal de aprovechar al máximo su rendimiento, disminuyendo las pérdidas por aumento de temperatura y aislando eléctricamente al sistema, y protegiendo así a las células de agentes externos que puedan deteriorarlas.

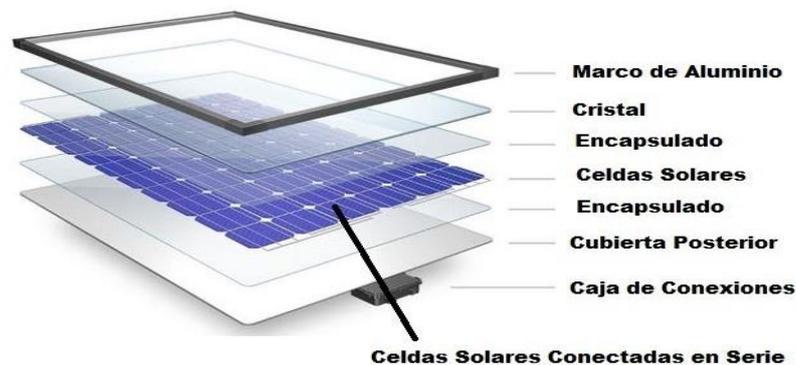


Figura 2.2. Componentes de un módulo fotovoltaico. (Área tecnología, 2009)

El elemento base de los generadores fotovoltaicos es el silicio, el cual es un elemento semiconductor muy común en la superficie terrestre. En las células FV puede presentarse de tres formas:

- **Silicio monocristalino:** formado una estructura cristalina ininterrumpida y sin límites de grano, y un comportamiento uniforme. La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 18%), junto con su larga vida útil y el mantenimiento de sus propiedades con el tiempo.
- **Silicio policristalino:** se compone de pequeños granos cristalinos orientados al azar. Posee una eficiencia menor que el monocristalino (12 a 15%). Su bajo coste de producción, así como su larga duración hace que este tipo de células sean las más utilizadas a nivel mundial.
- **Silicio amorfo:** el silicio es depositado como una película sobre un soporte y ofrece la posibilidad de obtener tecnología FV a costes menores que el silicio cristalino. Su eficiencia es baja (6 a 7%) además las células tienden a empeorar rápidamente con el tiempo. Su principal ventaja es la posibilidad de fabricar células sobre superficies obteniendo módulos flexibles y curvos.

La curva I-V (figura 2.3) es otra característica importante de un generador fotovoltaico, la cual indica el *Maximum Power Point* (MPP), punto de la curva que alberga más cantidad de área por debajo de la curva e indica el voltaje al cual debe operar el módulo con tal de producir la máxima potencia. Esta curva generalmente viene proporcionada por el fabricante junto con todos sus parámetros.

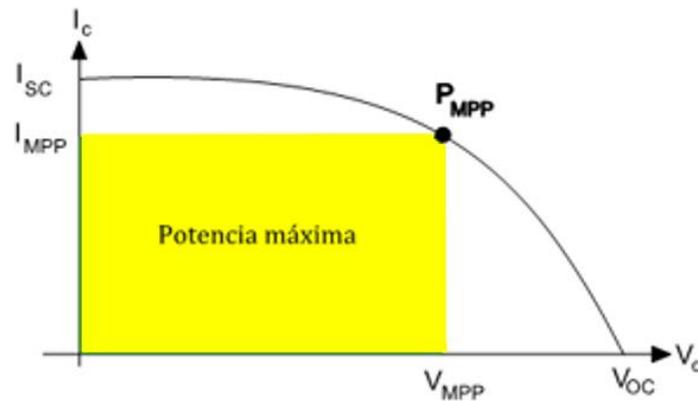


Figura 2.3. Curva tensión-intensidad de un módulo fotovoltaico, representación del MPPT. (SciELO, 2014)

Los principales parámetros de la curva I-V son:

- **Tensión en circuito abierto (V_{oc}):** tensión máxima que soporta el módulo a corriente nula.
- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** corriente máxima que soporta el módulo a tensión nula.
- **Tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPP}).**
- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPP}).**
- **Punto de potencia máxima producida (P_{MPP}).**

- **Sistema de regulación**

Realiza el proceso de carga, de tal modo que se consiga una carga completa de las baterías de forma que se eviten las sobrecargas del sistema. Los reguladores utilizados tienen una gran influencia en el sistema con respecto a la vida útil y la capacidad de las baterías. Además si este elemento fallara, produciría problemas de calentamiento, corrosión o problemas de gasificación en las baterías.

La función del regulador es evitar la sobrecarga del sistema acumulador provocado por una corriente excesiva proveniente del sistema generador. Los reguladores permiten el paso de la corriente hasta que las baterías estén al límite de su carga, a continuación, suministra corrientes intermitentes con tal de mantener las baterías en estado de flotación, tal y como se observa en la figura 2.4.

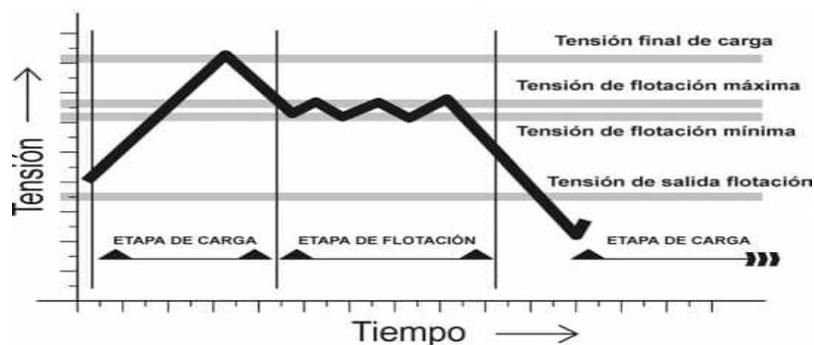


Figura 2.4. Comportamiento del voltaje del regulador en función del tiempo. (Sun fields, 2015)

Este elemento es capaz de realizar su función controlando determinados niveles de tensión llamados puntos de regulación, estos valores de tensión son calculados empíricamente y dependen del tipo de batería a utilizar.

- **Tensión de corte de sobrecarga (V_{sc}):** valor de la máxima tensión que el regulador permite alcanzar a la batería. A alcanzar este valor de tensión, el regulador desconecta el generador.
- **Tensión de rearme de carga (V_{rc}):** tensión a la que se reconecta el generador para cargar de nuevo las baterías.
- **Tensión de corte por sobredescarga (V_{sd}):** tensión mínima antes de desconectar el consumo de las baterías.
- **Tensión de rearme de descarga (V_{rd}):** valor de la tensión al cual vuelve a conectarse el consumo de las baterías.

- **Sistema de acumulación**

Los elementos de acumulación se emplean cuando el generador fotovoltaico no es capaz de generar suficiente potencia para abastecer a todas las cargas conectadas. La eficiencia y el correcto dimensionamiento de este sistema son de vital importancia para garantizar la fiabilidad de la instalación.

La amplia gama de acumuladores de energía existentes, facilitan la elección de un sistema que se adapte perfectamente a las necesidades de la instalación. Actualmente la situación del mercado fotovoltaico hace que convivan dos tipos de baterías en diferentes etapas de desarrollo. Así pues, las baterías más utilizadas son las de Plomo-ácido (*Pb-ácido*) y las de iones de litio (*Li-Ion*).

Por un lado, la tecnología del plomo-ácido es una tecnología madura que ha llegado a un punto de estancamiento, y por tanto, el potencial de mejora es muy reducido. La tecnología de iones de litio se encuentra en auge por lo que en un futuro acabará sustituyendo paulatinamente a las de plomo-ácido.

En lo referido a la densidad energética (Wh/l o Wh/Kg), tal y como se observa en la figura 2.5, en el caso de las baterías de plomo-ácido es reducida ya que se acumula mucha energía en poco espacio provocando que sean más voluminosas. En cambio la tecnología de iones de litio tiene una densidad energética más alta.

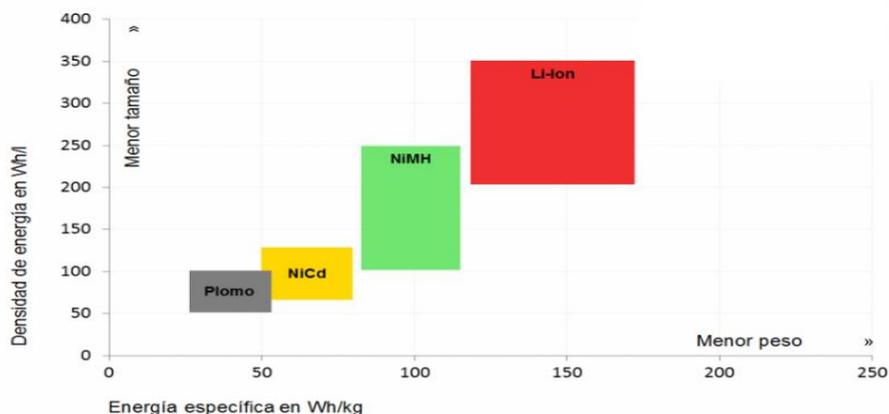


Figura 2.5. Comparación de la densidad energética de diferentes tecnologías. (Intralogística, 2017)

De igual modo, las baterías de iones de litio han supuesto una gran mejora en lo que se refiere al grado de rendimiento total con un 87%, esto se traduce en una reducción en la cantidad de pérdidas de energía comparado con el 60% que posee la tecnología de plomo-ácido. Por lo que la tecnología *Li-Ion* aprovecha mejor la energía y es más eficiente.

En lo referido al estado de carga, las baterías de iones de litio permiten efectuar cargas más rápidas que las descargas para así nunca quedar vacías, completando totalmente la carga en aproximadamente 4 horas prescindiendo así del cambio de batería. Además, este tipo de baterías poseen una vida útil hasta 3 veces mayor (4000 ciclos) que sus predecesoras de plomo-ácido (1500 ciclos).

Sin embargo a la hora de comparar precios entre ambas tecnologías se refleja una diferencia bastante amplia puesto que, las baterías de iones de litio pueden llegar a costar hasta diez veces más que una de plomo ácido. Así pues, atendiendo a un criterio de ahorro económico se presenta como solución más rentable utilizar baterías de plomo ácido. La vida útil de este tipo de baterías es más reducida que la de las baterías de iones de litio, es por ello que en un principio se instalan baterías de plomo ácido y en función de la evolución del precio de la tecnología de iones de litio, podría plantearse la instalación de este tipo de baterías cuando se llegue al final de la vida útil de las actuales y deban ser reemplazadas.

Por otro lado, el diseño con sistema de almacenamiento incorpora un inversor-cargador mediante un sistema *AC Coupling*. Este sistema, como se muestra en la figura 2.6, se caracteriza por la gestión de diferentes fuentes de energía, permitiendo la alimentación de las cargas conectadas desde la energía procedente del generador fotovoltaico, desde la energía almacenada en las baterías o desde la red eléctrica.

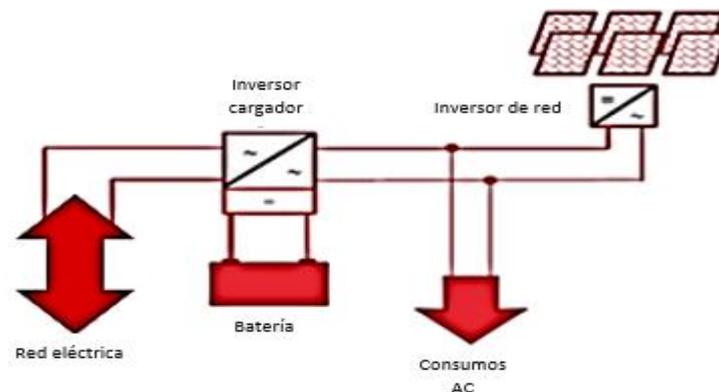


Figura 2.6. Esquema de funcionamiento de una instalación fotovoltaica con baterías sistema *AC Coupling*. (Quetzal ingeniería, 2018)

Así pues, mediante este sistema se mejora el rendimiento de la instalación ya que los paneles fotovoltaicos se conectan directamente al inversor de red alimentando a las cargas. Si existe exceso de producción, se alimenta a las baterías a través del inversor-cargador pudiendo obtener la energía de estas en caso de no haber producción fotovoltaica. Además, si se diese el caso de no haber producción fotovoltaica ni disponer

de carga en las baterías se activa la fuente auxiliar, en este caso la red eléctrica, para alimentar las cargas del consumo y cargar las baterías.

El inversor-cargador no exige la necesidad de instalar un regulador de carga, sin embargo existen modelos que permiten trabajar mediante un acople del generador FV a un inversor de red, y este inversor se conecta al inversor-cargador. Mediante el uso de este tipo de sistema no es necesario incluir el regulador de carga por lo que, como es el caso de la instalación a diseñar, se ahorra en coste de instalación y cálculos de diseño.

- **Sistema de adaptación**

El sistema de acondicionamiento y adaptación de la corriente está formado por el inversor de red, el cual transforma la corriente continua que ha sido generada por el generador fotovoltaico en corriente alterna disponible para consumirse o ser inyectada a la red eléctrica. Este dispositivo presenta además otras funciones a parte de la conversión de continua a alterna, entre ellas se encuentran la modulación de la onda de salida o la regulación de la tensión de salida.

Una clasificación de los inversores fotovoltaicos es la distinción entre conmutados por la red y autoconmutadores. Los conmutados por la red solamente operan como una fuente de corriente, mientras que los autoconmutadores operan tanto como fuente de corriente como de tensión. Todo ello implica que los conmutados a la red solamente pueden operar en sistemas conectados a la red, mientras que los autoconmutadores pueden emplearse en ambos sistemas, tanto en sistemas independientes de la red como en sistemas conectados a red eléctrica.

En los sistemas conectados a la red, los inversores pueden estar conectados al generador fotovoltaico de forma directa incorporando un sistema de seguimiento del MPPT del generador. Mientras que, en los sistemas autónomos suelen conectarse directamente a las baterías.

En cuanto a las características de los rendimientos necesarios, los inversores de instalaciones conectadas a red deben reproducir con toda fidelidad la tensión de red y al mismo tiempo maximizar la energía de salida de los paneles FV. Por el contrario, en plantas aisladas, los inversores deben proporcionar una tensión en CA lo más constante posible dentro de la demanda de carga.

2.3. El sector fotovoltaico en España

En lo referido al contexto en el que se encuentra España, se toma como referencia los datos recogidos en el PVPS del año 2018 presentados en el cuadro 2.1.

Consumo Eléctrico Final 2017	253	TWh
Irradiación	1.450	kWh/m ²
Instalaciones FV en 2017	148	MW _{DC}
Capacidad instalada acumulada anual	5.331	MW _{DC}
Penetración FV	3,4	%

Cuadro 2.1. Datos fotovoltaicos básicos de España en 2018. (PVPS, 2018)

A continuación se explica la situación española en los últimos años y las recientes medidas con respecto al sector fotovoltaico.

En el periodo de 2007-2008, se llevaron a cabo grandes instalaciones FV colocando a España a la cabeza mundial en lo que al sector fotovoltaico se refiere, tal y como puede observarse en la figura 2.7. Todo ello fue gracias a los programas *Feed in tariffs* (FIT) los cuales provocaron la rápida expansión del mercado. Con la llegada de la crisis económica y debido a una serie de medidas que castigaban al sector renovable de manera desmesurada, en 2009 el mercado disminuyó entre los 100 y los 250 MW.

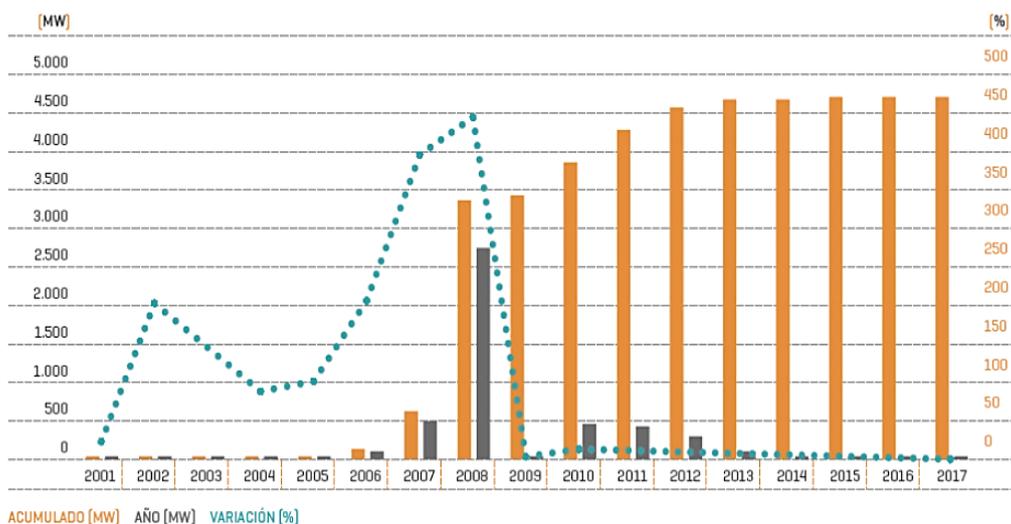


Figura 2.7. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada anualmente en España. (Instituto de energía solar, 2018)

En noviembre de 2010 se modifica el periodo de vida retributiva de las instalaciones, acortando sus perspectivas mediante el RD 1565/2010. Además, en diciembre de ese mismo año se publica el RD-Ley 14/2010 el cual limitaba la producción de energía fotovoltaica, de manera que la energía generada a partir de un límite no recibía remuneración especial alguna. Como resultado a dichas medidas, se produce una reducción del 25% de los ingresos en las instalaciones FV a lo largo de 2011 y 2012.

En el año 2013, se instalaron alrededor de 102 MW en España, como consecuencia los inversores se apresuraron en finalizar sus proyectos en menos de un año para así acogerse al marco antiguo de primas. Esto desencadenó un gran aumento de la demanda de módulos fotovoltaicos, provocando un aumento de los precios y concluyendo en un colapso del mercado. Además en julio de este año se eliminó el sistema FIT.

Ese mismo año, el Gobierno realizó una gran reforma energética para así equilibrar el sistema eléctrico y garantizar el suministro, corrigiendo así el déficit de tarifa. Se propusieron medidas como el RD-Ley 9/2013, por el cual los productores dejaron de percibir por la energía que producían para empezar a cobrar por la potencia instalada; RD 413/2014, el cual establecía un régimen jurídico y económico para el sector renovable, junto con las obligaciones a cumplir por parte de los productores; y la Orden Ministerial IET/1045/2014 que aprobaba las retribuciones de las diferentes instalaciones y expone una clasificación de todas las energías renovables en España.

A lo largo del periodo de 2012 a 2016, debido a los continuos cambios regulatorios se socavó el interés de los inversores en el sector renovable, así pues la potencia instalada cada año fue muy reducida instalándose el año 2016 solamente 55 MW nuevos comparado con los 148 MW en 2017, manteniéndose la generación de electricidad bastante estable.

Debido al contexto de la falta de FiT, el futuro del mercado español FV recae en las grandes plantas de generación FV y el autoconsumo. Este último se desarrolló bastante en 2017 añadiendo 134 MW en proyectos de autoconsumo. Así pues, existían dos objetivos claves para implementar en los años venideros: la eliminación de las barreras del autoconsumo técnico y administrativo, y asegurar que los proyectos renovables tengan una legalidad justa.

Estos objetivos se lograron en octubre de 2018 con la aprobación del RD-Ley 15/2018, el cual marcará la regulación de la instalación a diseñar en el presente proyecto y la cual se comenta en el siguiente apartado.

En resumen, no cabe duda de que los avances tanto tecnológicos como en el marco regulatorio y el abaratamiento de los costes, permiten que la opción de la fotovoltaica sea cada vez más ventajosa. El sector fotovoltaico en España se encuentra ahora mismo en un punto álgido en cuanto a generación e instalación. Lejos todavía de países punteros en el sector, se espera que con la nueva regulación se fomente las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo.

2.4. Marco legal del proyecto

Para la realización del presente proyecto es necesario atenerse a una serie de regulaciones y normas de obligado cumplimiento, con tal de que la instalación diseñada cumpla con lo debido en cuanto a legislación se refiere. A continuación se expone la normativa utilizada para el desarrollo del proyecto.

La siguiente normativa ha sido empleada para establecer las condiciones de la instalación eléctrica del proyecto incluyendo el cableado, las protecciones y la puesta a tierra ya sea de la parte en corriente continua como en corriente alterna.

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobada según el RD 842/2002, para establecer las condiciones que debe cumplir la instalación eléctrica del proyecto. Esta normativa impone las condiciones técnicas así como garantías que han de cumplir los materiales y elementos que forman parte del sistema eléctrico de la instalación.

La norma UNE-EN 60364-7-712: 2017. Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).

El RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

La norma UNE 21123-2: 2017. Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1kV. Parte 2: Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de policloruro de vinilo.

La norma UNE-EN 50618: 2015. Cables para sistemas fotovoltaicos.

La norma UNE-HD 60364-5-52: 2014. Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.

A continuación se menciona la regulación vigente referida al autoconsumo. Así pues debido a la importancia de los mismos, se va a realizar un resumen de los puntos más importantes de ambos documentos. En primer lugar se comenta el RD-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgente para la transición energética y la protección de los consumidores. Así pues, se destacan los siguientes puntos:

- **Anulación del “impuesto del Sol”:** el RD explicita que “la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes”, y que en todo caso solamente los excedentes de instalaciones de autoconsumo deberán pagar los peajes por el uso de la red.
- **Se simplifica la clasificación de las instalaciones de autoconsumo** reduciéndolas a dos tipo: instalaciones sin excedentes e instalaciones con excedentes.
- **Se aprueba el autoconsumo compartido:** citando textualmente, “se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala”.
- **Se simplifica la tramitación y legalización de las instalaciones de autoconsumo sin excedentes hasta 100KW conectadas en BT.**
- **Se permite instalar más potencia solar que la potencia contratada.**
- **Se racionalizan las sanciones al autoconsumo:** serán la mayor entre el importe correspondiente al 10% de la facturación anual por el consumo de energía eléctrico y el 10% por energía eléctrica vertida a la red.

Por último, cabe destacar el RD 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Esta norma completa a la anterior, entre otras medidas habilita el autoconsumo contemplando posibilidades que hasta el momento no se permitían.

- **Clasifica y define las clases de autoconsumo existente.**
- **Consagra el autoconsumo colectivo:** de modo que varios consumidores pueden conectarse a una misma planta generadora.
- **Define el concepto de “instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas”:** permite realizar el autoconsumo tanto en instalaciones situadas en la misma vivienda como en otras ubicadas en las proximidades.
- **Implanta un mecanismo simplificado de compensación de excedentes:** el exceso de energía es compensada al usuario en cada factura mensual. Este punto solamente se aplica a instalaciones menores de 100kW.
- **Reduce los trámites administrativos para todos los usuarios.**

Capítulo 3

Descripción y diseño de la instalación

3.1. Caso de estudio

La instalación del caso seleccionado consta de un sistema fotovoltaico instalado en el tejado de una vivienda. El sistema suministra electricidad a la vivienda, la cual también está conectada a la red eléctrica, por lo que lo convierte en un sistema fotovoltaico para autoconsumo conectado a la red. La vivienda unifamiliar recoge sus características en el cuadro 3.1.

Latitud	39° 32' 24.2'' N
Longitud	0° 20' 52.2'' W
Dimensión del tejado	70 m ²
Inclinación del tejado	20°
Conexión a red	Sí

Cuadro 3.1. Características de la vivienda

Los datos proporcionados en el cuadro anterior también son válidos para el diseño empleando un autoconsumo colectivo. Asimismo, es necesario tener en cuenta una serie de características a la hora de realizar el dimensionado de la instalación. De este modo, la figura 3.1 muestra las características que afectan en mayor grado a la instalación y que a lo largo del capítulo se tendrán en cuenta.

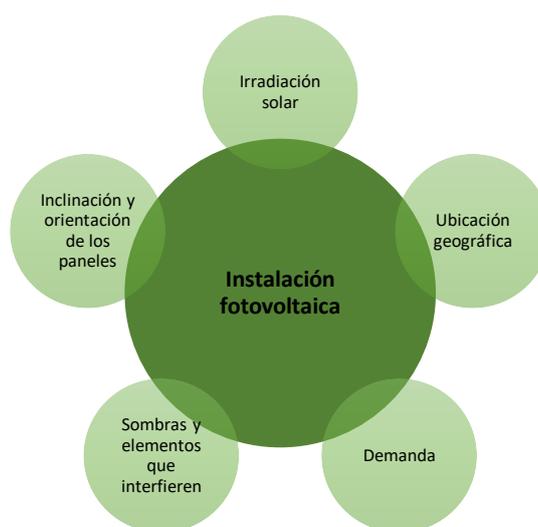


Figura 3.1. Características principales que afectan a la instalación.

La vivienda se sitúa en la población de *Albalat dels Sorells*, un municipio que pertenece a la *Comunitat Valenciana* y a la provincia de Valencia situándose en la comarca de *l’Horta Nord*. La *Comunitat Valenciana* posee unas condiciones geográficas que favorecen el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, y tecnologías para el aprovechamiento de la radiación solar. Es por ello, que desde el Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE) se intenta favorecer este tipo de proyectos mediante la publicación de subvenciones y ayudas, con tal de fomentar el uso de sistemas fotovoltaicos por toda la Comunidad Autónoma.

Cabe decir que la *Comunitat Valenciana* no se sitúa a la cabeza nacional en cuanto a producción fotovoltaica. Sin embargo, según datos del ANPIER, desde el año 2008 hasta 2017 se habrían

instalado un total de 277,3 MW colocándola como la sexta comunidad con mayor potencia total instalada. Así pues con los datos, los incentivos y las condiciones climáticas favorables permiten que la *Comunitat Valenciana* sea una localización idónea para este tipo de instalaciones.

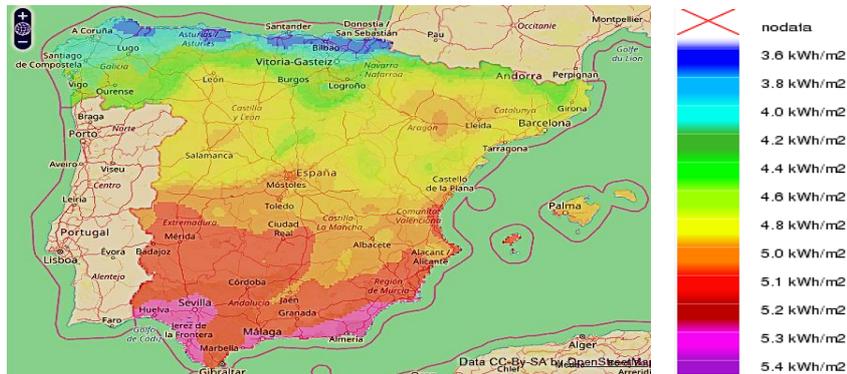


Figura 3.2. Promedio anual de valores diarios de irradiación en España. (ADRASE, 2019)

La figura 3.2 muestra el valor promedio anual de irradiación recibida en cada Comunidad Autónoma, como puede observarse el valor correspondiente a la provincia de Valencia es aproximadamente de 5,1 kWh/m²-día. Teniendo en cuenta que los resultados mostrados corresponden a la media anual de datos recogidos diariamente, la estimación se considera bastante precisa. Por tanto, al situarse la vivienda del caso de estudio en una zona representada con un color rojizo es decir, con altos niveles de irradiación, puede afirmarse que la ubicación de es muy favorable para un sistema FV.

En lo referido a la demanda de electricidad puesto que se disponen de datos reales obtenidos de la vivienda del caso de estudio, no es necesario la realización de la estimación del consumo que ha de cubrir la instalación puesto que estos valores son mucho más fiables. Así pues, en el cuadro 3.2 detallado a continuación, se muestran los datos de consumo eléctrico de la vivienda del caso de estudio a lo largo de un año.

	Consumo Total (kWh)	Consumo diario (kWh/día)
Marzo 2018	223	7,194
Abril 2018	175	5,833
Mayo 2018	152	4,903
Junio 2018	146	4,867
Julio 2018	206	6,645
Agosto 2018	265	8,548
Septiembre 2018	190	6,336
Octubre 2018	172	5,575
Noviembre 2018	141	4,701
Diciembre 2018	214	6,896
Enero 2019	374	12,065
Febrero 2019	338	12,071
Consumo anual	2596	
Media	216,333	7,137
Máximo mes	Enero 2019	
Día de mayor consumo	13 de Enero de 2019 (20,936 kWh)	
Potencia máx. instantánea	4,598 kW	

Cuadro 3.2. Consumo eléctrico de la vivienda a lo largo de un año.

Para realizar el diseño mediante software empleando la modalidad de autoconsumo colectivo, no se disponen de los datos de consumo de las diez viviendas que integran el edificio. Se ha optado por realizar una demanda de una vivienda promedio ponderando los consumos de tres viviendas reales, una de ellas es el caso de estudio, y extrapolar el resultado al total de viviendas que integran el edificio. Con todo ello se obtiene un consumo anual:

	Consumo Total (kWh)	Consumo diario (kWh/día)
Marzo 2018	2.427,818	78,317
Abril 2018	2.036,285	67,876
Mayo 2018	1.975,85	63,737
Junio 2018	1.698,718	56,624
Julio 2018	1.988,728	64,153
Agosto 2018	1.554,688	50,151
Septiembre 2018	1.645,983	54,866
Octubre 2018	1.881,038	60,679
Noviembre 2018	2.324,66	77,489
Diciembre 2018	2.322,013	74,904
Enero 2019	2.717,103	87,648
Febrero 2019	2.590,213	92,508
Consumo anual	25.163,093	
Media	2.096,924	69,079
Máximo mes	Enero 2019	
Potencia máx. instantánea	18,558 kW	

Cuadro 3.3. Consumo eléctrico del edificio a lo largo de un año.

Los valores del cuadro anterior se introducen en la herramienta software *Homer* con tal de evaluar con tal de evaluar un diseño en el que se instale el mayor número de módulos en el espacio disponible, con tal de poder generar la mayor cantidad de energía que sea posible.

Para el diseño de la instalación para una sola vivienda, puesto que se trata de una instalación para uso diario, el valor de consumo a utilizar en los cálculos de la instalación se corresponde con el valor del día de mayor consumo, con tal de cubrir los días críticos en los que haya un mayor consumo. Así pues, se procede a calcular el consumo de energía máximo que demanda la instalación, teniendo en cuenta las pérdidas por conversión de energía en los distintos elementos.

$$E_{\text{día_máx}} = \frac{\text{Consumo máximo}}{\eta_{\text{inv}} \cdot \eta_{\text{BAT}} \cdot \eta_{\text{conduct.}}} = \frac{20,936}{0,95 \cdot 0,85 \cdot 0,99} = 26,189 \text{ kWh/día} \quad (3.1)$$

Donde η_{inv} , η_{BAT} y $\eta_{\text{conduct.}}$ se corresponden con los valores de eficiencia típicos de los elementos de la instalación para la realización del cálculo inicial si no se han seleccionado de momento.

Una vez ya se ha conocido la situación geográfica de la instalación, así como otras características imprescindibles de la demanda de la vivienda, puede procederse a realizar el dimensionado de los distintos diseños de forma teórica.

3.2. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico, como ya se ha comentado en el capítulo anterior, es considerado como el elemento fundamental en una instalación fotovoltaica. Por ello su correcto dimensionado es de vital importancia para el funcionamiento de la instalación. Así pues, en el presente apartado se comentarán las principales características a tener en cuenta a la hora de dimensionar el generador FV, así como la selección del módulo fotovoltaico adecuado. Posteriormente en el Anexo A se desarrollarán los cálculos justificativos del dimensionado.

3.2.1. Orientación e inclinación de los paneles y sombras

Al diseñar instalaciones fotovoltaicas es importante tener en cuenta la orientación de los paneles, debido a que siempre interesará que capturen la mayor cantidad de radiación que sea posible. La orientación de los paneles viene determinada por el ángulo α denominado azimut, representado en la figura 3.3. Este parámetro indica el ángulo que forma el meridiano y el plano de un círculo que pasa por el cenit y el Sol. Tiene un valor de $\alpha=0^\circ$ para módulos orientados hacia el sur, y adopta un valor de $\alpha=90^\circ$ para módulos orientados al oeste y de $\alpha=-90^\circ$ si están orientados al este.

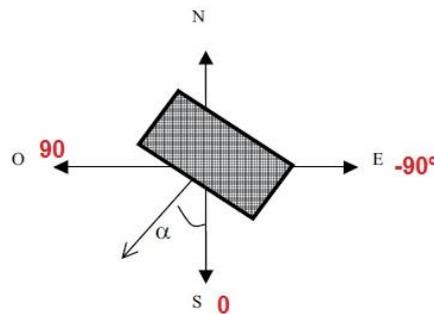


Figura 3.3. Representación del ángulo de azimut para la orientación de los módulos.

Para conocer la orientación óptima de los módulos FV se tiene que considerar la ubicación de vivienda de estudio, siendo el óptimo una vivienda con orientación sur ($\alpha=0^\circ$) en la que los paneles recibirán la mayor cantidad de radiación solar. En el presente caso, considerando las características del edificio se ha determinado que la orientación del tejado de la vivienda es prácticamente sur, aunque se encuentra desviada unos grados hacia el oeste.

Con tal de aprovechar la poca superficie disponible, los módulos se orientan en la misma dirección que el tejado de la vivienda. Por lo tanto, se determina que el ángulo de azimut es de aproximadamente $\alpha=21^\circ$ el cual, aún no siendo el óptimo puede considerarse un valor aceptable para instalaciones fotovoltaicas instaladas en el hemisferio norte. Además, puesto que la instalación se va a distribuir de tal forma que puedan instalarse la mayor cantidad de módulos FV ocupando el menor espacio posible, es conveniente utilizar la misma orientación que el tejado del edificio.

El segundo parámetro a tener en cuenta en el diseño del generador FV sería, la inclinación que deberían tener los módulos con tal de captar una mayor cantidad de radiación determinada por el ángulo β . Así pues la inclinación de los módulos, representada en la figura 3.4, viene definida como el ángulo formado por la superficie de los módulos fotovoltaicos con el plano horizontal.

Obteniendo un valor de $\beta=0^\circ$ para módulos totalmente horizontales, y un valor de $\beta=90^\circ$ para módulos totalmente verticales.

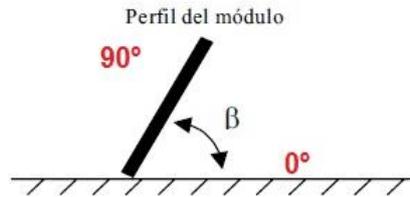


Figura 3.4. Representación del ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Debido al desplazamiento del Sol a lo largo del día y los movimientos de rotación y traslación de la Tierra, el ángulo de incidencia sobre el módulo variará a lo largo del año siendo el momento de captación óptima cuando la radiación solar incida sobre el módulo de forma perpendicular. Es posible determinar la inclinación óptima, teniendo en cuenta estas indicaciones, utilizando el software PVGIS el cual permite conocer a partir de las coordenadas de la instalación, el ángulo de inclinación óptimo para cada mes del año tal y como se muestra en el cuadro 3.4.

Month	I_{opt}
Jan	64
Feb	56
Mar	43
Apr	29
May	15
Jun	7
Jul	11
Aug	22
Sep	38
Oct	51
Nov	62
Dec	66
Year	36

Cuadro 3.4. Ángulo de inclinación óptimo mensual de la instalación. (PVGIS, 2019)

Así pues se ha obtenido un ángulo de inclinación óptimo de los módulos de $\beta=36^\circ$, sin embargo se ha optado finalmente por un ángulo de inclinación de $\beta=20^\circ$ coincidiendo con el valor de inclinación del tejado, debido al ahorro que supone la instalación y compra de la estructura de soporte fijada a la cubierta, además de que la comunidad de vecinos solamente acepta una inclinación igual a la cubierta debido al impacto visual que supondría. Por lo tanto, los cálculos realizados con este parámetro se realizarán bajo esta última afirmación.

Realizando la simulación con el software SAM del diseño con la orientación e inclinación escogida y comparando el resultado del diseño con los parámetros óptimos se obtiene una pérdida máxima de energía del 6,79% ya que se generan 0,66 kWh al año de menos.

Otro aspecto a tener en cuenta, son los elementos que interfieren y pueden generar pérdidas en lo referido al funcionamiento de la instalación. Por tanto es necesario determinar la correcta colocación de los captadores, tal como muestra la figura 3.5, con el fin de minimizar las pérdidas por sombreado.

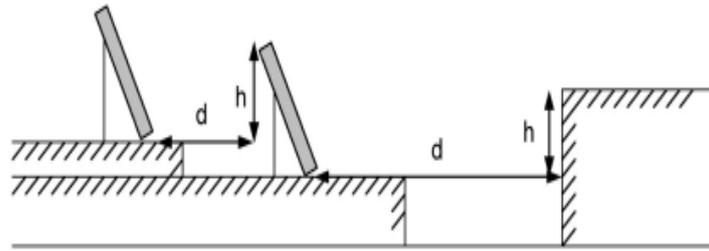


Figura 3.5. Representación de la separación de los módulos para minimizar las pérdidas por sombras. (Ingelibre, 2014)

Dado que se ha decidido una instalación de los módulos fotovoltaicos de forma coplanar al tejado, es decir de igual inclinación, las pérdidas por sombras generadas por una serie de módulos sobre otros son nulas. Por tanto, solamente es necesario tener en cuenta los obstáculos externos a la instalación, estos obstáculos ya sean edificios, árboles, etc. son evaluados mediante el diseño del software SAM.

3.2.2. Selección de los módulos fotovoltaicos

Una vez se ha seleccionado la inclinación de los módulos fotovoltaicos, es necesario conocer la radiación solar global que reciben los módulos empleando esta inclinación, posteriormente a partir de estos datos se pueden dimensionar los captadores. Así pues mediante la herramienta PVGIS se obtienen los datos mostrados en el cuadro 3.5.

Fixed system: inclination=20°, orientation=21°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	2.20	68.2	2.81	87.0
Feb	2.73	76.6	3.52	98.6
Mar	3.45	107	4.52	140
Apr	3.88	116	5.20	156
May	4.38	136	5.97	185
Jun	4.58	137	6.33	190
Jul	4.57	142	6.39	198
Aug	4.28	133	5.98	185
Sep	3.80	114	5.22	157
Oct	3.13	97.0	4.21	131
Nov	2.25	67.4	2.93	88.0
Dec	1.93	59.8	2.46	76.4
Yearly average	3.43	104	4.64	141
Total for year		1250		1690

Cuadro 3.5. Irradiación global mensual para el ángulo de inclinación seleccionado, datos medidos en kWh/m² día. (PVGIS, 2019)

Se dimensiona la instalación considerando las condiciones de insolación medias a lo largo del año, por lo que el valor a utilizar será 4640 Wh/m² día, este valor se ha obtenido de la base de datos *Classic PVGIS*, como ya se ha comentado en el apartado 1.5 al ser una versión anterior proporciona valores un poco más bajos que la versión actual. Sin embargo, aceptando estos valores como válidos, a partir de este dato se calcula la cantidad de Horas de Sol Pico (HSP), término que indica el número de horas que tendría que brillar el Sol a una intensidad de 1000 W/m². Empleando la ecuación 3.2 se obtiene:

$$HSP = \frac{E_B}{G_{STC}} = \frac{4640}{1000} = 4,64 \quad (3.2)$$

Donde E_{β} representa la irradiación media en un año medida en Wh/m^2 día, y β se corresponde con el ángulo de inclinación seleccionado.

Comparando distintos modelos, finalmente se han escogido módulos fotovoltaicos modelo TSM340-PE14H, este tipo de módulos son fabricados por la empresa Trinasolar la cual asegura la mejor calidad en la venta de todos sus productos. Se ha escogido la tecnología policristalina puesto que es la de uso más extendido en este tipo de aplicaciones, además para la selección de este modelo se han tenido en cuenta una serie de propiedades las cuales se muestran detalladas en el anexo C.

La energía máxima generada por un panel FV del modelo seleccionado durante un día se determina con la ecuación 3.3:

$$E_{panel_{FV}} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} \cdot HSP \cdot PR = 37,6 \cdot 9,05 \cdot 4,64 \cdot 0,6 = 947,34 \text{ Wh/día} \quad (3.3)$$

Donde V_{MPP} es la tensión a potencia máxima, I_{MPP} es la corriente a potencia máxima, HSP corresponde a las Horas de Sol Pico calculadas en la ecuación anterior y PR es el coeficiente de rendimiento (*Performance ratio*) del panel fotovoltaico el cual típicamente se encuentra entre valores del 60-70%.

Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico de la instalación, se procede a realizar los cálculos pertinentes para el dimensionamiento los cuales vienen detallados en el Anexo A.

3.3. Selección del inversor de conexión a red

El inversor seleccionado convierte la corriente continua que proviene del generador fotovoltaico en corriente alterna a 230 V la cual es aceptada por los consumos de la vivienda. Se ha decidido seleccionar el modelo Fronius Primo 5.0-1 cuya hoja de características puede consultarse en el Anexo C. A la hora de seleccionar este modelo se han tenido en cuenta varios factores:

- La potencia nominal para la que se ha diseñado el inversor de conexión a red es de 5 kW, sin embargo este modelo es capaz de alcanzar un máximo de potencia de salida del generador FV de 7,8 kW_p manteniendo en todo momento el rendimiento máximo.
- El inversor trabaja oscilando entre un rango de tensiones en el punto de máxima potencia de 240 V a 480 V, y el rango de operación va desde 80 hasta 600 V, por lo que puede operar bajo cualquier condición en la que se encuentren los módulos fotovoltaicos ya que los valores de tensión máxima que pueden alcanzar los paneles solares se encuentran dentro del rango establecido por el inversor.
- El inversor acepta una corriente máxima de cortocircuito con un valor inferior a 22,5 A. Este valor es inferior a la corriente que suministran los módulos en las mismas condiciones.
- Los valores máximos admitidos de tensión y corriente a la entrada del inversor, siendo estos de 600 V y 18 A respectivamente, cumplen con los requerimientos de la instalación.

Las verificaciones expuestas anteriormente así como el cálculo del número de inversores a instalar, vienen detallados en el Anexo A.

3.4. Selección del sistema de almacenamiento

El correcto dimensionamiento del sistema de acumulación, tal y como se comentó en el apartado 2.2, es de vital importancia para lograr un funcionamiento fiable de la instalación en las horas en las que no se recibe radiación solar. Así pues, si se tuviese un sistema de almacenamiento insuficiente podría darse el caso de que la vivienda se quedara sin suministro de electricidad, aunque en el caso de estudio se dispone del apoyo de la red pública y no supondría un problema grave. Por otro lado, si sobredimensionamos el sistema tal exceso de capacidad generaría cargas incompletas de las baterías.

Comparando distintos modelos, finalmente para el dimensionado del inversor-cargador se ha seleccionado el modelo Sunny Island 6H teniendo en cuenta la potencia nominal, con un valor de 6000 W, ya que ha de ser capaz de soportar la potencia máxima demandada por la vivienda.

A la hora de realizar el dimensionado y la selección del tipo de baterías, se ha de tener en cuenta una serie de características en la operación de ciclado de la batería, es decir, la operación de carga y descarga de las mismas.

- **Capacidad:** término referido a la cantidad de energía que puede obtenerse de la descarga total de una batería cargada al máximo inicialmente. La capacidad se mide en Amperios-hora (Ah), es decir una batería que posee una capacidad de 120 Ah debe ser capaz de suministrar 120 A en una hora, o por defecto, 12 A en diez horas. Aunque actualmente la mayoría de las baterías de iones de litio miden su capacidad en kWh.
- **Estado de carga (State of charge):** se define como la cantidad de energía disponible de una batería. Este parámetro viene representado en forma porcentual entendiéndose como un estado de carga del 100%, cuando la batería dispone de una carga completa.
- **Profundidad de descarga (DOD):** nivel de descarga máximo de las baterías que tolera el regulador, con tal de garantizar la vida útil de las mismas antes de desconectarse a causa de la tensión de corte de sobrecarga. En las baterías de plomo-ácido este parámetro suele ser de un 70%. En la figura 3.6 puede observarse como a medida que la profundidad de descarga va aumentando, la batería es capaz de soportar una menor cantidad de ciclos, por lo que su vida útil se reduce.

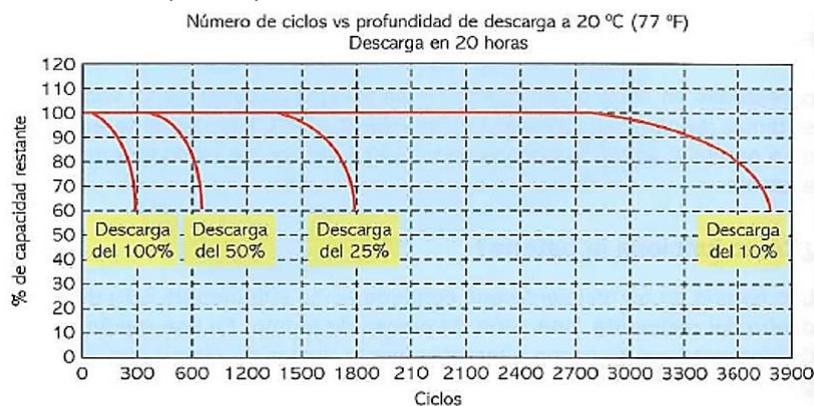


Figura 3.6. Pérdida de capacidad de una batería en función de la profundidad de descarga. (Riunet, 2017)

- **Autonomía (DOA):** indica la cantidad de días correlativos en los que las baterías pueden suplir la demanda requerida a falta de radiación solar, sin alcanzar la profundidad máxima de descarga. Dado que el caso de estudio se trata de un sistema conectado a la red eléctrica, no se alcanzará la profundidad de descarga máxima ya que las baterías se recargan mediante la red eléctrica. Así pues, se considera para este caso 1 día de autonomía por si se diese el caso de que hubiese problemas en la red de distribución.

El tipo de conexión de las baterías a instalar es un aspecto importante a tratar dado que la conexión depende de las necesidades de la instalación. Se pueden diferenciar tres modos de conexión:

- **Asociadas en serie:** conectando los polos positivos de dos baterías correlativas. Con este tipo de asociación se consigue el aumento de la tensión del sistema, en función del número de baterías conectadas, sin variar la capacidad.
- **Asociadas en paralelo:** de forma inversa, asociando las baterías en paralelo se aumenta la capacidad del sistema manteniendo el valor de tensión, mediante la unión del polo positivo con el polo negativo de la batería contigua.
- **Asociación mixta:** obteniéndose así una combinación de propiedades de ambas asociaciones.

El caso de estudio se trata de una vivienda unifamiliar, por lo que es importante tener en cuenta que no se dispone de un presupuesto bastante elevado, por tanto se tiene en especial consideración el desembolso económico que supone la instalación de un tipo u otro de baterías.

Por esta razón se decide instalar baterías de plomo ácido que, aun no poseyendo unas características como las de iones de litio se considera una tecnología bastante aceptable en este tipo de instalaciones, consiguiendo así disminuir considerablemente el presupuesto de la instalación. Concretamente se instala una batería tipo AGM (*Absorbed Glass Mat*) ya que este tipo de baterías, disponibles como monobloc, no requiere de mantenimiento ni ventilación por estar selladas, además soportan ambientes con vibraciones, altas temperaturas, descargas profundas, poseen un voltaje más estable en la descarga y en caso de rotura, no da posibilidad de derrame de líquido gracias a su sellado. Comparando distintos modelos, finalmente el seleccionado ha sido el modelo Vision Group 6FM250Z-X.

Una vez seleccionados los elementos que conforman el sistema de acumulación, se procede a la realización de los cálculos pertinentes al dimensionado, los cuales vienen expuestos en el Anexo A. De igual modo, las hojas de características de ambos elementos seleccionados se encuentran en el Anexo C.

3.5. Cableado de la instalación

El correcto dimensionado del cableado de la instalación es muy importante para conseguir minimizar las pérdidas por caídas de tensión producidas en los mismos. Si no se escoge la sección óptima puede provocarse una caída de tensión superior a la soportada por los cables, esto genera que la tensión que circula por el conductor aumente provocando un sobrecalentamiento,

el cual puede degenerar en el deterioro tanto del aislante como del propio conductor, pudiéndose provocar un cortocircuito o incluso un incendio.

La selección del cableado de la instalación se basa en las indicaciones proporcionadas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y la Norma EN-50618 los cuales establecen las condiciones técnicas que deben cumplir los conductores de una instalación fotovoltaica conectada a la red. De forma que, siguiendo estas indicaciones se dimensiona correctamente las secciones óptimas de los conductores.

Lo más habitual en este tipo de instalaciones es dividir el cálculo de las secciones de los conductores en distintos tramos, distinguiendo entre cableado de CC y CA debido a que el método de cálculo es distinto dependiendo del tipo de corriente. Por tanto, para el cálculo de la sección del cableado es necesario basarse en dos criterios siendo el primer criterio el de intensidad máxima admisible o de calentamiento y el segundo el de máxima caída de tensión.

El primer criterio utilizado se basa en que el conductor no debe superar la temperatura máxima admisible impuesta por el aislamiento en funcionamiento normal, por lo que si se instalan cables con aislamiento termoplástico la temperatura es de 70 °C, sin embargo si el aislamiento es termoestable la temperatura se limita a los 90 °C. Según lo estipulado por la ITC-BT-40, *“los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”*. Además para el cableado de corriente continua, la norma recomienda la utilización de conductores unipolares de clase 5 (conductores flexibles), de cobre y cuyo aislamiento sea un compuesto reticulado es decir, un polímero termoestable en concreto XLPE.

Por otra parte el segundo criterio limita la caída de tensión en cada parte de la instalación para así garantizar un correcto funcionamiento de la instalación. La ITC-BT-40 dicta que *“la caída de tensión entre el generador y el punto de conexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”*.

Para finalizar, el cableado de la instalación también cuenta con una serie de conductores de protección que conectan las masas con el borne principal de puesta a tierra, para así garantizar una correcta protección y puesta a tierra de la instalación. Los conductores de protección se alojan en la misma canalización que los conductores activos y son del mismo material, así pues para la determinación de la sección se recurre a la figura 3.7.

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

Figura 3.7. Secciones de los conductores de protección en función de las secciones de los conductores de fase. (ITC-BT-18)

Los cálculos referidos al cableado de la instalación se encuentran en el correspondiente apartado del Anexo A.

3.6. Protecciones de la instalación

La instalación cuenta con una serie de elementos de protección frente a sobretensiones, sobreintensidades y contactos directos e indirectos en base a lo establecido en la normativa vigente, UNE-EN 60364-7-712 y el RD 1699/2011. Asimismo se hace una diferencia entre las protecciones de la parte de corriente continua y la parte de corriente alterna ya que las protecciones son distintas en cada uno de los tramos. Las protecciones se instalan en una caja general de protección cuya disposición se detalla en la ITC-BT-13.

3.6.1. Protecciones de la parte en continua

Se identifica como parte en continua al cableado que conecta cada string con el inversor, el cableado de CC también incluye la conexión del inversor-cargador con las baterías. En el caso de realizar un diseño sin sistema de almacenamiento, solamente se considera el cableado que conecta cada string con el inversor. Así pues, en este apartado se indican las consideraciones a tener en cuenta para la protección contra sobreintensidades (cortocircuitos y sobrecargas), sobretensiones y contactos directos e indirectos en ambos diseños.

- **Sobreintensidades**

Según lo establecido por la Norma EN 60364-7-712, *“los dispositivos de protección contra las sobreintensidades del lado de corriente continua serán bien fusibles gPV [...], o bien dispositivos de acuerdo con la Norma EN 60947-3, o de acuerdo con la Norma EN 60898-2”*. Para el diseño, en la conexión de las baterías con el inversor-cargador se utiliza este tipo de protecciones, en concreto se instala un fusible en la línea de positivo de unión del inversor-cargador con el polo positivo de las baterías.

Sin embargo, para la conexión del inversor con el generador FV la norma dicta que *“en un grupo fotovoltaico con una o dos cadenas fotovoltaicas en paralelo, no se requiere un dispositivo protector de sobreintensidad”* simplemente ha de asegurarse que *“la corriente permanente admisible I_z del cable para la cadena fotovoltaica ha de ser superior o igual a la corriente máxima de cortocircuito de la cadena”* dado que en el caso de estudio se ha asumido instalar 2 strings en paralelo, no es necesario un dispositivo protector de sobreintensidad. Además, el modelo de inversor seleccionado incorpora un interruptor seccionador para aislar el generador fotovoltaico y así facilitar las tareas de mantenimiento.

- **Sobretensiones**

Debido a la exposición atmosférica que suele tener el generador fotovoltaico, puede darse el caso de sufrir sobretensiones transitorias de origen atmosférico reduciéndose así el rendimiento y la vida útil de la instalación. Es por ello que se debe proteger la entrada al inversor mediante dispositivos de protección de clase II, por tanto se debe conectar un descargador de tensión.

Dado que la máxima tensión que puede producirse en cada módulo se da en las condiciones de circuito abierto. Se dispone de un máximo 9 módulos por string para el caso de estudio, por tanto puede alcanzarse un valor de 414,9 V. Por lo que se elige un descargador para ambas series de módulos con una tensión superior al valor calculado. El modelo escogido ha sido SOLARTEC PST25PVT con una tensión máxima de 500 V_{DC}.

- **Contactos directos e indirectos**

Se garantiza la protección del generador fotovoltaico contra contactos directos e indirectos contactándolo en modo flotante respecto de tierra, siempre que la resistencia de aislamiento de la parte de CC se encuentre por encima de los niveles de seguridad y no se genere un defecto a tierra. Para este último caso se generan riesgos los cuales pueden solucionarse mediante:

- Un controlador de aislamiento que detecte cuando se produce un fallo de aislamiento mediante la medición de la resistencia de aislamiento y comparándola con el mínimo establecido. Se instala un controlador permanente de aislamiento formado por el vigilante de aislamiento, el cual mide la resistencia entre el conductor y el neutro y la compara con el mínimo establecido, y un interruptor de corriente continua el cual actúa cuando recibe una señal del vigilante de aislamiento.
- El aislamiento de clase II del generador fotovoltaico y el cableado.

Aplicando estas condiciones se asegura una corriente de defecto inferior a 30 mA, valor límite de corriente para producir riesgo eléctrico considerable en las personas según la ITC-BT-25.

3.6.2. Protecciones de la parte en alterna

La parte en corriente alterna se corresponde al cableado que conecta el inversor de conexión a red con el inversor-cargador y las cargas de la vivienda, y la conexión del inversor-cargador con la red eléctrica de distribución. Por otro lado en un diseño sin baterías, solamente se tiene en cuenta el cableado de unión del inversor de conexión a red con las cargas de la vivienda y la red pública. Así pues, a continuación se indican los elementos a tener en cuenta para la protección contra sobrecargas (cortocircuitos y sobrecargas) y contactos directos e indirectos y asegurar la protección de la calidad del suministro en cada uno de los dos diseños.

- **Sobreintensidades**

Según dicta el RD 1699/2011 se debe incluir un elemento de corte general que proteja la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos. Así pues se incluye un interruptor magnetotérmico omnipolar con un poder de corte superior a la corriente de cortocircuito definida por la compañía. Se conecta un interruptor magnetotérmico tipo C puesto que es el más utilizado en este tipo de instalaciones.

- **Calidad del suministro**

El RD 1699/2011 incluye una serie de especificaciones en lo referido a la calidad de la energía que se inyecta a la red en instalaciones generadoras, la instalación incorpora:

- *“Un interruptor automático de la conexión, para la conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento”.*
- Los valores para la máxima y mínima frecuencia son 50,5 Hz y 48 Hz respectivamente, y los valores de actuación para la máxima y mínima tensión son $1,15 U_n$ y $0,85 U_n$ respectivamente.

- *“La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras”,* puesto que el inversor de conexión a red no incorpora un transformador de aislamiento es necesario instalar uno entre la salida del generador fotovoltaico y el inversor de conexión a red.

- **Contactos directos e indirectos**

Los elementos de la parte de corriente alterna están cubiertos por una carcasa protectora evitando así el contacto directo. Además de la toma a tierra, el RD 1699/2011 exige la incorporación de un *“interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra”,* por lo que el diferencial a instalar en la parte de CA tendrá una sensibilidad de 30 mA según lo indicado en la ITC-BT-25. La corriente asignada de este interruptor ha de ser igual o superior a la del interruptor magnetotérmico, con tal de actuar solamente en caso de producirse un fallo a tierra.

Según lo indica la normativa, puede darse el caso de que el inversor de la instalación incorpore alguna de las protecciones anteriores como es el caso del modelo de inversor seleccionado en ambos diseños, el cual incorpora las funciones de protección de máxima y mínima tensión y frecuencia.

Por tanto, a modo de resumen, la instalación de la vivienda cuenta con un interruptor diferencial conectado en la salida de CA del inversor de conexión a red y del inversor-cargador, y conectados a la salida de conexión a red del inversor-cargador se incluyen un interruptor magnetotérmico general válido para todo el conjunto de la instalación y un interruptor diferencial para la protección contra contactos directos e indirectos. En un diseño sin baterías solamente sería necesario conectar un interruptor diferencial y un interruptor magnetotérmico general al la salida de CA del inversor de conexión a red.

3.7. Puesta a tierra

Según dicta la ITC-BT-40, *“las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE-RAT 13”*. Es de vital importancia que la instalación cuente con una buena puesta a tierra ya que, esta limita la tensión en los componentes en un momento concreto asegurando así la correcta actuación de las protecciones para así minimizar los riesgos generados por un mal funcionamiento o una avería de la instalación.

El RD 1699/2011 también estipula que *“las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora [...]”*, esta afirmación quiere decir que los conductores de protección que conectan las masas de la instalación a la toma de tierra no deben conectar con los conductores de protección de las masas de la vivienda. Por tanto, se realiza una puesta a tierra independiente que para el diseño de la instalación incluye al inversor de conexión a red, el inversor-cargador, las baterías y el generador fotovoltaico, en concreto, los marcos de los módulos y la estructura soporte asegurando así la

protección frente a contacto directo e indirecto. Por otro lado en un diseño sin baterías solamente es necesaria una puesta a tierra del generador fotovoltaico y del inversor de conexión a red.

Así pues, se deben instalar un número suficiente de electrodos para asegurar que “*el valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V*”, según lo indicado en la ITC-BT-18. Además para los conductores de tierra el cual une el electrodo de puesta a tierra con el borne principal, se utiliza el mismo conductor de tierra que posee la vivienda. Los cálculos correspondientes a la puesta a tierra de la instalación se especifican en el Anexo A.

3.8. Estructura de soporte

La cubierta de la vivienda del caso de estudio se encuentra inclinada y recubierta con teja para la evacuación de aguas pluviales, de tal forma que se ha seleccionado un sistema de fijación del generador fotovoltaico coplanar válido para cubiertas de teja.

La estructura está diseñada para instalarse en posición horizontal y con la misma inclinación que la cubierta mediante un pasatejas, sistema que permite la fijación a la cubierta sin necesidad de agujerear las tejas salvaguardando así la estructura. Así pues, se ha escogido la estructura soporte del modelo SUNFER KHT915 tal y como se observa en la figura 3.8.



Figura 3.8. Estructura soporte modelo SUNFER KHT915. (Sunfer Energy Structures, 2019)

3.9. Diseño mediante el software SAM

Con el fin de comparar los datos obtenidos de forma teórica en el diseño de la instalación, se procede a realizar una simulación de los dos diseños realizados para la vivienda, mediante el software *System Advisor Model* el cual, proporciona resultados de la energía producida así como las pérdidas de la instalación, a partir de los elementos de la instalación seleccionados en el diseño teórico; módulos, inversor y baterías, y de parámetros de radiación de la vivienda del caso de estudio.

Estos resultados son referidos a la instalación calculada en el modelo teórico. A continuación se comenta el proceso de introducción de datos en el software para la obtención de resultados. El primer paso a seguir es la introducción de los parámetros de radiación, ubicación y temperatura de la instalación. Estos parámetros se obtienen mediante el programa PVGIS.

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Lifetime

Battery Storage

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parametrics Stochastic

P50 / P90

Macros

Filter: Name

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID
imperial_ca_32.835205_-115.572398_psmv3_60_tmy	32.85	-115.58	-8	-20	72911
phoenix_az_33.450495_-111.983688_psmv3_60_tmy	33.45	-111.98	-7	358	78208
tucson_az_32.116521_-110.933042_psmv3_60_tmy	32.13	-110.94	-7	773	67345
tmy_era_39.54_-0.348_2007_2016 (2)	39.54	-0.348	1	18	unknown

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/remove Weather File Folders and add folders containing the files.

C:\Users\Usuario\Desktop\hola
C:\Users\Usuario\SAM Downloaded Weather Files\39.540042
C:\Users\Usuario\Desktop\hola

Add/remove weather file folders...
Refresh library

Download Weather Files
The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library; Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or P50/P90 analyses. See Help for details.

One location Multiple locations 60-minute 30-minute Legacy data (advanced)

Type a location name, street address, or latitude and longitude Download files for all years (P50/P90) Download and add to library...
[For locations not covered by the NSRDB, click here to go to the SAM website Weather Page for links to other data sources.](#)

Weather Data Information
The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file: C:\Users\Usuario\Desktop\hola\tmy_era_39.54_-0.348_2007_2016 (2).epw

-Header Data from Weather File

Station ID: unknown Latitude: 39.54 DD Longitude: -0.348 DD Elevation: 18 m Time zone: GMT 1

For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.

-Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal	4.82 kWh/m ² /day	Average temperature	18.6 °C	-Optional Data
Direct normal (beam)	5.61 kWh/m ² /day	Average wind speed	4.3 m/s	Maximum snow depth
Diffuse horizontal	1.55 kWh/m ² /day			Annual albedo

*NaN indicates missing data.

Figura 3.9. Introducción de datos de ubicación, radiación y temperatura. (SAM, 2019)

El siguiente paso es elegir el modelo de captador para el estudio, dado que se ha escogido un modelo que no viene dado en la base de datos del programa, es necesario introducir los datos a mano.

Photovoltaic, Residential

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Lifetime

Battery Storage

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parametrics Stochastic

CEC Performance Model with User Entered Specifications

General Information

Module description: Generic polycrystalline silicon module
Cell type: multiSi
Module area: 1.894 m²
Nominal operating cell temperature: 44 °C

-Bifacial Specifications-

Module is bifacial
Transmission fraction: 0.013 0-1 Ground clearance height: 1 m
Bifaciality: 0.65 0-1

Electrical Specifications

Maximum power point voltage (Vmp): 37.6 V
Maximum power point current (Imp): 9.05 A
Open circuit voltage (Voc): 46.1 V
Short circuit current (Isc): 9.5 A
Temperature coefficient of Voc: -0.32 %/°C
Temperature coefficient of Isc: 0.05 %/°C
Temperature coefficient of max. power point: -0.41 %/°C
Number of cells in series: 72

The model assumes a reference bandgap voltage Eg_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

Mounting Configuration

Standoff height: Ground or rack mounted
Approximate installation height: Two story building height or higher

References

For information about the CEC module model inputs, see Help. For details about the model implementation, see Gilman (2015) on the SAM website's Performance Model Documentation page:
[Performance Model Documentation page on SAM website](#)

Save / Load Data

Save data to file... Load data from file... C:/Users/Usuario/Desktop/solar panel.csv

Nominal Maximum Power Point Ratings at STC

Power: 340.28 Wdc
Efficiency: 17.9662 %

Current-Voltage (I-V) Curve at STC

Calculate and plot

Figura 3.10. Introducción de datos del modelo de módulo fotovoltaico escogido. (SAM, 2019)

A continuación se introduce el inversor escogido, en este caso el modelo escogido sí que viene dado en la base de datos, así pues:

The screenshot shows the 'Inverter CEC Database' with a table of inverter models. The selected model is 'Fronius USA: Fronius Primo 5.0-1 208-240 [240V]'. Below the table, the 'Efficiency Curve and Characteristics' section displays a graph of Efficiency (%) vs. % of Rated Output Power, showing three curves for Vdco, Mppt-low, and Mppt-hi. To the right, various parameters are listed, including Maximum AC power (5000 Wac), Maximum DC power (5130.29 Wdc), and CEC weighted efficiency (96.933%).

Name	Paco	Pdco	Pso	Pnt	Vac	Vdcmx
Fronius USA: Fronius Primo 3.8-1 208-240 [208V]	3800	3910.187256	48.366890	1.140000	208	800
Fronius USA: Fronius Primo 3.8-1 208-240 [240V]	3800	3911.354980	53.252811	1.140000	240	800
Fronius USA: Fronius Primo 5.0-1 208-240 [208V]	5000	5139.906738	46.440655	1.500000	208	800
Fronius USA: Fronius Primo 5.0-1 208-240 [240V]	5000	5130.287109	40.412922	1.500000	240	800
Fronius USA: Fronius Primo 6.0-1 208-240 [208V]	6000	6168.103027	43.577202	1.800000	208	800

Figura 3.11. Datos del inversor del modelo escogido. (SAM, 2019)

Siguiendo el orden, se introducen los parámetros del diseño de la instalación que se han obtenido en el diseño teórico.

The screenshot shows the 'AC Sizing' and 'DC Sizing and Configuration' sections. The 'AC Sizing' section includes 'Number of inverters' (1) and 'DC to AC ratio' (1.16). The 'Sizing Summary' section shows 'Total AC capacity' (5.000 kWac), 'Total inverter DC capacity' (5.130 kWdc), and 'Nameplate DC capacity' (5.785 kWdc). The 'DC Sizing and Configuration' section includes 'Electrical Configuration' for Subarray 1, 2, 3, and 4, and 'Tracking & Orientation' settings for tilt and azimuth.

Figura 3.12. Introducción de datos del diseño del sistema. (SAM, 2019)

Se introducen además datos de la tecnología que se emplea en las baterías, así como los datos calculados en el modelo teórico.

Figura 3.13. Introducción de datos de las baterías. (SAM, 2019)

Se calculan las pérdidas por sombreado de la instalación mediante la herramienta *3D shade calculator*, incluida en el software y por último, se introduce la demanda de la vivienda en el apartado de *Electric Load*.

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	100	100	45.9517	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	100	99.9882	0.185001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Apr	100	100	100	100	100	100	100	38.1074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	44.4815	28.9978	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	19.1764	17.836	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	30.7618	27.7486	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	85.3316	71.591	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	100	38.4033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	100	100	18.8166	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Dec	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100

Figura 3.14. Resultados de las pérdidas por sombreado de la instalación. (SAM, 2019)

Una vez se han introducido todos los parámetros para el diseño, se procede a realizar la simulación. A continuación se presentan los resultados obtenidos:

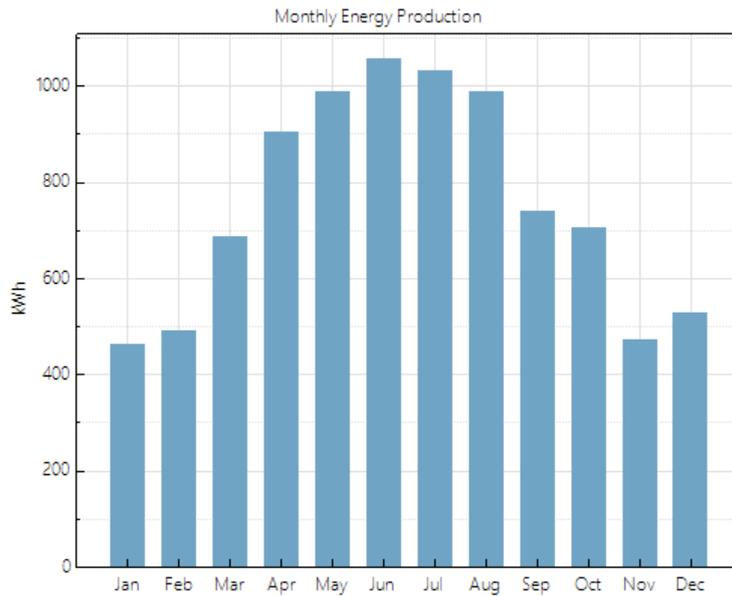


Figura 3.15. Producción de energía mensual del sistema dimensionado en el caso de estudio. (SAM, 2019)

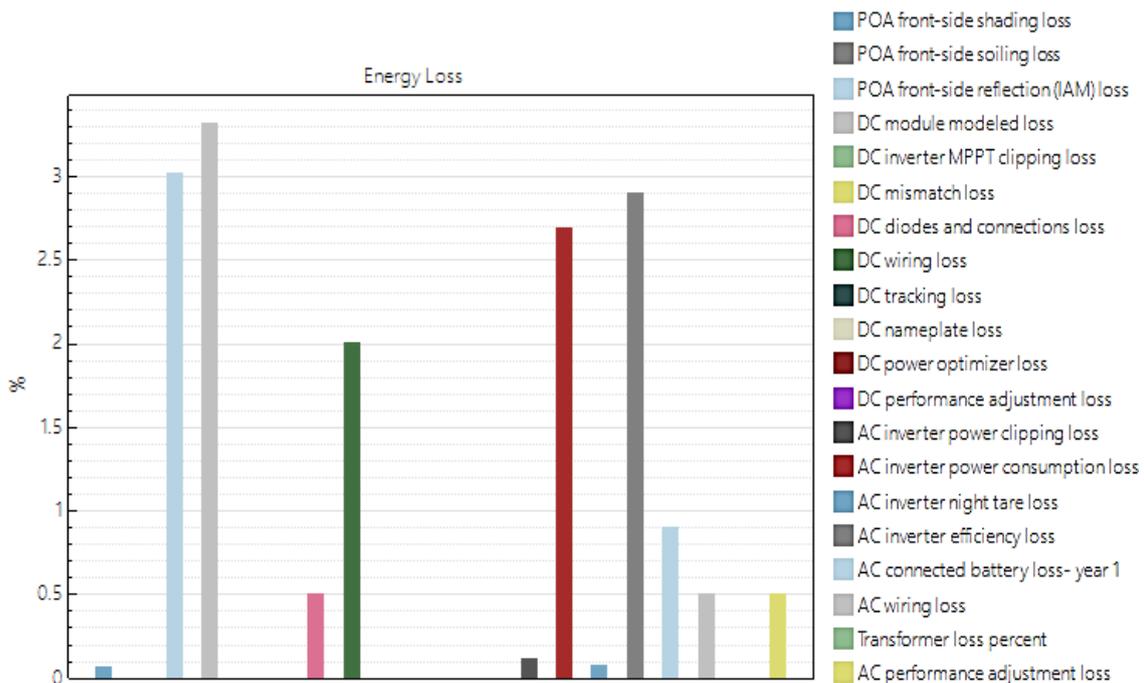


Figura 3.16. Pérdidas de energía diseño del sistema dimensionado. (SAM, 2019)

El software también incluye la opción de poder realizar un análisis económico, sin embargo, en este caso solamente se ha tenido en cuenta los resultados referidos al dimensionado del diseño. El programa proporciona un informe de resultados del cual es reseñable el diagrama de pérdidas y un cuadro resumen con los resultados obtenidos. Respecto a este último, el software no puede mostrar el cuadro para un sistema con baterías, así pues, se ha generado un informe del diseño en ausencia de sistema de almacenamiento con tal de poder aportar este dato. A continuación, se presentan el cuadro resumen y el diagrama de pérdidas de la instalación diseñada.

Performance Model

Modules		
User-specified parameters		
Cell material	multiSi	
Module area	1.89 m ²	
Module capacity	340.28 DC Watts	
Quantity	17	
Total capacity	5.78 DC kW	
Total area	32 m ²	
Inverters		
Fronius USA: Fronius Primo 5.0-1 208-240		
Unit capacity	5 AC kW	
Input voltage	100 - 800 VDC DC V	
Quantity	1	
Total capacity	5 AC kW	
DC to AC Capacity Ratio	1.16	
AC losses (%)	1.99	
Two subarrays:	1	2
Strings	1	1
Modules per string	9	9
String voltage (DC V)	0.00	0.00
Tilt (deg from horizontal)	20.00	20.00
Azimuth (deg E of N)	201	201
Tracking	no	no
Backtracking	-	-
Self shading	no	no
Rotation limit (deg)	-	-
Shading	yes	yes
Snow	no	no
Soiling	yes	yes
DC losses (%)	2.49	2.49
Performance Adjustments		
Availability/Curtailment	0.500000%	
Degradation	none	
Hourly or custom losses	none	
Annual Results (in Year 1)		
GHI kWh/m ² /day	4.82	4.82
POA kWh/m ² /day	4.00	4.00
Net to inverter	9,930 DC kWh	
Net to grid	9,130 AC kWh	
Capacity factor	18.0	
Performance ratio	0.84	

Figura 3.17. Cuadro resumen. (SAM, 2019)

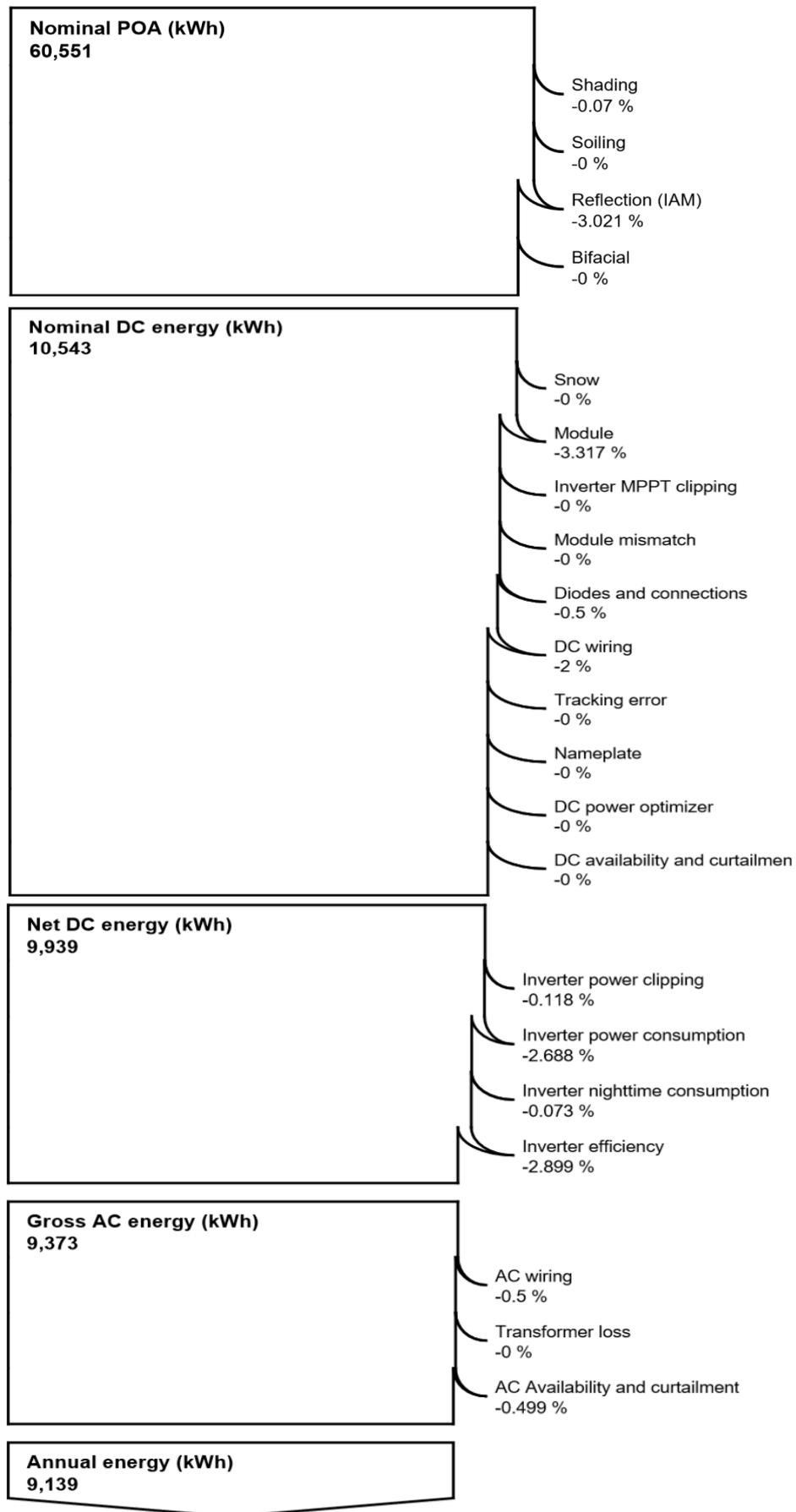


Figura 3.18. Diagrama de pérdidas de la instalación. (SAM, 2019)

Como conclusiones generales puede decirse que, la figura 3.15 proporciona resultados de la producción de energía. Como puede observarse en las figuras anteriores, la demanda de energía de la vivienda se cubre sobradamente todos los meses, dado que el diseño teórico se ha calculado para que el sistema sea capaz de cubrir la demanda en el día de mayor consumo de la vivienda.

Así pues, dado que en los días de menor demanda se genera más energía de la consumida, todo el excedente es vertido a la red siguiendo la “compensación simplificada de los excedentes” establecida en el RD 244/2019, la cual dicta que la compensación económica es la que corresponde a la cantidad total de kWh vertidos por el precio medio del kWh en el momento de vertido, descontándose esta compensación de la factura eléctrica cada mes.

La figura 3.16 muestra que en el diseño, las mayores pérdidas de energía tienen lugar en los módulos fotovoltaicos, este valor se refiere principalmente a las pérdidas por temperatura en los módulos fotovoltaicos, ya que los paneles solares no trabajan en condiciones estándar de temperatura sino que se calientan provocando una disminución del rendimiento y con ello pérdidas en la instalación.

Dos datos importantes que se muestran en la figura 3.18 son *Inverter MPPT clipping* e *Inverter power clipping*, estas pérdidas indican si el inversor puede soportar la cantidad de energía que recibe, si estos valores fuesen más altos querría decir que las pérdidas en el inversor son excesivas debido a que no puede soportar toda la energía recibida del generador FV, por tanto al ser estos valores pequeños quiere decir que el inversor escogido en el modelo teórico es válido para la energía recibida. Además, las pérdidas por sombreado mostradas en la simulación no sobrepasan el límite establecido por el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones de superposición, como es el caso de estudio.

Una vez realizada la comparación entre el modelo teórico y la simulación mediante SAM puede afirmarse que los elementos de la instalación están bien diseñados con el fin de poder suministrar la energía necesaria para cubrir la demanda de la vivienda del caso de estudio.

Cabe destacar que la instalación produce mucha más energía de la que se necesita, ya que como se ha comentado la instalación se ha dimensionado para el día más crítico, y es por eso que en el balance anual se producen muchos excedentes. Los excedentes son vendidos a la red al precio de *pool*, mucho menor que el de compra, por lo que se ha de evaluar si es rentable instalar una instalación más grande de lo necesario o por el contrario comparar el diseño con uno en el que se incluyan a más vecinos disminuyendo así tanto los costes como la energía vertida a la red, ya que se aprovecha mejor el sistema. Es por ello que en el capítulo 5 se procede a comparar los distintos diseños mediante el software *Homer*.

Capítulo 4

Pliego de condiciones

4.1. Objeto

El presente pliego de condiciones tiene como objeto:

- Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo,...). Asimismo, pretende servir como guía para instaladores y fabricantes, definiendo las especificaciones mínimas que ha de cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- Se valorará el estado de calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- El ámbito de aplicación de este PCT (Pliego de Condiciones Técnicas), se extiende a todos los sistemas ya sean mecánicos, eléctricos y electrónicos que conforman las instalaciones.

Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución, por tanto quedan expresamente excluidas las instalaciones aisladas de la red. Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos; en todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas.

4.2. Definiciones

Radiación solar

- Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie (kW/m^2).
- Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo (kWh/m^2 o MJ/m^2).

Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.
- Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es una línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

- Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- Ramas fotovoltaicas: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.
- Potencia nominal del generador: Suma de potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Módulos

- Célula solar: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- Módulo fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y se definen como irradiancia solar 1000 W/m^2 ; distribución espectral AM 1,5 G; temperatura de célula $25 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Potencia pico (kWp): Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM. Normalmente la potencia pico se sobredimensiona respecto a la potencia nominal del inversor.

4.3. Diseño

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

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico. Además, el funcionamiento de las

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

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

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad; se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

4.3.1. Sistemas generadores fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, se deberá satisfacer la norma UNE-EN 61215 para módulos FV de silicio cristalino para uso terrestre o la norma UNE-EN 61646 para módulos FV de lámina delgada para aplicaciones terrestres.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios. Además, será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en caso de ser distinto modelos, el diseño debe garantizar la compatibilidad total entre ellos. La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las sobras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites mostrados en el cuadro 4.1, en el cual se indican tres condiciones a cumplir: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

Cuadro 4.1. Límites máximos de pérdidas de un generador fotovoltaico

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente de cada una de las ramas del resto del generador. Además, los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

4.3.2. Estructura soporte

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

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Documento Básico de Seguridad Estructural: Acciones en la Edificación, del CTE. Además, el diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

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

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos. Esta estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

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

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

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, será de aplicación el Documento Básico de Seguridad Estructural: Acero, para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. En caso de ser del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-37-501 y UNE-37-508 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles de 80 micras con tal de eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar la vida útil.

4.3.3. Inversores

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

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

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor para una potencia de salida en CA igual al 25% y 100% de la potencia nominal de salida, será como mínimo del 85% y del 88% respectivamente (incluyendo el transformador de salida en caso de que lo hubiese) para inversores de potencia inferior a 5 KW, y del 90% y del 92% para inversores mayores de 5 KW.
- El autoconsumo de los equipos en *stand-by* deberá ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95; entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

4.3.4. Cableado

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable, ya sea de CC como de CA, deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Además todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

4.3.5. Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución del 31 de mayo de 2001.

4.3.6. Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa en lo referido a medidas y facturación de instalaciones FV conectadas a la red de baja tensión.

4.3.7. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto la normativa sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima tensión ($1,1 U_m$ y $0,85 U_m$ respectivamente) serán para cada fase.

4.3.8. Puesta a tierra de la instalación

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección de CC como de la de CA, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el RBT.

4.3.9. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

4.4. Recepción y pruebas

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

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

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

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

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

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

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de 3 años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

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

4.5. Programa de mantenimiento

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

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

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

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

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

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

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 KWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas, y registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

4.6. Garantías

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

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.

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

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

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

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas. Además, realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

4.7. Impacto ambiental de la instalación

Una instalación FV conectada a la red tiene un impacto ambiental prácticamente nulo. Cabe destacar que si además se encuentra en el tejado o la azotea de un edificio situado en una zona residencial, dicho impacto es cuasi inexistente.

Al analizar los diferentes factores que generan impacto ambiental (ruido, residuos tóxicos, impacto visual, destrucción de la flora y fauna, etc.), se obtiene que solamente se genera impacto ambiental en la fabricación de los componentes, pero no en su funcionamiento.

En la fabricación de los módulos FV, los inversores, el cableado, etc. son los procesos en los que las emisiones de gases y vertidos contaminantes generan un mayor impacto ambiental. Por esta razón, en los costes de fabricación hay que tener en cuenta los posibles residuos que pueden generarse ya sean aceites, metales, disolventes o envases; todos ellos están regulados para una correcta eliminación.

En lo que respecta a la energía que es consumida a lo largo del proceso de fabricación, se sabe que en un tiempo de aproximadamente 6 años los módulos devuelven la energía consumida en el proceso de fabricación.

4.8. Dimensionado del sistema

El objeto de este apartado es evaluar el dimensionado del generador fotovoltaico llevado por el instalador, independientemente de los métodos que el instalador utilice para esta tarea.

4.8.1. Definiciones

- Ángulo de inclinación: Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

- Ángulo de azimut: Ángulo entre la proyección del plano horizontal de la norma a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

- $E_{\beta}(0)$: Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/m²·día.

- $E_{\beta}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/m²·día y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

- *Rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR*: eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo. Valores típicos son, en sistemas con inversor, $PR \approx 0,7$ y, con inversor y batería, $PR \approx 0,6$. Si se utilizase otro valor de PR , deberá justificarse el valor escogido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación.

4.8.2. Resumen de resultados

Parámetro	Unidades	Valor	Comentarios
Localidad	-	Albalat dels sorells	-
Latitud (L)	°	39,540073°	-
Consumo máximo	kWh/día	20,936	Consumo máximo diario a lo largo de un año
($\alpha_{\text{ópt.}}$, $\beta_{\text{ópt.}}$)	°	(0°, 36°)	-
(α , β)	°	(21°, 20°)	Orientación e inclinación del tejado
$E_{\beta}(0)$	Wh/m ² ·día	4160	Fuente: Classic PVGIS
$E_{\beta}(\alpha, \beta)$	Wh/m ² ·día	4640	Fuente: Classic PVGIS
PR		0,9	-
P_{pico}	kW	5,644	$P_{\text{pico}} = \frac{\text{Consumo máximo}}{\eta_{\text{inv}} \cdot \eta_{\text{BAT}} \cdot \eta_{\text{conduct.}} \cdot \text{HSP}}$

Cuadro 4.2. Potencia del generador fotovoltaico.

Parámetro	Unidades	Valor	Comentarios
$P_{\text{pico panel}}$	W _p	340	Potencia pico del módulo fotovoltaico
C_{100}	Ah	250	Capacidad nominal del acumulador
DOD	-	0,6	Profundidad de descarga de las baterías
η_{inv}	-	0,955	Rendimiento energético del inversor
$\eta_{\text{inv-carg}}$	-	0,956	Rendimiento energético del inversor-cargador
$V_{\text{charg.}}$	V	48	Tensión nominal en CC del inversor-cargador
DOA	Días	1	Días de autonomía

Cuadro 4.3. Tabla resumen de resultados.

Capítulo 5

Análisis económico

5.1. Introducción

El documento del presupuesto y viabilidad económica es uno de los más importantes en todo tipo de proyectos ya que indica si el proyecto es viable, además incluye la posibilidad de realizar cambios en el mismo con tal de adecuarlo económicamente.

En este capítulo se procede al cálculo del coste de que supone tanto el diseño a considerar en el caso de estudio como para el demandado por el cliente, es decir, la misma instalación en ausencia de sistema de almacenamiento cuyos componentes se han determinado en el anexo de cálculos. Para ello se calcula el presupuesto de cada uno de los diseños y posteriormente se realiza una simulación mediante *Homer*, con tal de determinar cuál de los diseños es el más rentable y cuál es la potencia óptima a instalar. Además con este software se realiza un análisis, instalando la máxima potencia posible, para un diseño de autoconsumo colectivo.

5.2. Presupuesto de la instalación

	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Módulos fotovoltaicos "TSM340-PE14H"	17 ud.	142,64 €/ud.	2.424,88 €
Inversor de conexión a red "Fronius Primo 5.0-1"	1 ud.	1.202,94€/ud.	1.202,94 €
Inversor-cargador "Sunny Island 6H"	1 ud.	2.233€/ud.	2.233 €
Batería "Vision Group 6FM250Z-X"	16 ud.	299,60€/ud.	4.793,60 €
Estructura soporte "SUNFER KHT915"	2 ud.	281,80€/ud.	563,60 €
Descargador de tensión "SOLARTEC PST25PVT"	2 ud.	101,50€/ud.	203 €
Módulo integrado "PROAT NMI 600LB"	1 ud.	551,6€/ud.	551,6 €
Fusible corriente continua "LittelFuse Megafusible-150 "	1 ud.	5,64€/ud.	5,64 €
Interruptor magnetotérmico "SCHNEIDER IC60L-3P+N-25A "	1 ud.	115,01€/ud.	115,01 €
Interruptor diferencial " RKN-3P+N-40A-30mA-clase AC "	1 ud.	40€/ud.	40 €
Interruptor diferencial " RKN-3P+N-25A-30mA-clase AC "	1 ud.	40€/ud.	40 €
Base para fusibles "LittelFuse Base Megafusible"	1 ud.	9,90€/ud.	9,90 €
Cableado "General Cable Exzhellent Solar ZZ-F (AS)" 1x2,5mm2	20m	1,20€/m	24 €
Cableado "General Cable Exzhellent Solar ZZ-F (AS)" 1x35mm2	2m	2,80€/m	5,6 €
Cableado "Afumex Class 1000 V RZ1-K (AS)" 3x2,5mm2	10m	1,04€/m	10,4 €
Cableado "Afumex Class 1000 V RZ1-K (AS)" 3x4mm2	10m	1,04€/m	10,40 €
Caja general de protección "ELDON Mural 300x250x155"	1 ud.	42,21€/ud.	42,21 €

Chasis modular "ELDON 300X250"	1 ud.	36,74€/ud.	36,74 €
Suministro e instalación de red de tierras (Incluyendo 1 pica de cobre de 2 m, cable de cobre desnudo de 35 mm2, cableado de protección y material auxiliar para la instalación de puesta a tierra).	1 ud.	145€/ud.	145 €
Oficial 1ª electricista	8h	19,85€/h	158,80 €
Ayudante electricista	8h	17,5€/h	140 €
Oficial 1ª instalador de captadores solares	4,5h	19€/h	85,5 €
Ayudante instalador de captadores solares	4,5h	17,5€/h	78,75 €
Peón ordinario construcción	0,5h	17,3€/h	8,63 €

Cuadro 5.1. Partidas de materiales y obra civil de la instalación con sistema de almacenamiento.

	Precio total
Total partidas	12.929,20 €
Gastos imprevistos (10 %)	1.293 €
Presupuesto total	14.222,20 €

Cuadro 5.2. Presupuesto de la instalación fotovoltaica con sistema de almacenamiento.

	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Módulos fotovoltaicos "TSM340-PE14H"	17 ud.	142,64 €/ud.	2.424,88 €
Inversor de conexión a red "Fronius Primo 5.0-1"	1 ud.	1.202,94€/ud.	1.202,94 €
Estructura soporte "SUNFER KHT915"	2 ud.	281,80€/ud.	563,60 €
Descargador de tensión "SOLARTEC PST25PVT"	2 ud.	101,50€/ud.	203 €
Módulo integrado "PROAT NMI 600LB"	1 ud.	551,6€/ud.	551,6 €
Interruptor magnetotérmico "SCHNEIDER IC60L-3P+N-40A "	1 ud.	115,01€/ud.	115,01 €
Interruptor diferencial " RKN-3P+N-40A-30mA-clase AC "	2 ud.	40€/ud.	80 €
Cableado "General Cable Exzhellent Solar ZZ-F (AS)" 1x2,5mm2	20m	1,20€/m	24 €
Cableado "Afumex Class 1000 V RZ1-K (AS)" 3x4mm2	20m	1,04€/m	20,8 €
Caja general de protección "ELDON Mural 300x250x155"	1 ud.	42,21€/ud.	42,21 €
Chasis modular "ELDON 300X250"	1 ud.	36,74€/ud.	36,74 €
Suministro e instalación de red de tierras (Incluyendo 1 pica de cobre de 2 m, cable de cobre desnudo de 35 mm2, cableado de protección y material auxiliar para la instalación de puesta a tierra).	1 ud.	145€/ud.	145 €

Oficial 1ª electricista	6h	19,85€/h	119,1 €
Ayudante electricista	6h	17,5€/h	105 €
Oficial 1ª instalador de captadores solares	4,5h	19€/h	85,5 €
Ayudante instalador de captadores solares	4,5h	17,5€/h	78,75 €
Peón ordinario construcción	0,5h	17,3€/h	8,63 €

Cuadro 5.3. Partidas de materiales y obra civil de la instalación sin sistema de almacenamiento.

	Precio total
Total partidas	5.806,76 €
Gastos imprevistos (10 %)	581 €
Presupuesto total	6.387,76 €

Cuadro 5.4. Presupuesto de la instalación fotovoltaica sin sistema de almacenamiento

Los listados mostrados anteriormente cuentan con los materiales seleccionados para cada uno de los diseños de la instalación. En los precios mostrados para cada uno de los materiales va incluido el I.V.A. (21%), además se ha incluido un gasto de imprevistos del 10% en caso de ocurrir cualquier percance como puede ser una desviación en el presupuesto.

Con todo ello, el presupuesto final de la instalación con sistema de almacenamiento es de **14.222,20 € (catorce mil doscientos veintidós coma veinte euros)** y el presupuesto final de la instalación sin sistema de almacenamiento es de **6.387,76 € (seis mil trescientos ochenta y siete coma setenta y seis euros)**.

5.3. Análisis económico con el software *Homer*

Tal y como se ha comentado, se procede a realizar una simulación mediante el software *Homer*, el cual realiza un análisis tecno-económico simulando el comportamiento de la instalación hora a hora a lo largo del año, y seleccionando la alternativa de menor costo. Para realizar dicho estudio es necesario introducir la curva de demanda anual así como el coste y características de las tecnologías seleccionadas, además de los parámetros de radiación y temperatura de la localización de la vivienda. Una vez introducidos los datos, el esquema del diseño a evaluar puede verse en la figura 5.1.

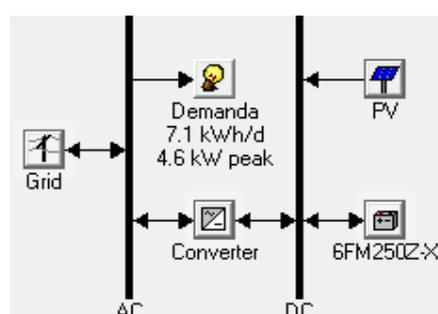


Figura 5.1. Esquema inputs-outputs del diseño de la instalación. (Homer, 2019)

Una vez realizada la simulación *Homer* proporciona los resultados de las distintas simulaciones dependiendo de los datos de partida que se han introducido. Para el estudio de la instalación se considera el espacio disponible, así pues en la simulación se tiene en cuenta que pueden instalarse hasta 20 paneles por lo que el software evalúa la posibilidad de instalar una potencia de entre 340W, con solo un panel, hasta 6,8kW, instalando 20 paneles FV, o no instalar generador fotovoltaico. Además tiene en cuenta que en el sistema de almacenamiento deben conectarse 4 baterías en serie, pudiendo conectarse de 0 hasta 5 ramas en paralelo. Para el inversor se ha tenido en cuenta que pueden instalarse inversores entre 2kW y 12kW, y para la red se ha tenido en cuenta que la vivienda tiene una tarifa de discriminación horaria con 2 periodos.

Con todo ello *Homer* evalúa los distintos diseños y presenta los resultados para optimizar económicamente cada tipo de diseño ya sea con o sin baterías, o sin instalación fotovoltaica. Así pues, los resultados óptimos obtenidos se muestran en la figura 5.2.

	PV (kW)	6FM250...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	3.40		2	8	\$ 3,986	269	\$ 9,235	0.182	0.79
				8	\$ 0	509	\$ 9,947	0.196	0.00
	3.40	4	2	8	\$ 5,258	366	\$ 12,409	0.244	0.79

Figura 5.2. Resultados óptimos de cada diseño. (Homer, 2019)

Además el software también proporciona los resultados del diseño teórico ya sea con sistema de almacenamiento o sin él.

	PV (kW)	6FM250...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	5.78	16	5	8	\$ 13,202	574	\$ 24,408	0.480	0.88
	5.78		5	8	\$ 8,114	184	\$ 11,710	0.230	0.88

Figura 5.3. Resultados del diseño teórico. (Homer, 2019)

A partir de los datos de cada diseño se calcula el *payback* o periodo de amortización del proyecto en este cálculo se tiene en cuenta el capital inicial de la inversión, y se divide por la resta entre el coste de operación del diseño sin instalación fotovoltaica, osea el actual, y el coste de operación del diseño correspondiente. Una vez realizados los cálculos los resultados pueden verse en el cuadro 5.5.

Grid	PV	6FM250Z-X	Converter	Total Capital Cost	Operating Cost	Payback
kW	kW	ud.	kW	€	€/año	años
8	3,40	0	2	3986	269	16,608
8	0	0	0	0	509	#¡DIV/0!
8	3,40	4	2	5258	366	36,769
8	5,78	16	5	13202	574	203,108
8	5,78	0	5	8114	184	24,966

Cuadro 5.5. Payback de cada uno de los diseños. (Homer, 2019)

Teniendo en cuenta el periodo de amortización y el precio por kWh se recomienda una instalación de 3,40kW; es decir instalar 10 módulos del modelo escogido, y un inversor de 2kW sin sistema de almacenamiento dado que es el único diseño en el que se obtiene beneficio. Ahora bien es decisión del cliente escoger si desea depender más o menos de la red pública, instalando o no un sistema de

almacenamiento, o instalar una instalación más grande para cubrir picos en la demanda. Para el diseño recomendado el programa es capaz de mostrar una gráfica de los flujos de caja de la instalación, mostrados en la figura 5.4.

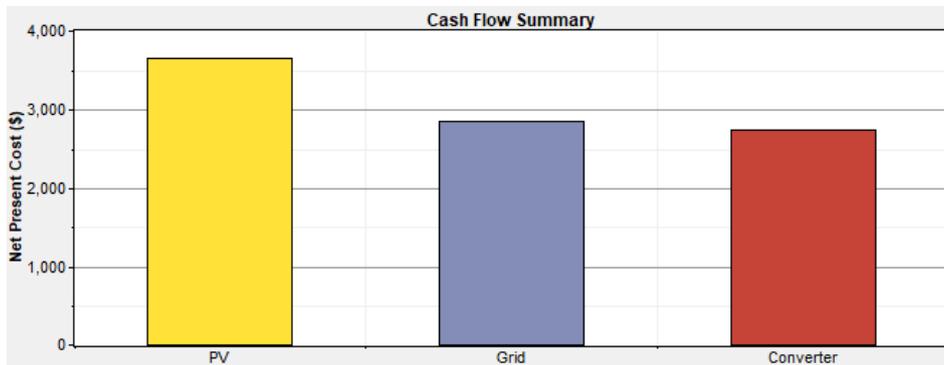


Figura 5.4. Flujo de caja de la instalación recomendada. (Homer, 2019)

El software también muestra la producción de energía media a lo largo de un año, así como la fracción producida por cada una de las partes ya sea renovable gracias al generador fotovoltaico o no renovable, energía demandada de la red pública; alcanzando una fracción renovable del 79,4%. Los resultados obtenidos pueden verse en la figura 5.5.

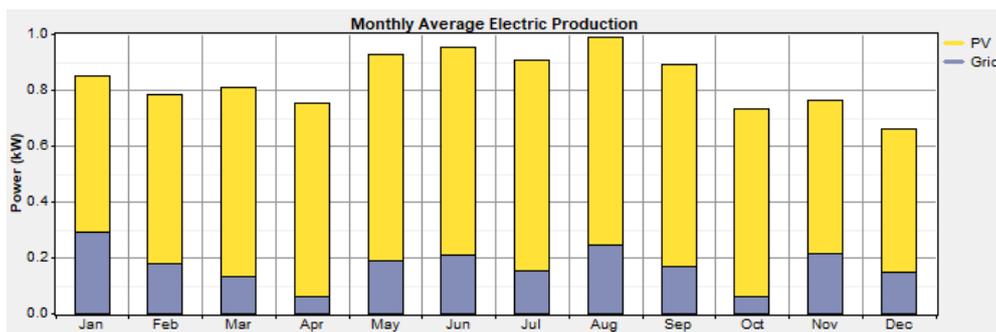


Figura 5.5. Producción de energía media mensual de la instalación recomendada. (Homer, 2019)

5.4. Análisis económico de la instalación para autoconsumo colectivo

Una vez evaluado el diseño para una vivienda, se procede a realizar el mismo procedimiento para evaluar el diseño para autoconsumo colectivo de todo el edificio. En este diseño, como ya se ha comentado, se ocupa todo el espacio disponible en la cubierta con tal de generar la mayor cantidad de energía posible, por lo tanto se instalarían 2 series de 10 paneles cada una del modelo seleccionado. Así pues, una vez introducidos los datos de la nueva curva de demanda se obtienen los resultados óptimos siguientes:

	PV (kW)	6FM250...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
<input checked="" type="checkbox"/>	6.80		4	20	\$ 7,971	3,398	\$ 74,313	0.151	0.39
<input checked="" type="checkbox"/>	6.80	4	4	20	\$ 9,243	3,495	\$ 77,487	0.157	0.39
<input type="checkbox"/>				20	\$ 0	4,347	\$ 84,859	0.172	0.00

Figura 5.6. Resultados del diseño para autoconsumo colectivo de todo el edificio. (Homer, 2019)

Al igual que en apartado anterior, se va a proceder a calcular el *payback* de estos nuevos diseños para evaluar la rentabilidad de la instalación. Para calcular el periodo de amortización se emplea la misma fórmula que en el caso anterior, los resultados pueden verse en el cuadro 5.6.

Grid	PV	6FM250Z-X	Converter	Total Capital Cost	Operating Cost	Payback
kW	kW	ud.	kW	€	€/año	años
20	6,80	0	4	7971	3398	8,399
20	6,80	4	4	9243	3495	10,849
20	0	0	0	0	4347	#iDIV/0!

Cuadro 5.6. Payback de cada uno de los diseños para autoconsumo colectivo. (Homer, 2019)

Como se observa, el periodo de amortización es mejor que en el caso de estudio para una vivienda, además la inversión inicial individual sería mucho más baja puesto que el presupuesto inicial se divide entre las diez viviendas que integran el edificio. El único problema es que la fracción renovable es muy baja, por lo que se sigue dependiendo bastante de la red pública. Este problema puede solventarse instalando unos captadores con mayor potencia, realizando una nueva simulación con este nuevo modelo de paneles fotovoltaicos. Este análisis, por desgracia, se escaparía de la finalidad de este proyecto.

Para el caso más rentable, es decir la instalación para autoconsumo colectivo sin sistema de almacenamiento, se obtiene el flujo de caja mostrado a continuación.

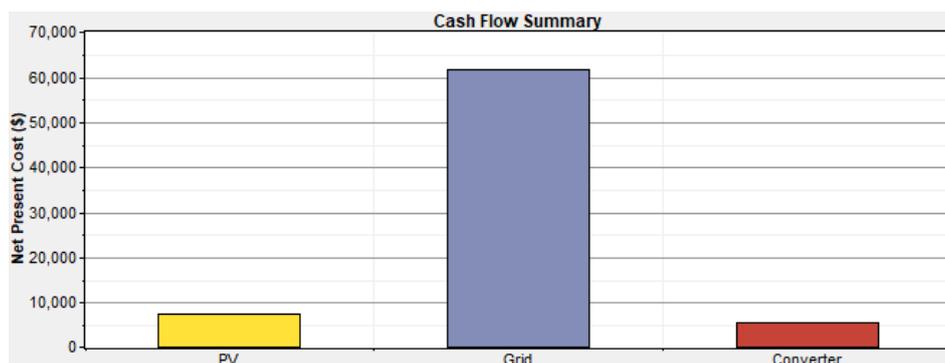


Figura 5.7. Flujo de caja de la instalación recomendada para autoconsumo colectivo. (Homer, 2019)

Y la producción de energía media a lo largo de un año, así como la fracción producida por cada una de las partes ya sea renovable gracias al generador fotovoltaico o no renovable, pueden verse en la figura 5.8.

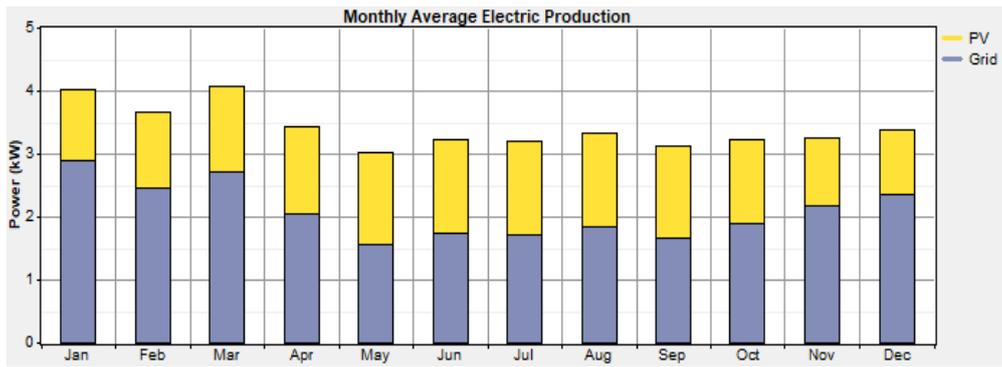


Figura 5.8. Producción de energía media mensual de la instalación recomendada en autoconsumo colectivo. (Homer, 2019)

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones

A lo largo del desarrollo de este proyecto se ha elaborado el estudio y el dimensionado de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo para una vivienda con unas condiciones específicas. Se ha procedido a realizar el dimensionado teórico de la instalación, con tal de cubrir los picos en la demanda, así pues se han determinado los elementos a instalar para el diseño con sistema de almacenamiento y el diseño sin baterías. Una vez obtenidos los resultados de forma teórica, han sido comprobados mediante un software informático.

Por otro lado, se ha calculado el presupuesto de cada uno de los diseños. Posteriormente, se ha realizado una simulación con software para determinar la rentabilidad de los modelos teóricos, así como el modelo óptimo que proporciona el programa para la curva de demanda de la vivienda. Los diseños óptimos proporcionados por el software no cubrirían un pico de demanda, se diseñan para cubrir un consumo promedio.

Por último se ha procedido al estudio mediante el mismo software de una instalación para autoconsumo colectivo para todo el edificio, ocupando toda la superficie disponible. Se han obtenido los resultados en cuanto a rentabilidad del proyecto, y se han comparado con los resultados de los diseños anteriores.

También se ha empleado la regulación vigente para instalaciones generadoras conectadas a la red, la cual ha permitido de dimensionar la conexión eléctrica de la instalación, así como los dispositivos necesarios para una correcta protección de cada elemento de la instalación.

Así pues, como conclusión final se tiene que según el estudio requerido por el cliente la instalación más rentable sería de 3,40kW es decir 2 series de 5 módulos cada una del modelo de captadores seleccionado, así como un inversor de 2kW y sin incorporar sistema de almacenamiento. Con todo ello la instalación produciría un total de 4.758kWh/año siendo la fracción renovable del total del consumo un 79,4% y el periodo de amortización del proyecto de 17 años. Esta instalación tendría un coste de 3.986€, y tal y como se ha comentado, no cubre picos de demanda.

Por otro lado, si el cliente prefiere una mayor independencia de la red pública instalando un sistema de almacenamiento, se recomienda una instalación de 3,40kW instalando 2 series de 5 módulos del modelo seleccionado en cada una de las series, además se instalaría un inversor y un inversor-cargador ambos de 2kW y, por último, se instalarían 4 baterías del modelo seleccionado. Esta instalación produciría, 4.633kWh/año con una fracción renovable igual que el diseño anterior, es decir 79,4%. Sin embargo, el *payback* del proyecto sería de 37 años considerándose este valor demasiado alto dado que la instalación tiene una vida útil de 25 años, por lo que no se obtendría beneficio alguno, y no se recuperarían los 5.258€ de inversión inicial de la instalación.

De ser aprobado el diseño para autoconsumo colectivo, según los resultados obtenidos para el modelo de módulos seleccionado, debería instalarse una instalación de 6,80kW instalando 2 series de 10 módulos cada una, ocupando así toda la superficie disponible, se instalaría además un inversor de 4kW si se decide instalar una instalación sin sistema de almacenamiento. Si por el contrario se pretende instalar baterías se recomienda, además de lo mencionado, instalar un inversor-cargador de 4kW y 4 baterías del modelo seleccionado. Con todo ello, la instalación sin

baterías produciría 10.496kWh/año, con una fracción renovable del 39% y un periodo de amortización de 9 años, por lo que se recuperarían los 7.971€ de inversión inicial obteniendo además beneficios. En cambio, en el diseño con baterías, la instalación produciría 10.298kWh/año con una fracción renovable del 39% y un periodo de amortización de 11 años. Por tanto, en este diseño también se recuperaría la inversión inicial de 9.243€ y se obtendrían beneficios. Este tipo de instalación es muy recomendable ya que, se obtiene un periodo de amortización del proyecto bastante bajo, comparado con otros diseños, y además la inversión inicial por vivienda es menor, ya que el desembolso inicial se divide entre la totalidad de viviendas que conforman el edificio.

Finalmente, será decisión del cliente instalar el diseño más económico u otro, dependiendo de si se desea una mayor o menor independencia de la red. Además, como se ha comentado, sería muy recomendable considerar una instalación para la totalidad del edificio, sin embargo primeramente esta propuesta debería de aprobarse en junta para que la totalidad de la comunidad de vecinos estuviese de acuerdo en realizar dicha instalación.

Por último cabe decir que las perspectivas futuras de este tipo de generación de energía son bastante favorables puesto que, el mercado fotovoltaico en España se encuentra en auge en estos momentos y la regulación de cara a este tipo de instalaciones cada vez es menos restrictiva para el consumidor, lo cual favorece al desarrollo de este tipo de proyectos.

Bibliografía

ABB, 2011. Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas. URL:
<http://www.mecfi.es/content/26140/ABB/CT10.pdf>

AENOR, 2019. AENOR Buscador de normas. URL:
<https://www.aenor.com/normas-y-libros/buscador-de-normas>

ANPIER, 2019. ANPIER Anuario fotovoltaico. URL:
<https://anpier.org/wp-content/uploads/2019/06/anuario245x173-DEF.junio-2019-WEB.pdf>

BOE, 2019. BOE: Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. URL:
<https://www.boe.es/>

Cambio energético, 2017. Cambio energético. URL:
<https://www.cambioenergetico.com/>

Catastro, 2019. Sede Electrónica del Catastro. URL:
<https://www.sedecatastro.gob.es/>

ELDON, 2000. ELDON Authorized Distributor. URL:
<https://www.electricalautomationnetwork.com/es/eldon/mural-300x250x155-eldon-mas0302515r5>

GAWE, 2019. Gawe material eléctrico de distribución. URL:
<https://www.gawe.com/home/es/productos/>

General Cable, 2006. General Cable. URL:
<https://www.generalcable.com/>

GEMSASOLAR, 2010. Gemsasolar. URL:
https://www.gemsasolar.es/estructura-tejado-de-teja-/3195-estructura-cubierta-de-teja-kht915.html#/33-numero_de_paneles-9_paneles_solares

Google Maps, 2019. Google Maps. URL:
<http://www.googlemaps.com>

HOMER, 2014. Homer Energy. URL:
<https://www.homerenergy.com/>

IDAE, 2019. IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. URL:
<http://www.idae.es>

INFORMEL, 2019. Informel Data. URL:
<https://infordat.informel.es/>

Innovación y Cualificación S.L., 2017. Innovación y Cualificación S.L. Montaje eléctrico y electrónico en instalaciones solares fotovoltaicas (2ª Ed.). ISBN: 978-8417086930. IC Editorial, 2017.

IEA, 2001. IEA International Energy Agency. URL:
<https://www.iea.org/>

Intralogistica.es, 2019. Intrelogistica.es. URL:
<http://intralogistica.es>

AEMET, 2005. Agencia Estatal de Meteorología. URL:
<http://www.aemet.es/>

MITECO, 2019. MITECO. Ministerio para la Transición Ecológica. URL:
<https://www.miteco.gob.es>

NREL, 2019. NREL System Advisor Model. URL:
<https://sam.nrel.gov/>

PROAT, 2015. Proat. URL:
<http://www.proat.es/es/nuestros-productos/otros-equipos-para-fotovoltaica>

Programme, 2019. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. Trends 2018. URL: <http://www.iea-pvps.org/>

Prysmian Group, 2019. Prysmian Group. URL:
<https://www.prysmianclub.es/>

PTC, 2011. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. URL:
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

PVGIS, 2012. PVGIS: *Photovoltaic Geographical Information System* URL:
<https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

QUETZAL, 2019. Quetzal ingeniería Blog sobre Energía Renovable. URL:
<https://www.quetzalingeneria.es/blog/>

REBT, 2002. REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. URL:
http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx

REE, 2019. REE: Red Eléctrica de España. URL:
<http://www.ree.es>

SCHNEIDER, 2019. Schneider Electric. URL:
<https://www.se.com/es/es/all-products>

SOLARIS, 2014. SOLARIS. URL:
<https://www.solaris-shop.com/fronius-primo-3-8-1-3-8kw-inverter-4-210-064-890/>

SUNFIELDS, 2015. SUNFIELDS. URL:
<https://www.sfe-solar.com/>

TECHNOSUN, 2019. Techno Sun. URL:
<https://store.technosun.com/inversor-cargador-xantrex-xw4548-230-50.html>

TECHNOSUN, 2019. Techno Sun. URL:
<https://b2b.technosun.com/shop/product/sol121-panel-solar-340w-poli-tsm340-pe14h-2000x992x40mm-split-max-series-trina-solar-13718>

Tutiendaenergetica, 2016. Tutiendaenergetica. URL:
<https://www.tutiendaenergetica.es/bateria-monobloc-agm-u-power-sp250>

Vargas, 2018. Carlos Vargas. Diseño de una microrred, diseño PV+Eólica+Baterías+Generación auxiliar+Sistema de control. Universitat Politècnica de València, 2018.

Anexo A

Cálculos justificativos

A.1. Cálculo de los elementos de la instalación

En los presentes apartados, se muestra el dimensionamiento de los distintos elementos que conforman la instalación fotovoltaica, así como el cálculo de las pérdidas generadas sobre los módulos fotovoltaicos producidas por la orientación y la inclinación de los mismos. Los valores obtenidos a continuación son valores teóricos para cubrir los días de mayor consumo, eso no quiere decir que se vaya instalar la potencia obtenida en los cálculos puesto que, las distintas herramientas software proporcionan el diseño óptimo y de mayor rentabilidad para la instalación teniendo en cuenta distintos diseños.

A.1.1. Dimensionado del generador fotovoltaico

Previamente al dimensionamiento del generador se ha realizado un estudio de la demanda eléctrica de la vivienda, tal y como se ha adjuntado en el cuadro 3.2. Para realizar el cálculo del número de paneles necesarios, previamente se ha de obtener la potencia pico que demanda la instalación, así pues se utiliza la expresión de la ecuación A.1:

$$P_{pico} = \frac{E_{día.máx}}{HSP} = \frac{26,189}{4,64} = 5,644 \text{ kW} \quad (\text{A.1})$$

Donde $E_{día.máx}$ representa el consumo de energía máximo que demanda la instalación, obtenido en la ecuación 3.1, medido en kWh/día y HSP son las Horas de Sol Pico medias de un año, dato obtenido en la ecuación 3.2.

A.1.1.1. Número de paneles

A partir del valor obtenido en las ecuaciones anteriores, se puede determinar el número de paneles necesarios para cada diseño mediante el cociente entre la potencia pico mínima demandada, P_{pico} medida en W y la potencia pico de un módulo fotovoltaico del modelo seleccionado para el dimensionado, $P_{pico.panel}$ medido en W_{p/panel} este valor se indica en el anexo C.

$$N_{paneles} = \frac{P_{pico}}{P_{pico.panel}} = \frac{5644}{340} = 16,67 \text{ paneles} \quad (\text{A.2})$$

Así pues, para el diseño de la vivienda con sistema de acumulación se procede a instalar 17 paneles del modelo seleccionado con la inclinación y la orientación escogida.

A.1.1.2. Pérdidas por orientación e inclinación

Siguiendo lo estipulado en el CTE-HE 5, se calcularán los límites de inclinación aceptables partiendo de ángulo de azimut determinado, $\alpha=21^\circ$. Según el PLC se restringen las pérdidas a un máximo del 20% puesto que se trata de un caso de superposición, por lo que los puntos de intersección del azimut con las dos fronteras del límite de pérdidas determinan la inclinación máxima y mínima.

Para ello, se utiliza la figura A.1 la cual es válida para una latitud de 41° por lo que será necesario realizar una serie de correcciones para adaptar los valores a la latitud de la instalación.

Se obtienen unos límites de inclinación máximo y mínimo de 70° y 6° respectivamente, a continuación se corrigen estos valores para una latitud $L = 39,54^\circ$ de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$\beta_{m\acute{a}x} = \beta_{m\acute{a}x_{41^\circ}} - (41^\circ - L) = 70^\circ - (41^\circ - 39,54^\circ) = 68,54^\circ \quad (\text{A.3})$$

$$\beta_{m\acute{i}n} = \beta_{m\acute{i}n_{41^\circ}} - (41^\circ - L) = 6^\circ - (41^\circ - 39,54^\circ) = 4,54^\circ \quad (\text{A.4})$$

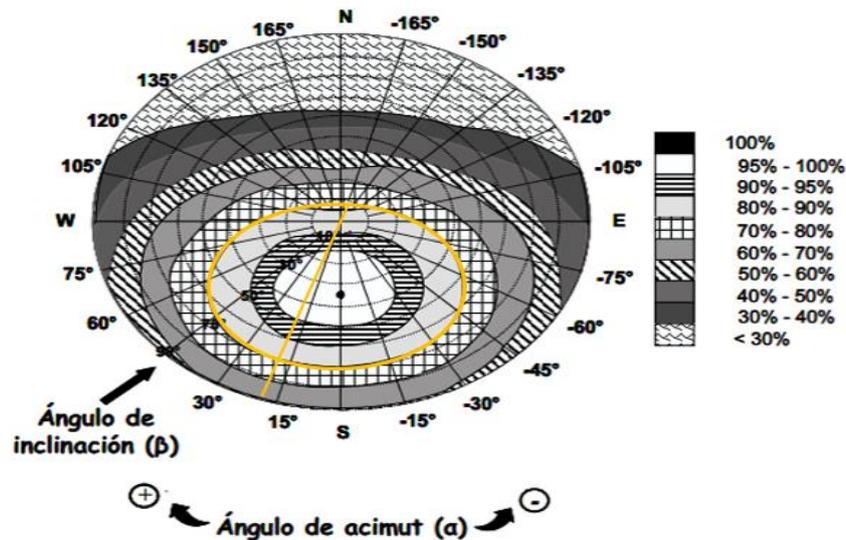


Figura A.1. Pérdidas por orientación e inclinación. (CTE, 2009)

Con la obtención de estos valores se comprueba que la inclinación de $\beta = 20^\circ$ seleccionada para la instalación, cumple con lo estipulado por el CTE.

A.1.2. Dimensionado del inversor

Una vez se ha seleccionado el modelo de inversor de conexión a red a instalar, es necesario determinar la cantidad de estos inversores que son necesarios para que la instalación funcione. Previo al cálculo del número de inversores, es necesario determinar la potencia total máxima que proporcionarán el total de módulos en el diseño, calculados en el apartado anterior.

$$P_{m\acute{a}x_MPP} = P_{pico_panel} \cdot N_{paneles} = 340 \cdot 17 = 5,78 \text{ kW} \quad (\text{A.5})$$

Una vez calculada la potencia máxima proporcionada por el generador fotovoltaico en cada diseño, se procede a determinar el número de inversores necesarios:

$$N_{inv.} = \frac{P_{m\acute{a}x_MPP}}{P_{m\acute{a}x_inv_DC}} = \frac{5,78}{7,8} \approx 1 \text{ inversor} \quad (\text{A.6})$$

Donde el término $P_{m\acute{a}x_inv_DC}$ es la potencia de salida máxima del generador que puede admitir el inversor medida en kW_p. Este dato se encuentra en la ficha técnica del inversor. Finalmente redondeando al alza se obtiene un valor de 1 inversor de conexión a red en el diseño de la instalación.

A.1.2.1. Configuración de los paneles

Una vez calculado el número de inversores de conexión a red necesarios, se propone una configuración de los módulos fotovoltaicos de tal forma que los parámetros de salida de los paneles, cumplan con los límites de entrada al inversor en CC. Así pues, la verificación se realiza en los cuadros siguientes:

	Máx. entregados por una serie	Máx. aceptado por un inversor
Voltaje máximo de entrada	$V_{OC} \cdot N_{p_serie} = 46,1 \cdot 9 = 414,9 \text{ V}$	600 V
Corriente máx. de cortocircuito	$I_{SC} = 9,50 \text{ A}$	22,5 A
Rango voltaje MPP	$V_{MPP} \cdot N_{p_serie} = 37,6 \cdot 9 = 338,4 \text{ V}$	480 V
Corriente máx. de entrada	$I_{MPP} = 9,05 \text{ A}$	18 A
Potencia máx. de entrada	$V_{MPP} \cdot N_{p_serie} \cdot I_{MPP} = 338,4 \cdot 9,05 = 3,06 \text{ kW}$	7,8 kW _p

Cuadro A.1. Verificación de los límites de entrada al inversor diseño con sistema de almacenamiento para una vivienda.

Como puede observarse, los cálculos del cuadro anterior se han realizado para el string con mayor número de paneles conectados puesto que va a ser el más crítico. A continuación se procede a evaluar las mismas condiciones para el caso más crítico posible, es decir, ocupar la mayor superficie disponible conectando el mayor número de módulos. Este caso es considerado en el diseño realizado mediante software para la modalidad de autoconsumo colectivo. Puesto que se dispone de una cubierta de 20 m de longitud y los módulos tienen una longitud de 2 m, el máximo posible a instalar es 2 series de 10 módulos por serie. Así pues:

	Máx. entregados por una serie	Máx. aceptado por un inversor
Voltaje máximo de entrada	$V_{OC} \cdot N_{p_serie} = 46,1 \cdot 10 = 461 \text{ V}$	600 V
Corriente máx. de cortocircuito	$I_{SC} = 9,50 \text{ A}$	22,5 A
Rango voltaje MPP	$V_{MPP} \cdot N_{p_serie} = 37,6 \cdot 10 = 376 \text{ V}$	480 V
Corriente máx. de entrada	$I_{MPP} = 9,05 \text{ A}$	18 A
Potencia máx. de entrada	$V_{MPP} \cdot N_{p_serie} \cdot I_{MPP} = 376 \cdot 9,05 = 3,4 \text{ kW}$	7,8 kW _p

Cuadro A.2. Verificación de los límites de entrada al inversor diseño sin sistema de almacenamiento para una vivienda y diseño de autoconsumo colectivo.

Como se puede observar, ningún valor de las tablas sobrepasa los límites exigidos por el inversor, por lo que el inversor escogido es válido incluso para el caso más crítico. Para el caso de estudio se suponen 2 filas de 9 y 8 módulos cada una.

Este supuesto dimensionalmente es válido puesto que, sabiendo que la superficie disponible cuenta con 20 m de longitud y 3,5 m de ancho:

$$w \cdot N_{series} = 0,947 \cdot 2 \approx 2 \text{ m} < 3,5 \text{ m} \quad (\text{A.7})$$

$$l \cdot N_{p_serie} = 2 \cdot 9 = 18 \text{ m} < 20 \text{ m} \quad (\text{A.8})$$

En la ecuación A.9, w representa la anchura del panel medida en m. En la ecuación A.10, l representa la longitud del panel seleccionado también medida en m. En los cálculos anteriores, se escoge la fila con un mayor número de paneles como referencia para los cálculos.

Con todo ello finalmente se puede afirmar que en el diseño de la vivienda con sistema de almacenamiento se instalan $N_{series} = 2$ series una con $N_{p_serie} = 9$ paneles y otra con $N_{p_serie} = 8$ paneles en serie.

A.1.3. Dimensionado del sistema de almacenamiento

El dimensionado del sistema de almacenamiento comienza con el inversor-cargador de la instalación, puesto que el método a seguir es comenzar desde el generador fotovoltaico y siguiendo el flujo de la corriente pasar por cada elemento hasta finalizar en las baterías.

Una vez aclarado el orden a seguir, se comienza determinando el número necesario de inversores-cargadores, para ello previamente debe calcularse la potencia máxima en CA a condiciones estándar (STC) que podrá alcanzarse a la entrada de un inversor-cargador, la cual según los datos del consumo representados en el cuadro 3.2 obtiene un valor de:

$$P_{m\acute{a}x_inst.} = 4,598 \text{ kW} \quad (\text{A.9})$$

A continuación se calcula el número de inversores-cargadores a instalar del modelo seleccionado siguiendo la ecuación A.10:

$$N_{inv_carg} = \frac{P_{m\acute{a}x_inst.}}{P_{nom_inv_carg}} = \frac{4598}{6000} \approx 1 \text{ inversor-cargador} \quad (\text{A.10})$$

Así pues, en el diseño se instala $N_{inv_carg} = 1 \text{ inversor-cargador}$. Una vez calculados el número de inversores-cargadores necesarios, es necesario comprobar que se cumplan los límites establecidos por el fabricante en la entrada de CA del inversor-cargador. Así pues, la verificación se realiza en el cuadro A.3:

	Máx. entregado por una serie	Máx. aceptado por el inv.-carg.
Corriente máxima de entrada de CA	$\frac{P_{nom_out_inv}}{V_{out_inv-carg}} = \frac{5000}{230} = 21,739 \text{ A}$	50 A

Cuadro A.3. Verificación de los límites de entrada al inversor-cargador.

Donde $P_{nom_out_inv}$ se refiere a la potencia nominal de salida del inversor de conexión a red medida en W, la cual puede consultarse en la ficha técnica del apartado C. $V_{out_inv-carg}$ es la tensión de salida en CA del inversor-cargador medida en V, parámetro que también puede consultarse en la ficha técnica del anexo C.

Para terminar con el dimensionado del sistema de acumulación, es necesario determinar el número de baterías del modelo seleccionado. Para ello, previo al cálculo del número de baterías se tiene que fijar la capacidad mínima requerida, así pues:

$$C_{bat_min} = \frac{E_{día_máx} \cdot DOA}{DOD \cdot V_{charg.}} = \frac{26189 \cdot 1}{0,6 \cdot 48} = 909,34 \text{ Ah} \quad (\text{A.11})$$

El parámetro $E_{día_máx}$ representa el consumo de energía máximo que demanda la instalación medido en Wh/día, DOA son los días de autonomía de las baterías, DOD hace referencia a la profundidad de descarga y $V_{charg.}$ representa la tensión de operación del cargador medida en V. Estos parámetros pueden verse reflejados en la ficha técnica de las baterías.

A partir del dato obtenido en la ecuación anterior y conociendo la capacidad que poseen las baterías del modelo seleccionado, se puede determinar el número de bancos de baterías a instalar.

$$N_{bancos_bat} = \frac{C_{bat_min}}{C_{bat}} = \frac{909,34}{250} \approx 4 \text{ bancos} \quad (\text{A.12})$$

Tal y como se refleja en el apartado 3.4, con tal de aumentar la capacidad del sistema manteniendo el valor de la tensión es necesario conectar las baterías en paralelo, y para poder alcanzar la tensión de carga con la que opera el inversor-cargador es necesario colocar las baterías en serie para aumentar el voltaje. Por tanto, finalmente se conectarán $N_{bancos_bat} = 4$ bancos, es decir, $N_{bat_serie} = 4$ baterías en serie y $N_{bat_paralelo} = 4$ baterías en paralelo.

Estos cálculos no son necesarios en el caso de estudiarse un diseño que no disponga de sistema de almacenamiento.

A.2. Cableado

Una vez dimensionados todos los elementos a instalar, se procede al dimensionado del cableado de la instalación. Tal y como se ha comentado en el capítulo 3, se distingue entre el cableado de CC y el de CA además del cableado de protección para la puesta a tierra. Así pues en primer lugar se dimensiona el cableado de corriente continua mediante los dos criterios comentados anteriormente.

- **Corriente continua**

Según la Norma EN 50618, se establecen unos valores máximos de intensidad para el cableado de corriente continua en función de la sección del mismo. Es por ello que, siguiendo el criterio de intensidad máxima admisible se procede a determinar un primer resultado de la sección del cableado, así pues:

$$I_{string_generadorFV} \geq 1,25 \cdot I_{SC} = 1,25 \cdot 9,50 = 11,875 \text{ A} \quad (\text{A.13})$$

Donde el parámetro $I_{string_generadorFV}$ representa la intensidad máxima admisible para un string del generador fotovoltaico, mientras que I_{SC} es la intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos puesto que este valor es la máxima corriente que puede darse. Para el cableado de conexión de las baterías se realiza el mismo cálculo:

$$I_{máx_baterías} \geq 1,25 \cdot I_{CC\text{-inversor-cargador}} = 1,25 \cdot 120 = 150 \text{ A} \quad (\text{A.14})$$

En este caso $I_{máx_baterías}$ es la intensidad máxima admisible por el cableado de las baterías, e $I_{CC\text{-inversor-cargador}}$ se refiere a la corriente a potencia máxima del inversor-

cargador para cargar las baterías siendo este valor el máximo que puede darse en este tramo del circuito eléctrico, este dato puede consultarse en la correspondiente hoja de características.

Una vez obtenidos estos valores de intensidad se comparan con los datos de la figura A.2 la cual muestra los valores admitidos por la norma para cada una de las secciones del conductor.

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre	Un único cable sobre una superficie	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie
	A	A	A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Figura A.2. Intensidad máxima admisible de los cables de corriente continua. (EN 50618, 2015)

Como puede observarse, para el caso de los cables del generador fotovoltaico puede utilizarse una sección de 1,5 mm² puesto esta acepta hasta 24 A. En cambio para el cableado de las baterías conviene utilizar una sección de 35 mm² ya que puede soportar hasta 176 A. A continuación, es necesario comprobar el criterio de caída de tensión, para ello se aplica la siguiente ecuación:

$$S_{string\ generador\ FV} \geq \frac{2 \cdot l_{string} \cdot (1,25 \cdot I_{MPP})}{\frac{\Delta V(\%)}{100} \cdot V_{MPP} \cdot N_{p\ serie} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 20 \cdot (1,25 \cdot 9,50)}{\frac{1,5}{100} \cdot 37,6 \cdot 8 \cdot 45,495} = 2,314 \text{ mm}^2 \quad (\text{A.15})$$

$$S_{baterías} \geq \frac{2 \cdot l_{baterías} \cdot (1,25 \cdot I_{CC\ inversor\ -\ cargador})}{\frac{\Delta V(\%)}{100} \cdot V_{charg} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 2 \cdot (1,25 \cdot 120)}{\frac{1,5}{100} \cdot 48 \cdot 45,495} = 18,317 \text{ mm}^2 \quad (\text{A.16})$$

Donde l_{string} y $l_{baterías}$ son las longitudes del cableado medidas en m, I_{MPP} y V_{MPP} son respectivamente la corriente y la tensión a potencia máxima, $I_{CC\ inversor\ -\ cargador}$ y V_{charg} son respectivamente la corriente a potencia nominal del inversor-cargador y la tensión de carga de las baterías, $\Delta V(\%)$ es la caída de tensión porcentual máxima admitida por la norma, y σ representa la conductividad del conductor escogido, en este caso cobre, medida en m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$ a temperatura máxima admisible por el aislante es decir 90°C.

En la ecuación A.15 se ha considerado el string con menor número de módulos conectados $N_{p\ serie} = 8$, ya que en estas condiciones se da el caso más crítico donde se obtiene una mayor sección del conductor.

Finalmente se obtiene que los valores nominales de sección del cableado de corriente continua para la instalación de una vivienda con baterías son $S_{string_{generadorFV}} = 2,5 \text{ mm}^2$ para el cableado del generador fotovoltaico, y $S_{baterías} = 35 \text{ mm}^2$ para el cableado de unión de las baterías con el inversor-cargador según los valores de la figura A.2. Instalándose finalmente cables unipolares de cobre con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) con las secciones anteriormente mencionadas.

Para un diseño sin baterías el cableado de corriente continua entre el generador FV y el inversor tendría una sección de $S_{string_{generadorFV}} = 2,5 \text{ mm}^2$, mismo que en diseño anterior

- **Corriente alterna**

Siguiendo el criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento se procede a determinar un primer valor para la sección del cableado de corriente alterna. Para ello se van a emplear las tablas proporcionadas en la Norma UNE-HD 60364-5-52 siguiendo la nomenclatura de la misma, los cálculos se realizan primeramente para el tramo del inversor de conexión a red con el inversor-cargador y el cuadro de BT, y posteriormente para el tramo de conexión del inversor-cargador y la red de distribución, así pues:

$$I_{B1} = 1,25 \cdot I_{inversor} = 1,25 \cdot 24 = 30 \text{ A} \quad (\text{A.17})$$

$$I_{B2} = 1,25 \cdot I_{CA_{inversor-cargador}} = 1,25 \cdot 20 = 25 \text{ A} \quad (\text{A.18})$$

Donde I_B es la corriente de diseño de cada uno de los tramos, $I_{inversor}$ es la corriente máxima que puede circular por el primer tramo, la cual procede de la salida en CA del inversor de conexión a red e $I_{CA_{inversor-cargador}}$ se corresponde con la máxima corriente en el segundo tramo, la cual se corresponde con la corriente de salida del inversor-cargador.

A continuación, consultando la tabla A.52.3 de la norma se escoge el método de instalación C. Puesto estos elementos de la instalación están instalados en el interior, se considera que la temperatura no debe superar los 30°C valor que coincide con el normalizado en las tablas, por lo tanto el factor de corrección de temperatura tiene un valor de $K_T = 1$. Además como solamente circula un circuito por cada tramo consultando la tabla B.52.17 se determina que, el factor de corrección por agrupamiento de conductores vale $K_A = 1$.

Como no es necesaria ninguna corrección, se entra en la tabla C.52.1 con los valores obtenidos en las ecuaciones anteriores obteniéndose unos valores de intensidad admisible iguales a:

$$I_{T1} = 40 \text{ A correspondiente a una sección de } S_{inversor} = 4 \text{ mm}^2$$

$$I_{T2} = 30 \text{ A correspondiente a una sección de } S_{conexión_{red}} = 2,5 \text{ mm}^2$$

Una vez obtenidos los resultados del primer criterio, es necesario comprobar el criterio de máxima caída de tensión admisible para ello se aplica la siguiente ecuación:

$$S_{inversor} \geq \frac{l_{inversor} \cdot I_{B1}}{\frac{\Delta V(\%)}{100} \cdot V_{CA} \cdot \sigma} = \frac{10 \cdot 30}{\frac{1,5}{100} \cdot 230 \cdot 45,495} = 1,911 \text{ mm}^2 \quad (\text{A.19})$$

$$S_{conexión_red} \geq \frac{l_{conexión_red} \cdot I_{B2}}{\frac{\Delta V(\%)}{100} \cdot V_{CA} \cdot \sigma} = \frac{10 \cdot 25}{\frac{1,5}{100} \cdot 230 \cdot 45,495} = 1,593 \text{ mm}^2 \quad (\text{A.20})$$

Donde $l_{inversor}$ y $l_{conexión_red}$ son las longitudes del cableado medidas en m, I_{B1} e I_{B2} son las corrientes de diseño de cada tramo y V_{CA} es la tensión en corriente alterna.

Finalmente se obtienen unas secciones nominales de $S_{inversor} = 4 \text{ mm}^2$ para el tramo del inversor de conexión a red, y $S_{conexión_red} = 2,5 \text{ mm}^2$ para el tramo de conexión del inversor-cargador con la red de distribución.

En un diseño sin baterías se procede al cálculo del cableado de conexión del inversor de conexión red con el cuadro de BT de la vivienda y con la red. Ya que el inversor a instalar es el mismo, la ecuación A.17 sirve para comprobar el criterio de intensidad máxima admisible. Sin embargo la longitud del cableado es distinta por lo que el criterio de máxima caída de tensión es necesario comprobarlo con la ecuación A.21:

$$S_{inversor} \geq \frac{l_{inversor} \cdot I_{B1}}{\frac{\Delta V(\%)}{100} \cdot V_{CA} \cdot \sigma} = \frac{20 \cdot 30}{\frac{1,5}{100} \cdot 230 \cdot 45,495} = 3,823 \text{ mm}^2 \quad (\text{A.21})$$

Finalmente para el diseño sin sistema de almacenamiento se obtiene una sección de cableado de corriente alterna de $S_{inversor} = 4 \text{ mm}^2$.

- **Cableado de protección**

La sección del cableado de protección se obtiene a partir de la sección de los conductores de fase. Siguiendo lo representado en la figura 3.7, el cableado de protección dispone de una sección de:

- **Cableado de protección del generador fotovoltaico (estructura soporte y marcos de los módulos):** $2,5 \text{ mm}^2$ puesto que el cableado del generador fotovoltaico posee una sección menor o igual de 16 mm^2 con lo que el cableado de protección se dimensiona con la misma sección que los conductores de fase.
- **Cableado de protección de la carcasa del inversor de conexión a red:** 4 mm^2 se siguen las mismas indicaciones que en el caso anterior.
- **Cableado de protección de la carcasa del inversor-cargador:** puesto que la conexión con los bancos de baterías es la de mayor sección, se escoge esta como la sección de los conductores de fase y, siguiendo lo indicado en la figura al ser esta sección de 35 mm^2 debe dimensionarse un conductor de protección con una sección de 16 mm^2 .

Para un diseño sin sistema de almacenamiento dado que no se dispone de inversor-cargador, solamente es necesario considerar los dos primeros puntos anteriores.

A.3. Protecciones

Para el cálculo de las protecciones se va a proceder igual que en el apartado anterior, es decir, se va a dividir el cálculo diferenciando las protecciones instaladas en el tramo de continua y el de alterna puesto que estas protecciones son distintas dependiendo del tramo. Las protecciones a calcular son las comentadas en el punto 3.6, así pues el procedimiento es el siguiente.

- **Protecciones de continua**

Tal y como se ha comentado en el capítulo 3, el generador fotovoltaico no requiere dispositivos de protección contra sobrintensidades. Simplemente es necesario comprobar que $I_z > I_{SC}$, siendo I_z la corriente máxima admisible del conductor e I_{SC} la corriente de cortocircuito de la cadena fotovoltaica. Dado que para el dimensionado del cableado de este tramo se ha seguido el criterio de intensidad máxima admisible esta condición se cumple sobradamente en ambos diseños.

Para este tramo de la instalación también es necesario un descargador de tensión para la protección de la instalación contra sobretensiones. Este elemento ha sido calculado previamente en el apartado 3.6.1.

Además para la protección contra contactos directos e indirectos es necesario instalar un vigilante de aislamiento. Este elemento se dimensiona dependiendo de la tensión máxima que puede circular por este tramo, siendo esta tensión máxima en condiciones de circuito abierto. Así pues, en un string se puede llegar hasta los 414,9 Vcc, por lo que se escoge un vigilante cuya tensión de vigilancia es de 600 V. Finalmente se selecciona un módulo integrado vigilante más interruptor de corriente continua modelo PROAT NMI 600LB.

Las protecciones mencionadas son válidas tanto para un diseño con sistema de almacenamiento como para un diseño sin baterías. A continuación se calculan las protecciones a instalar en el tramo de unión de las baterías con el inversor-cargador.

Para el tramo de conexión de las baterías, es necesario conectar un fusible en conductor de polaridad positiva. El fusible de protección debe cumplir dos condiciones.

En este tramo el conductor posee una corriente de empleo de $I_B = 150 A$ utilizada ya en el cálculo de la sección del cableado para este tramo. Según lo indicado en la Tabla B.52.3 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 la corriente máxima admisible para una sección de 35 mm² con conductor de cobre y aislamiento de XLPE con un método de instalación C es de $I_z = 171 A$, no es necesaria una corrección de temperatura puesto la temperatura ambiente coincide con la de la tabla. Por tanto, es necesario que el fusible cumpla la primera condición:

$$I_B \leq I_N \leq I_z \quad (\text{A.22})$$

$$150 A \leq I_N \leq 171 A \quad (\text{A.23})$$

Por lo que se tiene una corriente nominal del fusible igual a $I_N = 150 A$.

A continuación se comprueba la segunda condición la cual comprueba si el fusible dimensionado es correcto mediante el cálculo de la corriente convencional de fusión:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (\text{A.24})$$

$$1,6 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot I_z \quad (\text{A.25})$$

$$240 A \leq 247,95 A \quad (\text{A.26})$$

Por lo que el fusible del modelo Littelfuse Megafusible-150 con $I_N = 150 A$ es apto para proteger este tramo de la instalación.

- **Protecciones de alterna**

Al final del punto 3.6.2 se han indicado las protecciones necesarias para la parte de corriente alterna de la instalación las cuales incluyen un interruptor magnetotérmico general y dos interruptores diferenciales.

Para el interruptor magnetotérmico, se procede del mismo modo que en el cálculo del fusible de corriente continua. Se comienza comprobando la primera condición:

$$I_B \leq I_N \leq I_z \quad (\text{A.27})$$

Consultando la Tabla B.52.3 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 la corriente máxima admisible para una sección de 2,5 mm² con conductor de cobre y aislamiento de XLPE con un método de instalación C es de $I_z = 33 \text{ A}$. Por otro lado, el valor de la corriente de empleo se corresponde al valor calculado para determinar la sección del conductor $I_{B2} = 25 \text{ A}$. Con todo ello se obtiene el valor de intensidad nominal del interruptor magnetotérmico:

$$25 \text{ A} \leq I_N \leq 33 \text{ A} \quad (\text{A.28})$$

El interruptor magnetotérmico posee una corriente nominal de $I_N = 25 \text{ A}$.

La segunda condición a cumplir es la misma que en caso anterior, sin embargo para este caso la corriente convencional de disparo se calcula de la siguiente forma $I_2 = 1,45 \cdot I_N$. Puesto que la condición a validar es:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (\text{A.29})$$

Esta condición se cumple siempre en este caso por lo que únicamente es necesario comprobar la primera condición. Además otra condición que debe cumplir este tipo de protección es que el interruptor posea un poder de corte superior a la corriente de cortocircuito impuesta por la compañía eléctrica. Al no disponer de la información de la compañía eléctrica de la vivienda, se procede a realizar una aproximación limitando la corriente de cortocircuito a 12,5 kA. Puesto que la compañía eléctrica Iberdrola se sirve de este valor como límite de la corriente de cortocircuito de conexión a red siendo este valor el más alto de entre las distintas compañías.

Finalmente se escoge un interruptor magnetotérmico SCHNEIDER IC60L-3P+N-25A para tensiones entre 230/240 V y cuyo poder de corte es 15 kA.

Para el interruptor diferencial se sigue lo comentado en el punto 3.6.2, el diferencial escogido posee una sensibilidad de 30 mA según la ITC-BT-25 y la corriente asignada es igual o superior a la del magnetotérmico, para actuar solamente en caso de fallo a tierra. Con todo ello, finalmente se decide escoger un diferencial de $I_N = 25 \text{ A}$ modelo RKN-3P+N-40A-25mA-clase AC.

Para el tramo de conexión en alterna del inversor de conexión a red solamente hace falta conectar un interruptor diferencial. Esta protección al igual que en el tramo anterior cuenta con una sensibilidad de 30 mA y para determinar la corriente nominal se aplica la condición ya vista:

$$I_B \leq I_N \leq I_z \quad (\text{A.30})$$

En este caso la corriente de empleo se corresponde con el valor ya utilizado en el cálculo de la sección $I_{B1} = 30 A$, y consultando la Tabla B.52.3 de la Norma UNE-HD 60364-5-52 la corriente máxima admisible para una sección de 4 mm^2 con conductor de cobre y aislamiento de XLPE con un método de instalación C es de $I_z = 45 A$ por tanto:

$$30 \leq I_N \leq 45 \quad (\text{A.31})$$

Se decide conectar un interruptor diferencial con corriente nominal de $I_N = 40 A$ modelo RKN-3P+N-40A-30mA-clase AC.

En un diseño sin baterías, es necesario conectar un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial a la salida en alterna del inversor de conexión a red. Para el interruptor magnetotérmico se procede de igual modo que en caso anterior, al ser el cableado de sección 4 mm^2 Cu, XLPE, Método de instalación C se obtiene una intensidad máxima admisible $I_z = 45 A$ y una corriente de empleo de $I_{B1} = 30 A$. Con todo ello se comprueba la primera condición:

$$30 \leq I_N \leq 45 \quad (\text{A.32})$$

El interruptor magnetotérmico posee una corriente nominal de $I_N = 40 A$. Como se ha explicado ya no es necesario comprobarla puesto que se cumple siempre, por lo que se decide instalar un interruptor magnetotérmico SCHNEIDER IC60L-3P+N-40A y cuyo poder de corte es 15 kA, mismo modelo que en el diseño anterior ya que cumple las condiciones expuestas así como las restricciones del poder de corte.

Para el interruptor diferencial siguiendo lo comentado anteriormente, debe poseer una sensibilidad de 30 mA según la ITC-BT-25 y la corriente asignada es igual o superior a la del magnetotérmico. Así pues, se escoge un diferencial modelo RKN-3P+N-40A-30mA-clase AC con $I_N = 40 A$.

A.4. Puesta a tierra

En el tramo de CC la instalación sigue un esquema de distribución IT donde los conductores activos están aislados de tierra sin embargo las masas de la instalación están conectadas directamente a tierra, tal y como se ha comentado el generador se conecta en modo flotante. Este esquema presenta como principal inconveniente el no ser capaz de detectar fallos de aislamiento, por esta razón se ha instalado el controlador de aislamiento.

Así pues, la puesta a tierra de este tramo consiste en la conexión de las masas de CC mediante los conductores de protección hasta el borne de puesta a tierra y a partir de este tramo el conductor de tierra, conecta las masas de continua a tierra mediante latiguillos de cobre.

Para la puesta a tierra del tramo de CA se sigue un esquema de distribución TT donde el neutro se conecta a tierra. Para el cálculo es necesario seguir la normativa exigiendo una tensión de contacto no superior a 24 V, puesto que se considera que la instalación se encuentra en un lugar húmedo por estar a la intemperie. La dimensión de los electrodos se realiza imponiendo la siguiente condición:

$$R_T \ll R_{adm}. \quad (A.33)$$

Donde R_T representa la resistencia de tierra la cual depende de los electrodos utilizados, y R_{adm} es la resistencia de tierra admisible por las masas de baja tensión la cual depende del sistema de distribución y se calcula de la siguiente forma:

$$R_{adm}. \leq \frac{U_L}{I_{\Delta n}} = \frac{24}{0,03} = 800 \Omega \quad (A.34)$$

Donde U_L es la tensión convencional impuesta por la norma e $I_{\Delta n}$ representa la corriente diferencial nominal del dispositivo de protección de este tramo de la línea, es decir la sensibilidad del interruptor diferencial medida en A.

Con todo ello, se calcula la resistencia obtenida instalando un electrodo formado por 1 pica de 2 m de longitud enterrada a una profundidad de 0,5 m.

$$R_T = \frac{\rho}{n \cdot L_p} = \frac{500}{1 \cdot 2} \ll 800 \Omega \quad (A.35)$$

$$250 \Omega \ll 800 \Omega \quad (A.36)$$

En la ecuación A.36 el parámetro ρ representa la resistividad del terreno medida en $\Omega \cdot m$, este parámetro se obtiene de la Tabla 4 de la ITC-BT-18 la cual al no disponer de información concreta del terreno, proporciona valores medios aproximados. El parámetro n representa el número de picas y L_p es la longitud de estas picas medida en m.

Finalmente es necesario comprobar la condición impuesta por la norma:

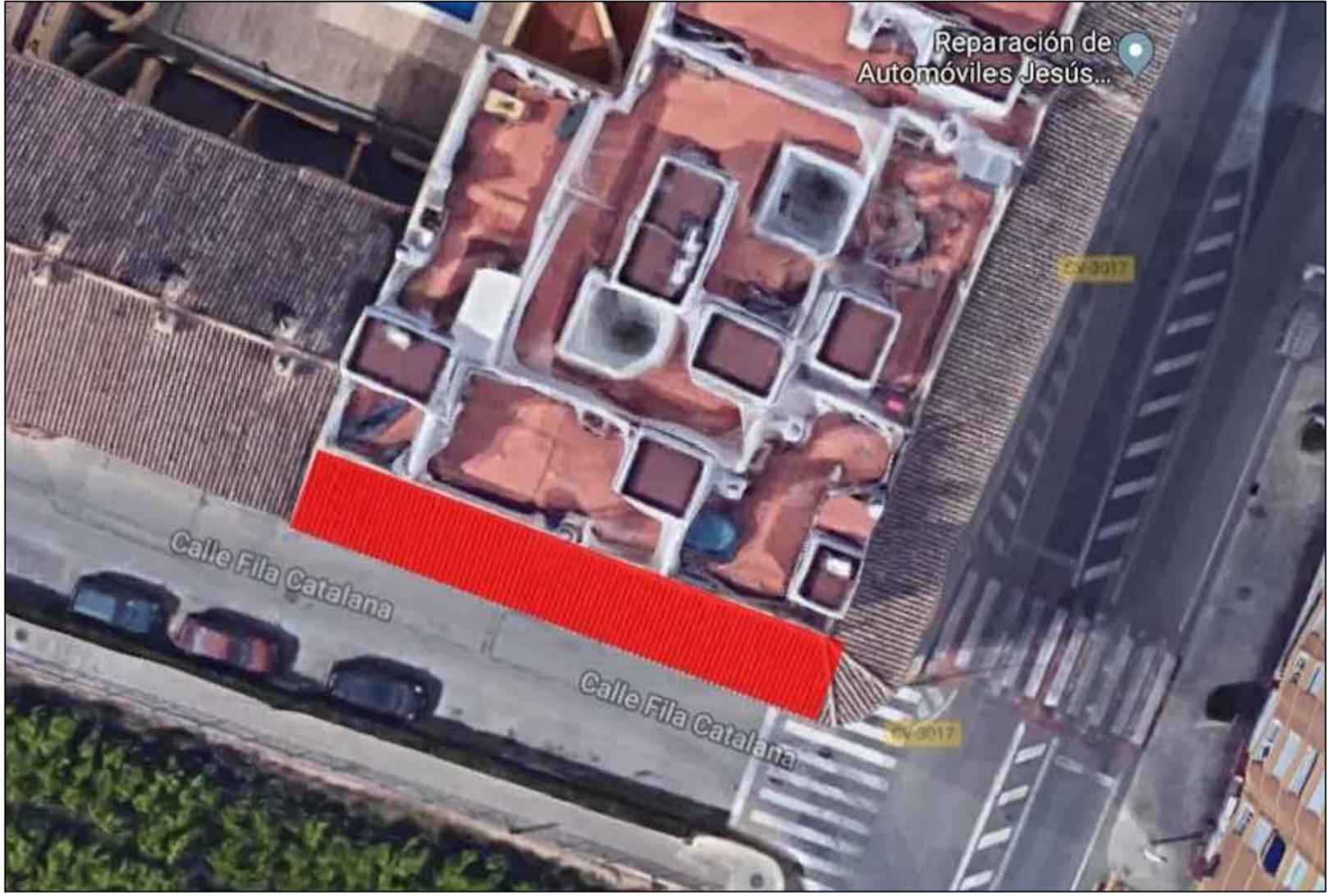
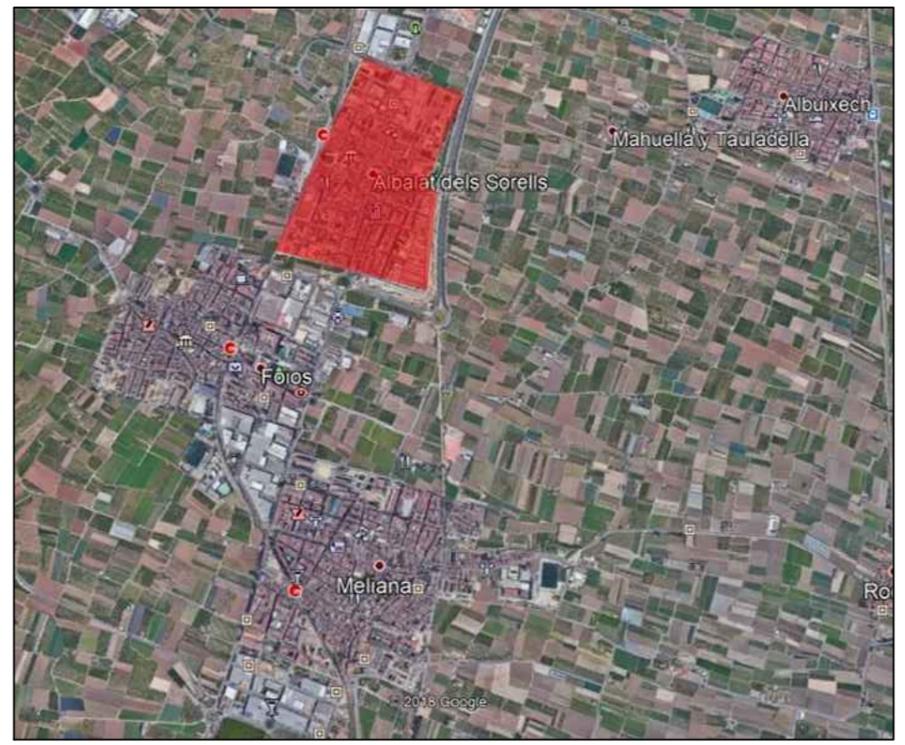
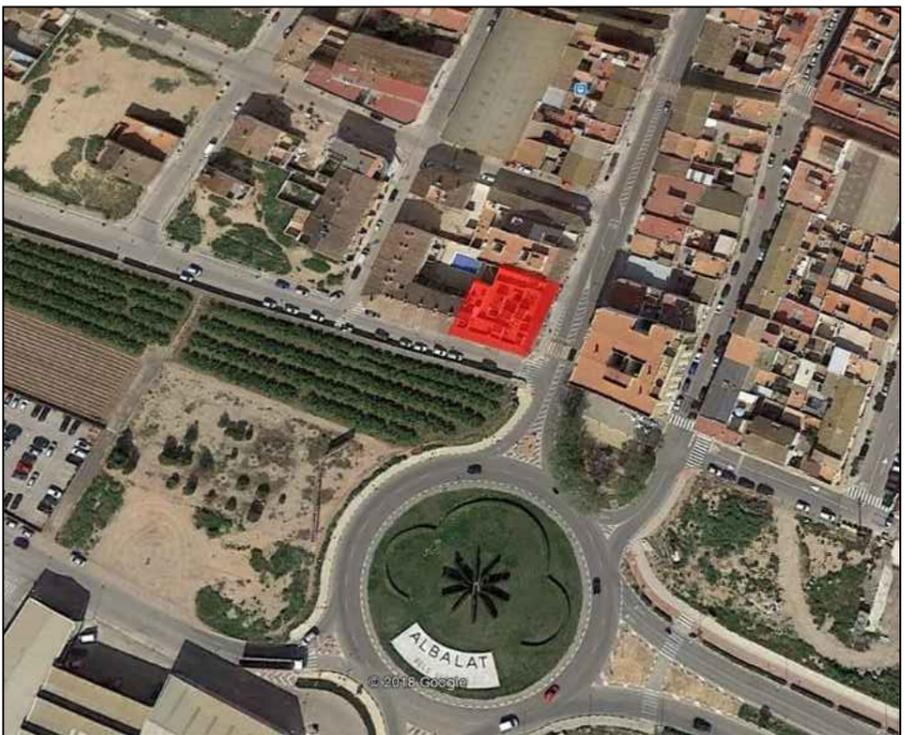
$$R_T \cdot I_{\Delta n} \leq 24 V \quad (A.37)$$

$$250 \cdot 0,03 = 7,5 V \leq 24 V \quad (A.38)$$

La puesta a tierra de la instalación en cualquier diseño ya que, la tensión convencional impuesta por la norma y la corriente diferencial nominal del dispositivo de protección, son las mismas en cualquier caso. Estos valores son necesarios comprobarlos in situ para medir la resistividad real del terreno y así calcular de forma correcta la resistencia de tierra.

Anexo B

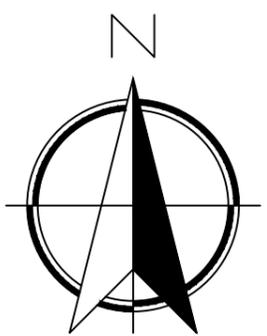
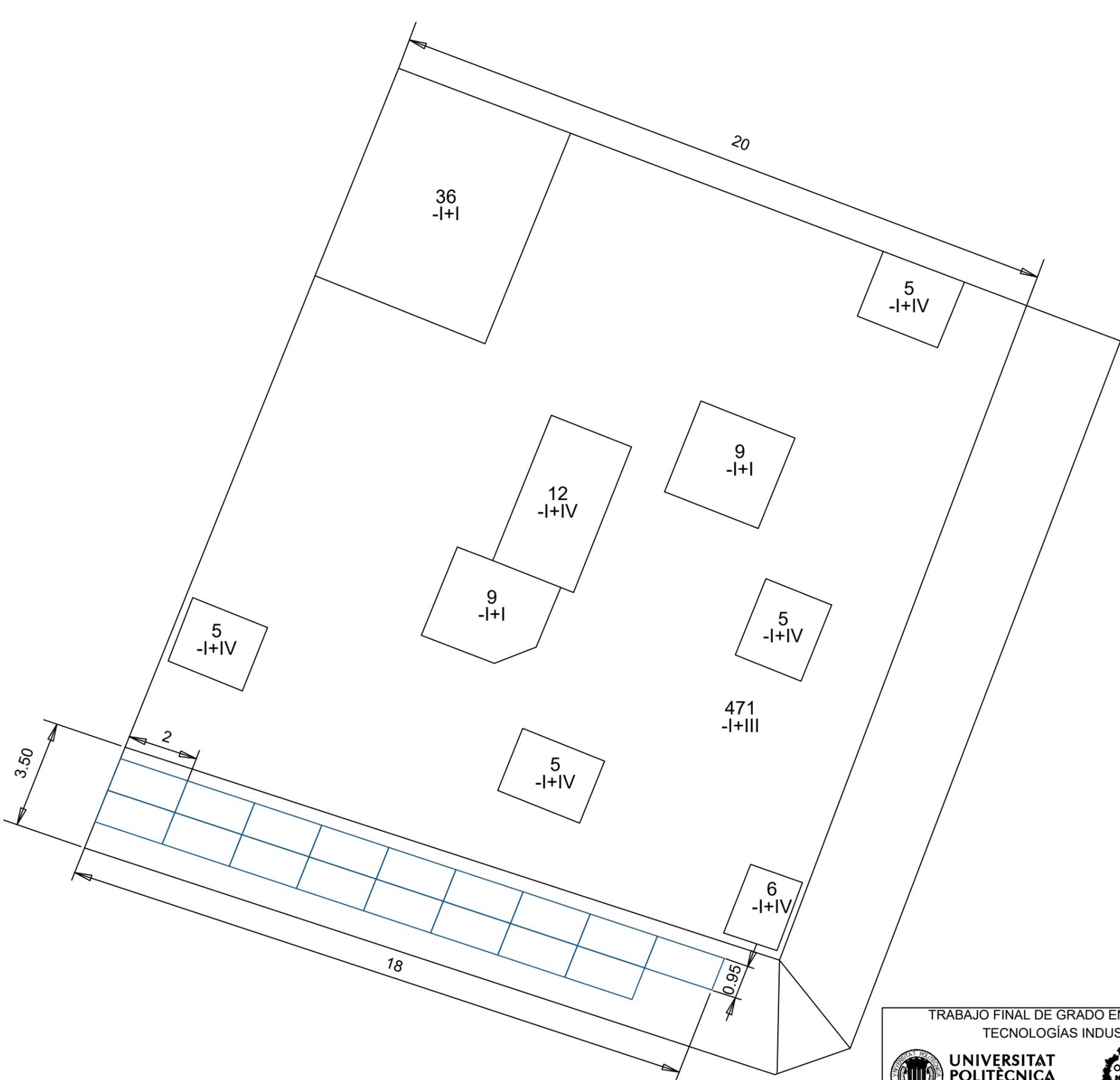
Planos



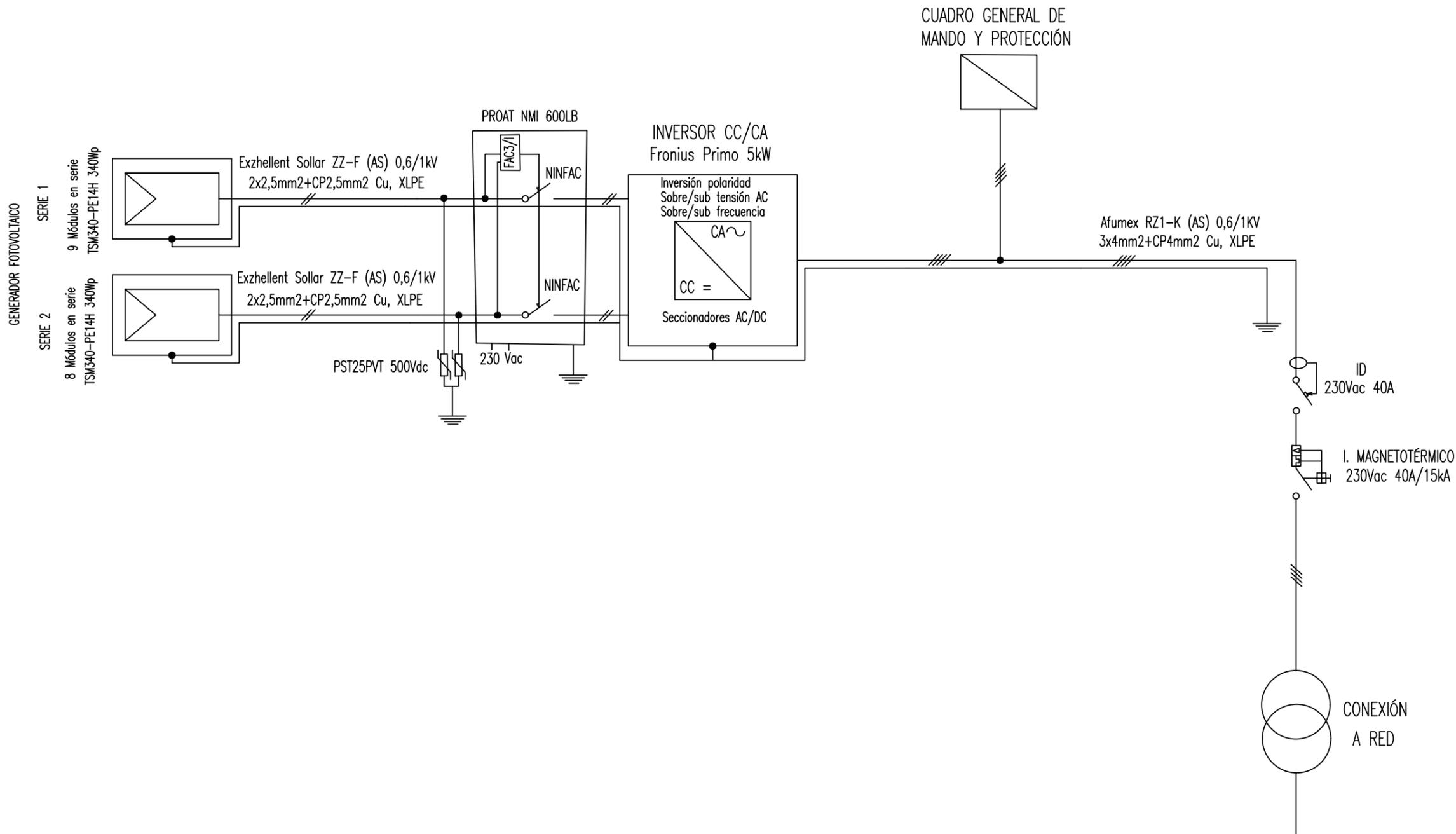
CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

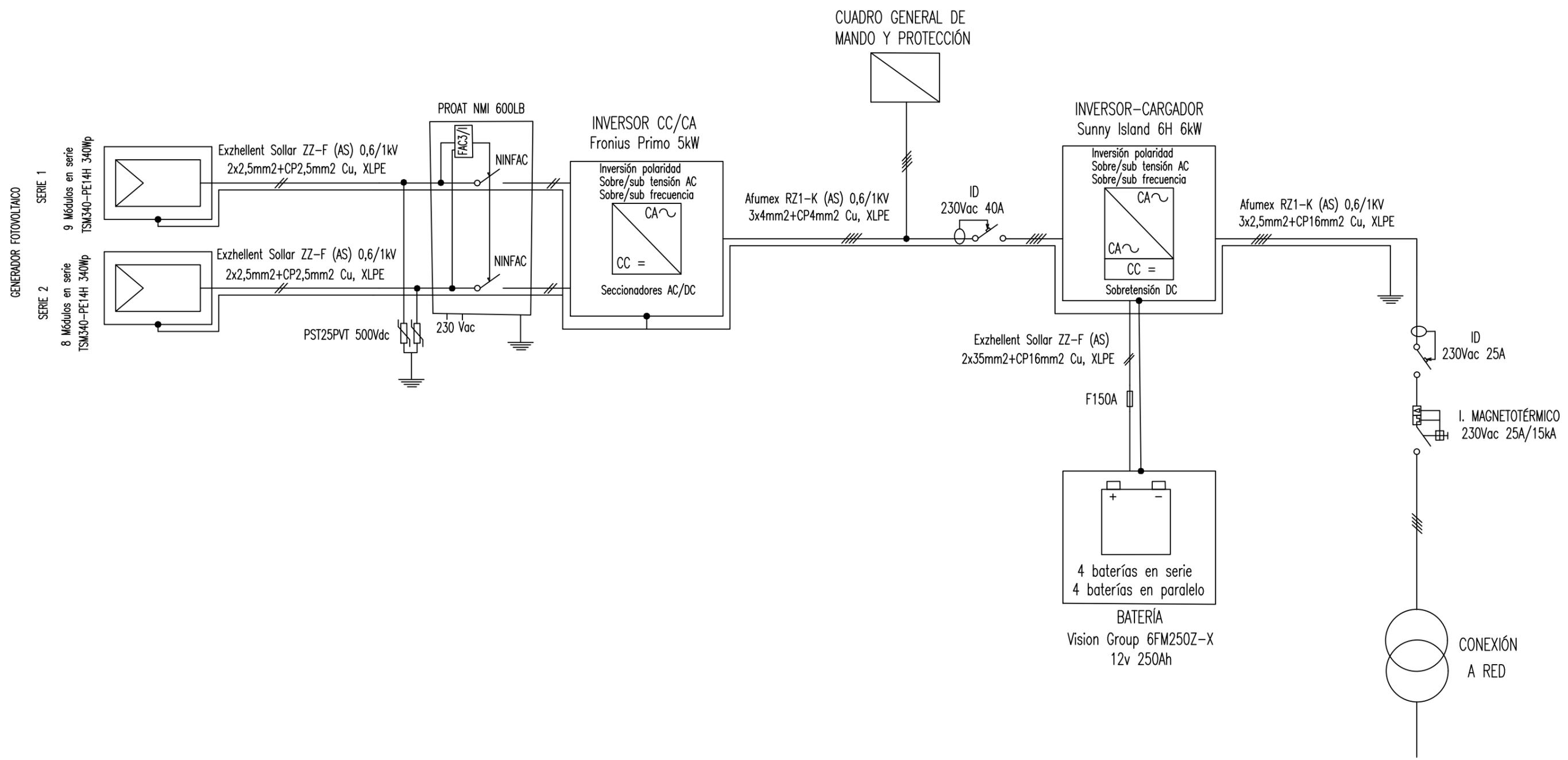
TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		Proyecto: DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO: APLICACIÓN A UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN UNA FINCA DE UNA POBLACIÓN DE VALENCIA EMPLEANDO LA REGULACIÓN VIGENTE.	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA	Fecha: Julio 2019	Nº Plano: 1
Plano: Emplazamiento de la instalación		Escala: 1:1000	
Autor: Pablo Sahuquillo Gabaldón			



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		Proyecto: DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO: APLICACIÓN A UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN UNA FINCA DE UNA POBLACIÓN DE VALENCIA EMPLEANDO LA REGULACIÓN VIGENTE.	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA	Fecha: Julio 2019	Nº Plano: 2
Plano: Disposición de los módulos fotovoltaicos en el diseño teórico		Escala: S/E	
Autor: Pablo Sahuquillo Gabaldón			



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		Proyecto: DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO: APLICACIÓN A UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN UNA FINCA DE UNA POBLACIÓN DE VALENCIA EMPLEANDO LA REGULACIÓN VIGENTE.	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA	Fecha: Julio 2019	Nº Plano: 3
Plano: Diagrama unifilar del diseño teórico sin sistema de almacenamiento		Escala: S/E	
Autor: Pablo Sahuquillo Gabaldón			



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA		Proyecto: DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO: APLICACIÓN A UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN UNA FINCA DE UNA POBLACIÓN DE VALENCIA EMPLEANDO LA REGULACIÓN VIGENTE.	
Plano: Diagrama unifilar del diseño teórico con sistema de almacenamiento	Fecha: Julio 2019	Nº Plano: 4	
Autor: Pablo Sahuquillo Gabaldón	Escala: S/E		

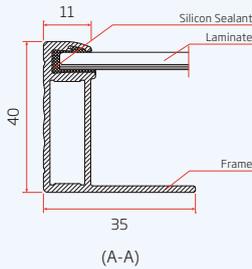
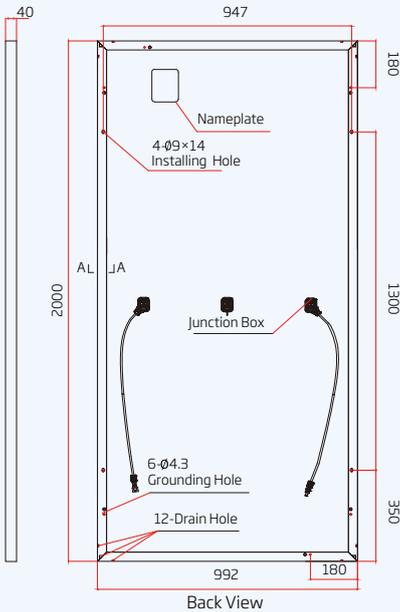
Anexo C

Documentación técnica del fabricante

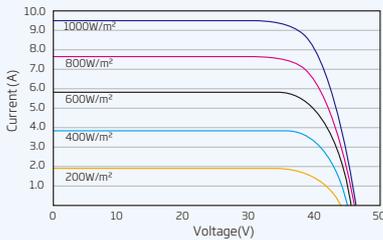
PRODUCTS POWER RANGE

TSM-PE14H | 335-345W

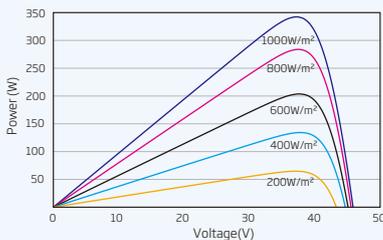
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(340W)



P-V CURVES OF PV MODULE(340W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	335	340	345
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.4	37.6	37.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.96	9.05	9.14
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.45	9.50	9.55
Module Efficiency η_m (%)	16.9	17.1	17.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	247	251	255
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.6	34.9	35.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	7.15	7.20	7.26
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.5	42.7	42.8
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.63	7.67	7.71

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156.75 × 78.375 mm (6 × 3 inches)
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2000 × 992 × 40 mm (78.7 × 39.1 × 1.57 inches)
Weight	23 kg (50.7 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 140mm/P 285mm((5.5/11.2inches) Landscape: N 1400mm/P 1400 mm (55.1/55.1 inches)
Connector	UTX/MC4 EVO2/TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	15A

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

- 10 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 27 pieces
- Modules per 40' container: 594 pieces

FRONIUS PRIMO

/ El Futuro de la energía solar residencial esta aquí



/ Sistema de instalación Snap Inverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Diseño SuperFlex



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid y Certificación NEC 2014



/ Comunicación de datos abierta



/ Detección de Arco Integrada



Con rangos de potencia desde 3.8 kW a 15 kW, el Fronius Primo es el inversor compacto monofásico sin transformador ideal para aplicaciones residenciales y comerciales de pequeña escala. Su diseño está basado en el sistema de instalación SnapInverter, el cual permite instalaciones y reparaciones sencillas y seguras.

El Fronius Primo tiene características únicas como dos seguidores de máxima potencia, alto voltaje de sistema, un amplio rango de voltaje de entrada y puede instalarse en interior y exterior. Como funciones estándar incluye interfaces Wi-Fi®* y SunSpec Modbus para monitoreo y registro de datos, interrupción de circuito por falla de arco (AFCI) probada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web. Está diseñado para adaptarse a requerimientos futuros, por lo cual ofrece una solución completa a los cambios de normativas e innovaciones técnicas del mañana.

DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0
Dimensiones (ancho x alto x largo)	42.9 x 62.7 x 20.6 centímetros	51.1 x 72.4 x 20.60 centímetros
Peso (kg)	21.5	37.4
Envoltorio	NEMA 4X	
Consumo durante la noche	< 1 W	
Tecnología de inversor	Sin transformador	
Enfriamiento	Ventilador de velocidad variable	
Instalación	Interior y exterior	
Temperatura ambiente admisible	-40 a 55°C	-40 a 60°C
Humedad relativa admisible	0 - 100 % (sin condensación)	
Terminales de conexión CD	2x CD+ 1,2x CD + 2 y 4x CD- terminales de tornillo para cable de cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)	4x CD + 1, 2x CD + 2 y 6x CD- terminales de tornillo para cable de cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)
Terminales de conexión de CA	Terminal de tornillo 12-6 AWG	
Certificados y cumplimiento de estándares	UL 1741-2015, UL1998 (para funciones: AFCI, RCMU monitorización de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC 2014 Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013	

INTERFACES	DISPONIBILIDAD	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
Wi-Fi*/Ethernet/Serie / Datalogger y servidor web	Opcional	Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 E/S digitales configurables + 4 entradas digitales + 1 contacto de relé	Opcional	Control externo por relé
USB (Socket tipo A)	Estándar	Registro de datos y actualización de firmware via USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Estándar	Fronius Solar Net, protocolo de interfaz

DATOS TÉCNICOS

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
AFCI	Sí
Desconexión de CD	Sí
Polaridad inversa de CD	Sí
Protección contra fallas de tierra con interruptor de monitor de aislamiento	Sí

*El término Wi-Fi es una marca registrada de la alianza Wi-Fi

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1	PRIMO 10.0-1
Potencia FV recomendada (kWp)	3.0 - 6.0	4.0 - 7.8	4.8 - 9.3	6.1 - 11.7	6.6 - 12.7	8.0 - 15.5
Máxima Corriente de entrada nominal (MPPT 1 / MPPT 2)	18 A / 18 A					33.0 A / 18.0 A
Máxima CD total	36 A					51 A
Máxima corriente de corto circuito del arreglo FV	2 x 22.5 A					49.5 A / 27.0 A
Rango de voltaje operación	80 V* - 600 VCD					
Máximo Voltaje de entrada	600 VCD					
Voltaje de entrada nominal	410 VCD	420 VCD				655 VCD
Tamaño de conductor admisible de CD	AWG 14 - AWG 6					AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 Aluminio directo, AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con bus de conexiones
Rango de voltaje MPP	200 - 480 VCD	240 - 480 VCD		250 - 480 VCD	270 - 480 V	220 - 600 VCD**
Número de MPPT	2					

* Voltaje de inicio fué mejorado de 150 a 80 V desde el No. de Serie 26170960

**Máximo 600 VCD por diseño usando Fronius Configurator

DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1	PRIMO 10.0-1
Máxima Potencia de salida						
240	3800W	5000 W	6000 W	7600 W	8200 W	9995 W
220	3800W	5000 W	6000 W	7600 W	7900 W	10005 W
208	3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	7900 W	9995W
Máxima corriente de salida continua con Vnom						
240	18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.5 A	38.0 A	41.6 A
220	17.3 A	22.7 A	27.3 A	34.5 A	37.3 A	45.5 A
208	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.7 A	34.2 A	48.1 A
OCPD / Breaker CA recomendado						
240	20 A	30 A	35 A	40 A	45 A	60A
220	25 A	30 A	40 A	50 A	50 A	40 A
208	25 A	30 A	40 A	50 A	50 A	60 A
Max. Eficiencia	96.7 %	96.9 %		97.0 %	97.9 %	
Eficiencia CEC	95.0 %	95.5 %	96.0 %		96.5 %	96 %
Tamaño de conductor de CA admisible	AWG 14 - AWG 6				AWG 10 - AWG 2 cobre (sólido / trenzado / finamente trenzado) AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos de protección hasta 60 A,	
Tensión de red	208 / 220 / 240 VCA					
Frecuencia nominal	60 Hz					
Distorsión armónica total	< 5.0 %				< 2.5 %	
Factor de potencia (cos φ)	1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)					

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3,000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1,000 patentes concebidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite www.fronius.com

Sello FIDE con No. de Registro F1013



www.24hoursofsun.com

Fronius Puebla

Calle 4 Pte. 2904, Col. Amor
72140 Puebla, Puebla
México
Teléfono +52 222 268 7664
pv-sales-mexico@fronius.com

Fronius Valle de México

Av. Jesús Reyes Heróles 188,
Col. Valle Ceylán
54150 Tlalnepantla, Edo. de México
México
Teléfono +52 55 5388 4065
ventas.mexico@fronius.com

Fronius México S.A. de C.V.

Fronius Monterrey
Carretera Monterrey Saltillo 3279E
66367 Santa Catarina, N.L.
México
Teléfono +52 81 8882 8200
pv-sales-mexico@fronius.com
www.fronius.mx

Datos técnicos	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Funcionamiento en la red pública o generador fotovoltaico			
Tensión asignada de red/Rango de tensión de CA	230 V/De 172,5 V a 264,5 V		
Frecuencia asignada de red/Rango de frecuencia admisible	50 Hz/De 40 Hz a 70 Hz		
Corriente alterna máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	14,5 A	20 A	26 A
Potencia de CA máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	3,3 kVA	4,6 kVA	6 kVA
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada CA	11500 W	11500 W	11500 W
Funcionamiento en red aislada o como sistema de respaldo			
Tensión asignada de red/Rango de tensión de CA	230 V/De 202 V a 253 V		
Frecuencia nominal/Rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz/De 45 Hz a 65 Hz		
Potencia asignada (a Unom, fnom/25 °C/cos φ = 1)	3300 W	4600 W	6000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min/5 min/3 s	4400 W/4600 W/5500 W	6000 W/6800 W/11000 W	8000 W/9100 W/11000 W
Potencia de CA a 45 °C	3000 W	3700 W	5430 W
Corriente asignada/Corriente de salida máxima (pico)	14,5 A/60 A	20 A/120 A	26 A/120 A
Coefficiente de distorsión de la tensión de salida/Factor de potencia con potencia asignada	<5 % /De -1 a +1	<1,5 % /De -1 a +1	<1,5 % /De -1 a +1
Batería de entrada de CC			
Tensión asignada de entrada/Rango de tensión CC	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V
Corriente de carga máx. de la batería/de carga asignada de CC/de descarga asignada de CC	75 A/63 A/75 A	110 A/90 A/103 A	140 A/115 A/130 A
Tipo de batería/Capacidad de la batería (rango)	Iones litio ¹⁾ , FLA, VRLA/ De 100 Ah a 10000 Ah (plomo) De 50 Ah a 10000 Ah (iones litio)		
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas		
Rendimiento/Autoconsumo del equipo			
Rendimiento máximo	95,5 %	95,8 %	95,8 %
Consumo sin carga/En espera	18 W/6,8 W	25,8 W/6,5 W	25,8 W/6,5 W
Dispositivo de protección (equipo)			
Cortocircuito de CA/Sobrecarga de CA	● / ●		
Protección contra polarización inversa de CC/Fusible de CC	- / -		
Sobretensión/Descarga total de la batería	● / ●		
Categoría de sobretensión según IEC 60664-1	III		
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	467 mm/612 mm/242 mm (18,4 inch/21,1 inch/9,5 inch)		
Peso	44 kg (97 lb)	63 kg (138,9 lb)	63 kg (138,9 lb)
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)		
Clase de protección según IEC 62103	I		
Clase climática según IEC 60721	3K6		
Tipo de protección según IEC 60529	IP54		
Equipamiento/Función			
WLAN, Speedwire/Webconnect/SI-SYSCAN (multiclúster)	● / ● / -	● / ● / ○	● / ● / ○
Tarjeta de almacenamiento micro SD para un registro de datos ampliado	○		
Visualización a través de teléfono inteligente, tableta o portátil/Relé multifunción	● / 2		
Sistemas trifásicos (con campo giratorio)/Función de alimentación de repuesto	● / ●		
Cálculo del nivel de carga/Carga completa/Carga de compensación	● / ● / ●		
Sensor de temperatura de la batería/Cables de datos	○ / ●		
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com		
Color de la cubierta amarillo/aluminio blanco	○ / ○		
Garantía 5/10 años	● / ● ³⁾		
Para sistemas aislados			
Detección automática de campo giratorio/Asistencia de generador	● / ●		
Conexión en paralelo/Multiclúster	- / -	● / ●	● / ●
Arranque suave integrado	●		
Accesorios			
Para sistemas aislados			
Fusible de batería ²⁾	○		
Sunny Island Charger SIC50-MPT ²⁾ / SMA Cluster Controller	○ / ○		
Para aplicaciones conectadas a la red			
Sunny Home Manager/SMA Energy Meter/Equipo de conmutación para corriente de repuesto ²⁾	○ / ○ / ○		
● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible			
1) Consulte la "Lista de baterías de iones de litio homologadas" en www.SMA-Solar.com			
2) De proveedor externo			
3) Si se registra a través de la ficha informativa adjunta			
Todas las especificaciones actualizadas a julio de 2017			
Modelo comercial	SI4.4M-12	SI6.0H-12	SI8.0H-12

6FM250Z-X 12V 250Ah(10hr)

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.

Battery Construction

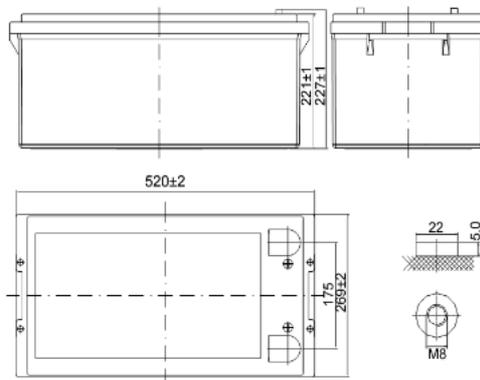
Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

General Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for efficient gas recombination of up to 99% and freedom from electrolyte maintenance or water adding.
- Not restricted for air transport-complies with IATA/ICAO Special Provision A67.
- UL-recognized component.
- Can be mounted in any orientation.
- Computer designed lead, calcium tin alloy grid for high power density.
- Long service life, float or cyclic applications.
- Maintenance-free operation.
- Low self discharge.

Dimensions and Weight

Length(mm / inch)	520 / 20.5
Width(mm / inch)	269 / 10.6
Height(mm / inch)	221 / 8.7
Total Height(mm / inch)	227 / 8.9
Approx. Weight(Kg / lbs)	74.0 / 163.1



Performance Characteristics

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Design Life	10 years
Nominal Capacity 77°F(25°C)	
10 hour rate (25.0A, 10.8V)	250Ah
5 hour rate (43.5A, 10.5V)	217.5Ah
3 hour rate (66.3A, 10.5V)	198.9Ah
1 hour rate (160A, 9.6V)	160Ah
Internal Resistance	
Fully Charged battery 77°F(25°C)	≤ 3.0mOhms
Self-Discharge	
3% of capacity declined per month at 20°C(average)	
Operating Temperature Range	
Discharge	-20~60°C
Charge	-10~60°C
Storage	-20~60°C
Max. Discharge Current 77°F(25°C)	1250A(5s)
Short Circuit Current	4300A
Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)	
Cycle use	2.40-2.45VPC
Maximum charging current	75A
Temperature compensation	-30mV/°C
Standby use	2.20-2.27VPC
Temperature compensation	-20mV/°C

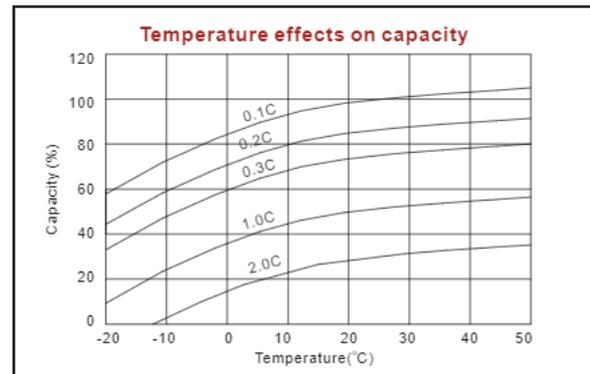
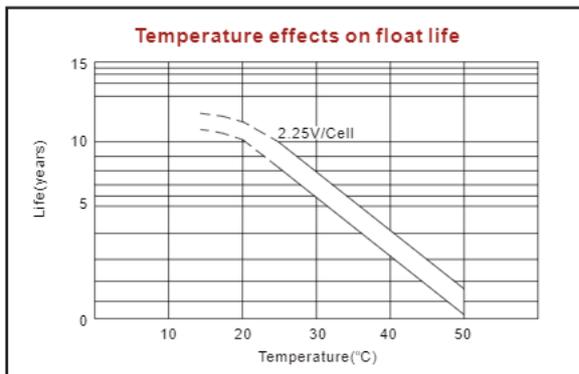
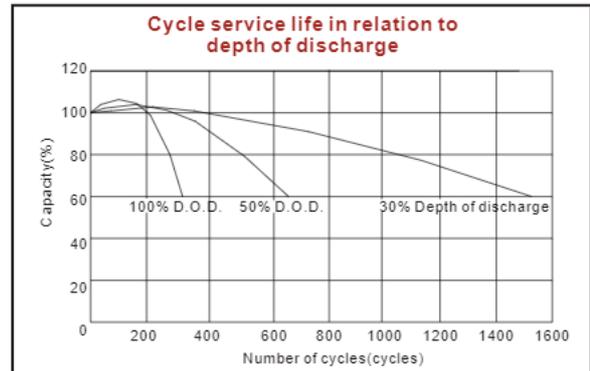
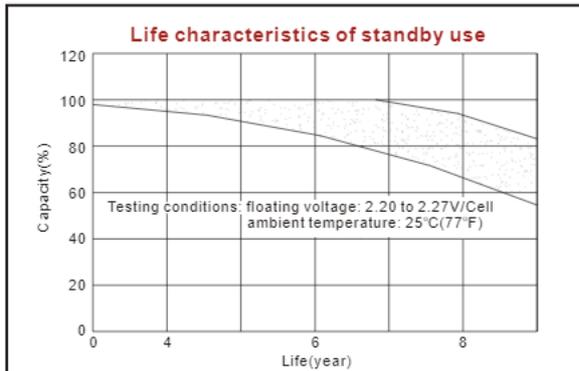
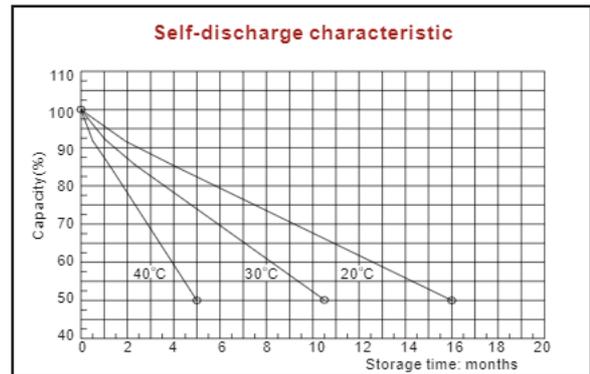
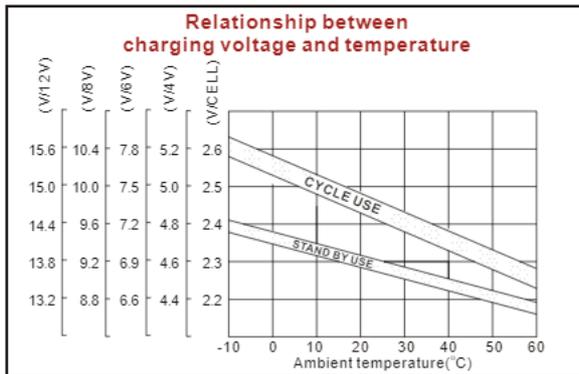
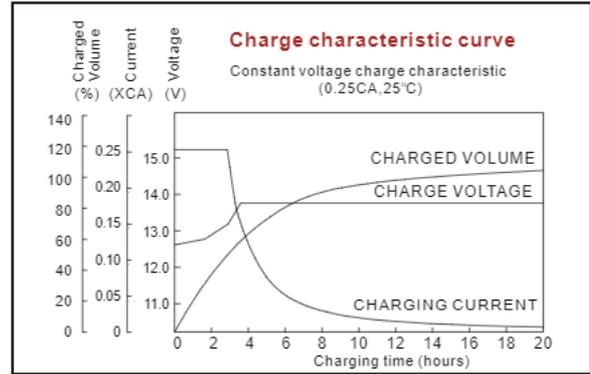
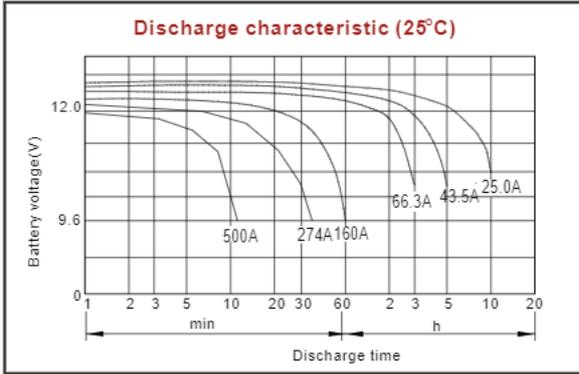
Discharge Constant Current (Amperes at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	15min	30min	45min	1h	3h	5h	10h
1.60V	463	274	195	160	72.3	47.2	25.6
1.65V	430	258	186	153	69.5	45.5	25.4
1.70V	415	252	182	150	68.3	44.8	25.3
1.75V	386	240	178	146	66.3	43.5	25.2
1.80V	357	229	176	142	64.2	42.5	25.0

Discharge Constant Power (Watts at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h
1.60V	810	497	361	300	182	135	91.0
1.65V	770	475	347	291	175	133	88.2
1.70V	747	465	343	285	172	131	87.0
1.75V	705	449	332	278	165	127	85.2
1.80V	660	434	325	268	160	123	83.2

(Note)The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values.



ISO9001:2000

MH25860

G4M19906-9202-E-16

Shenzhen Center Power Tech. Co., Ltd.
 Center Power Industrial Park, Tongfu Industrial District Dapeng Town, 518120 Shenzhen, China
 Tel: (+86-755) 8431 8088 Fax: (+86-755) 8431 8038 E-mail: sales@vision-batt.com

www.vision-batt.com