

DISEÑO DE UNA CUBIERTA FOTOVOLTAICA INTEGRADA: APLICACIÓN A VIVIENDA AISLADA EN EL ESTADO FALCÓN, VENEZUELA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
**INGENIERÍA DE
EDIFICACIÓN**



ETS de Ingeniería de la Edificación
Universidad Politécnica De Valencia

MÁSTER EN EDIFICACIÓN: TECNOLOGÍA DE LA EDIFICACIÓN

AUTOR:

Stephanie Carolina Martínez Romero - Trabajo Final de Máster

TUTOR ACADÉMICO:

Vicente Gómez Lozano - Departamento de Física Aplicada.

DIRECTOR DEL MÁSTER:

Fernando Cos-Gayón López

Valencia, Septiembre de 2016

Resumen

En el siguiente proyecto se desarrolló una propuesta de integración arquitectónica para una instalación fotovoltaica doméstica mediante un sistema de cubierta integrado. La propuesta se aplicó a una vivienda unifamiliar ubicada en Falcón, Venezuela; emplazamiento elegido por su gran potencial de aprovechamiento de la energía solar, considerando las variables climáticas que afectaban el diseño de la instalación. Por último, se evaluó la rentabilidad de la instalación fotovoltaica con la finalidad de identificar las ventajas y desventajas económicas de su implementación. Como solución de integración arquitectónica se propuso un módulo integrado, basado en paneles sándwich existentes en el mercado con adición de la parte fotovoltaica, que puede ensamblarse lateral y longitudinalmente para crear un sistema de cubierta con gran valor estético y energético. Del estudio económico se obtuvo que la instalación fotovoltaica es rentable a largo plazo, con un índice de retorno de la inversión de un 95%.

Palabras clave:

Energía solar fotovoltaica, integración arquitectónica, construcción, instalación fotovoltaica, sistema de cubierta, módulo integrado, BIPV.

Abstract

In the following project, a proposal for architectural integration for a home photovoltaic system was developed through an integrated roof system. The proposal was applied to a family home in Falcon, Venezuela; location chosen for its great solar energy use potential, considering the climatic variables affecting the design of the facility. Finally, the profitability of the PV system was evaluated in order to identify the economic advantages and disadvantages of its implementation. As an integrated architectonic solution, an integrated module is proposed, based on existing sandwich roof panels on the market with the addition of the photovoltaic part, which can be assembled laterally and longitudinally to create a roof system with great aesthetic and energetic value. The results from the economic study, revealed that the PV system is profitable in the long term, with a rate of return on investment of 95%.

Palabras clave:

Solar photovoltaic energy, architectonical integration, construction, photovoltaic system, roof system, integrated module, BIPV.

Agradecimientos

Primeramente, quiero dar gracias a Dios por darme la fortaleza para afrontar este reto personal y académico, y poder finalizar el proyecto de máster.

También, quisiera agradecerle a mis padres por apoyarme tanto emocional como económicamente para lograr esta meta de crecimiento profesional.

A mi madre, por ser un ejemplo a seguir, mostrándome siempre el valor del estudio y del trabajo, siempre dándome su apoyo incondicional y por siempre creer en mí.

A mi padre, por su constante apoyo y orientación para que pudiese finalizar este proyecto.

A mi adorada Sisi, mi mejor amiga, que me ayudó y guió en gran parte del desarrollo de este proyecto.

A mi abuelos porque a pesar de la distancia, me brindaron un apoyo incondicional y nunca dudaron en creer en mis habilidades para lograr esta meta.

A mi tutor académico Vicente Gómez Lozano, por su constante orientación y guía para que lograra desarrollar este proyecto de la mejor forma posible.

A mis amigos desde la distancia, por siempre darme ánimos para seguir adelante. Gracias por su apoyo y por creer en mí.

Y finalmente, a mis compañeros del máster, que ahora ocupan un pedacito de mi corazón, gracias por toda la ayuda que me brindaron durante el desarrollo del máster.

A todos ellos, muchas gracias.

Acrónimos utilizados

ETS: Escuela Técnica Superior

BIPV: Building Integrated Photovoltaics (Fotovoltaica integrada en la edificación).

CTE: Código Técnico de la Edificación

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

DB-HE: Documento básico: Ahorro de Energía

UNE: Una Norma Española

STC: Standard test conditions (Condiciones estándar de medida).

CEM: Condiciones estándar de medida.

TONC: Condiciones de operación nominal de la célula.

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Índice

Resumen.....	III
Abstract.....	IV
Agradecimientos.....	V
Acrónimos utilizados	VII
Índice.....	1
Capítulo 1.....	5
Introducción.....	5
1.1. Planteamiento del Problema	5
1.2. Objetivos del Trabajo	6
1.2.1. Objetivo General.....	6
1.2.2. Objetivos específicos.....	6
1.3. Delimitación.....	6
1.3.1. Delimitación espacial.....	6
1.3.2. Delimitación temporal.....	6
Capítulo 2.....	7
Antecedentes	7
2.1. Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica	7
2.2. Proyección Futura	9
2.3. Evolución de Costes.....	10
2.4. Aprovechamiento de la Energía Solar en Venezuela	11
Capítulo 3.....	13
Marco Teórico	13
Módulo: Energía Fotovoltaica.....	13
3.1. Radiación Solar.....	13
3.2. Geometría Solar.....	14
3.3. Célula Fotovoltaica.....	15
3.3.1. Efecto Fotovoltaico	15
3.3.2. Tipos de Células Solares.....	16
3.3.3. Parámetros fundamentales de las células solares.....	17
3.4. Tipos de Instalaciones.....	18
3.4.1. Instalación aislada de la red	18

3.4.2.	Instalación conectada a la red	19
3.5.	Vida Útil.....	19
3.6.	Ventajas y desventajas de las Instalaciones Fotovoltaicas	19
3.6.1.	Ventajas.....	19
3.6.2.	Desventajas	20
3.7.	Partes de una Instalación aislada	20
3.7.1.	Panel o Módulo Fotovoltaico	20
3.7.2.	Regulador	26
3.7.3.	Acumuladores (Baterías).....	28
3.7.4.	Inversor.....	30
3.8.	Especificaciones eléctricas a considerar para el montaje	31
3.8.1.	General.....	31
3.8.2.	Módulo Integrado.....	31
3.8.3.	Generador Fotovoltaico	32
3.8.4.	Baterías	32
3.8.5.	Regulador	32
3.8.6.	Inversor.....	33
3.8.7.	Cargas de consumo.....	33
3.8.8.	Cableado	33
3.8.9.	Puesta a tierra	34
3.8.10.	Protecciones	34
3.9.	Consideraciones para un adecuado montaje y fijación de los módulos.....	35
3.9.1.	Principios para una correcta fijación.....	37
3.9.2.	Características de las fijaciones a utilizar.....	37
3.9.3.	Fijación de los paneles de cubierta	38
3.9.4.	Idoneidad de los tornillos en relación a la estructura.....	39
3.9.5.	Longitud del tornillo	40
Capítulo 4.	41
Metodología aplicada		41
4.1.	Tipo de investigación	41
4.2.	Diseño de la Investigación.....	41
Capítulo 5.	42
Diseño de la Propuesta		42
Módulo: Panel Integrado Fotovoltaico		42
5.3.	Justificación de la solución constructiva adoptada.....	42

5.4.	Descripción de la solución constructiva adoptada.....	44
5.4.1.	Chapa de acero galvanizado, base trapezoidal S220GD / Z225	44
5.4.2.	Lana de Roca de Alta densidad con barrera de vapor al exterior.	44
5.4.3.	Chapa de acero galvanizado de 2 grecas, S220GD / Z225.....	44
5.4.4.	Cubierta Posterior.....	44
5.4.5.	Células solares de silicio monocristalino	45
5.4.6.	Encapsulado	45
5.4.7.	Cierre del sistema fotovoltaico.....	45
5.4.8.	Soportes laterales y soporte inferior	45
5.4.9.	Junta de estanqueidad	45
5.4.10.	Cubierta frontal.....	45
5.4.11.	Diodos de protección.....	46
5.5.	Ficha Técnica del Módulo	46
5.6.	Almacenamiento	47
	Módulo: Descripción del Proyecto y Emplazamiento.....	47
5.7.	Descripción General del Proyecto.....	47
5.8.	Comparativa entre los climas de España y Venezuela	48
	Módulo: Instalación Fotovoltaica	50
6.	Datos de Entrada	50
a.	Irradiación solar horizontal media diaria para la ciudad de Coro (kWh/m ² /día)	50
b.	Temperatura ambiente media mensual para la ciudad de Coro (°C).....	50
6.1.	Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos.....	50
6.2.	Orientación e inclinación óptimas, e irradiación sobre el generador	51
6.3.	Generador Fotovoltaico.....	52
6.3.1.	Consumo energético de la vivienda.....	52
6.3.2.	Potencia mínima requerida (Pmp, min)	52
6.3.3.	Nº de paneles y conexionado	53
6.3.4.	Área requerida.....	54
6.4.	Diodos de Protección	54
6.5.	Regulador.....	55
6.6.	Acumulador	55
6.7.	Inversor	56
	Módulo: Montaje del Sistema de Cubierta.....	57
6.8.	Consideraciones antes de la instalación de los paneles	57

6.9. Medidas de prevención de riesgos laborales	57
6.9.1. Consideraciones especiales durante el trabajo en alturas.....	57
6.10. Recursos necesarios	58
6.10.1. Equipos	58
6.10.2. Mano de obra	58
6.11. Proceso de montaje y fijación	58
6.12. Mantenimiento de la Instalación.....	62
6.12.1. Condiciones mínimas	62
6.12.2. Programa de Mantenimiento	62
6.12.3. Garantías del contrato	63
6.12.4. Condiciones económicas.....	64
6.12.5. Anulación de la garantía.....	64
Módulo: Viabilidad Económica	65
7.1. Panorama Económico	65
7.2. Presupuesto Módulo Integrado	65
7.3. Presupuesto de la Instalación	67
7.4. Estimación del coste eléctrico anual	68
7.5. Amortización de la inversión	70
7.6. Ventajas y desventajas económicas	73
7.6.1. Ventajas.....	73
7.6.2. Desventajas	73
Conclusiones.....	74
Referencias Bibliográficas	75
Índice de Figuras.....	76
Índice de Tablas	78
Anexos	A

Capítulo 1.

Introducción

1.1. Planteamiento del Problema

En la última década, se ha dado una tendencia creciente al cuidado y la conservación del medio ambiente, desde que se notaron las consecuencias de la actividad del hombre en los niveles de contaminación del planeta, principalmente al, tan temido, calentamiento global. Desde entonces se le empezó a dar mayor importancia al uso de energías limpias y renovables, para así disminuir las acciones adversas contra el ambiente.

En Europa, el sector de la edificación representa aproximadamente el 40% del consumo de energía eléctrica, es por esto que cuenta con una gran responsabilidad con el medio ambiente. El incremento de la eficiencia energética de este sector constituye una de las acciones más eficaces para reducir las emisiones de CO₂.

En el año 2008, aparece dentro del Código Técnico de la Edificación, normativa regulatoria del proceso edificatorio en España, el apartado HE de Ahorro de Energía. En éste se contempla entre sus objetivos básicos actuar sobre la envolvente edificatoria, con el fin de reducir la demanda energética, demostrando que la eficiencia energética en las edificaciones debía ser una parte fundamental a considerar para el desarrollo de cualquier proyecto de edificación.

Hoy en día, una de las energías renovables más utilizadas en este sector es la solar, mediante la implementación de módulos fotovoltaicos en la envolvente de la edificación. Sin embargo, la integración arquitectónica de estos módulos ha surgido como una nueva problemática a considerar. De dicha problemática ha nacido el concepto de BIPV "Building Integrated Photovoltaics" que significa "Fotovoltaica Integrada en la Edificación" la cual, como su nombre lo indica, consiste en la integración de los módulos fotovoltaicos en la envolvente para que estos pasen a ser una parte integral de la edificación; cumpliendo así una doble función: como material envolvente de construcción sobre el edificio convencional, ya sea en la cubierta, en la fachada o en ambas, y como un sistema generador de energía.

El proyecto a desarrollar se ha emplazado en Venezuela, en el cual, a pesar de no existir aún un marco regulatorio para la eficiencia energética de las edificaciones, cuenta con un gran potencial para el aprovechamiento energético y abundantes recursos renovables a lo largo de su territorio, por lo que este paso se encuentra cada vez más cercano.

1.2. Objetivos del Trabajo

1.2.1. Objetivo General

Diseñar una cubierta fotovoltaica integrada arquitectónicamente a una vivienda aislada, ubicada en el estado Falcón (Venezuela).

1.2.2. Objetivos específicos

- Definir la composición idónea de la cubierta integrada.
- Establecer el proceso de montaje de la cubierta integrada.
- Identificar las ventajas y desventajas económicas de la aplicación de un sistema de cubierta integrada.

1.3. Delimitación

1.3.1. Delimitación espacial

El proyecto de investigación a desarrollar se localizará en la ciudad de Coro, estado Falcón (Venezuela).

1.3.2. Delimitación temporal

El trabajo de investigación se desarrollará en el período comprendido entre marzo y septiembre de 2016.

Capítulo 2.

Antecedentes

2.1. Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica

El efecto fotovoltaico, fenómeno en el que se basan los módulos fotovoltaicos, fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Bequerel en 1838 cuando tenía 19 años. Sus estudios sobre el espectro solar, magnetismo, electricidad y óptica son el pilar científico de la energía fotovoltaica.

En el año 1877, el ingeniero William Grylls Adams profesor de Filosofía Natural en la King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, crearon la primera célula fotovoltaica de selenio.

Aunque en todos estos descubrimientos la cantidad de electricidad que se obtenía era muy reducida y quedaba descartada cualquier aplicación práctica, se demostraba la posibilidad de transformar la luz solar en electricidad por medio de elementos sólidos sin partes móviles.

La posibilidad de una aplicación práctica del fenómeno no llegó hasta 1953 cuando Gerald Pearson de Bell Laboratories, mientras experimentaba con las aplicaciones en la electrónica del silicio, fabricó casi accidentalmente una célula fotovoltaica basada en este material que resultaba mucho más eficiente que cualquiera hecha de selenio. A partir de este descubrimiento, otros dos científicos también de Bell Laboratories, Daryl Chaplin y Calvin Fuller perfeccionaron este invento y produjeron células solares de silicio capaces de proporcionar suficiente energía eléctrica como para que pudiesen obtener aplicaciones prácticas de ellas.

A pesar de los avances técnicos alcanzados en el aumento del rendimiento de las células, los costes de fabricación eran excesivamente altos y limitaban enormemente su aplicación práctica.

En 1956 el coste del vatio de electricidad producido por centrales convencionales rondaba los 50 céntimos de dólar, mientras que el vatio producido por paneles fotovoltaicos llegaba a los 300 dólares (250 euros) lo que alejaba la idea de usar esta tecnología para suministrar grandes cantidades de electricidad.

La demanda de paneles solares sólo venía de la industria juguetera, que los empleaba para suministrar potencia a pequeños artefactos como maquetas de aviones y coches, o de la industria electrónica, para aplicarlos en pequeños aparatos eléctricos sencillos como radios para la playa. Este escenario limitaba mucho el desarrollo de esta tecnología ya que eran muy reducidos los ingresos que se generaban haciéndose muy difícil destinar cantidades de dinero importantes a su desarrollo.

Por fortuna se encontró una aplicación ideal para el desarrollo de los paneles solares fotovoltaicos en aquel momento: la alimentación de los equipos de los satélites espaciales en la incipiente carrera espacial. El costo no fue un factor limitante ya que los recursos dedicados en la carrera del espacio eran enormes. Primaba la capacidad de proveer energía eléctrica de manera fiable en áreas de muy difícil acceso. En eso la energía solar fotovoltaica resultaba muy competitiva.

Pese a la desconfianza y a las reticencias iniciales de algunos dirigentes de la NASA, la tecnología fotovoltaica acabó por ganarle el pulso a las otras dos tecnologías que se barajaron para alimentar los satélites; las baterías químicas y la energía nuclear. Las baterías una vez agotadas inutilizaban todo el equipo mientras que la energía nuclear ofrecía muchas complejidades y apenas fue utilizado en unos pocos proyectos. Los paneles solares por el contrario eran capaces de suministrar energía de manera fiable por muchos años sin grandes complicaciones.

El 17 de marzo de 1958, finalmente, se lanza el Vanguard I, el primer satélite alimentado con paneles solares fotovoltaicos. El satélite llevaba 0,1W en una superficie aproximada de 100 cm² para alimentar un transmisor de 5 mW. Si bien en este satélite los paneles solares eran solo la fuente de energía de respaldo, acabaron por convertirse en la fuente principal cuando las baterías consideradas fuente de alimento principal se agotaron en tan sólo 20 días. El equipo estuvo operativo con esa configuración por 5 años.

La fiabilidad que habían demostrado los paneles solares fotovoltaicos propició su empleo sistemático en gran número de misiones espaciales y supuso un enorme impulso para la industria fotovoltaica. Sin embargo, el costo de los paneles solares seguía siendo demasiado alto para hacerlo competitivo en aplicaciones terrestres.

Esta situación cambió cuando a principios de los años 70 el Dr. Elliot Berman con la ayuda financiera de EXXON consiguió crear una célula solar mucho más barata que reducía el coste por vatio de 100 \$ a 20\$. Para ello empleo un silicio con un grado de pureza menor y unos materiales encapsulantes más baratos.

Esta importante rebaja de los costos cambio totalmente la situación e hizo posible que el empleo de paneles fotovoltaicos empezara a ser económicamente viable en instalaciones aisladas de la red eléctrica. Empezó a resultar más barato instalar células solares que trazar toda una línea de cableado o que realizar un mantenimiento periódico que cambiase las baterías gastadas por otras cargadas.

Las aplicaciones prácticas de la energía solar fotovoltaica empezaron entonces a multiplicarse: electricidad para la protección contra la corrosión de oleoductos y gaseoductos, iluminación de boyas marinas y faros, repetidores de sistemas de telecomunicaciones, sistemas de iluminación en líneas férreas. Para todas estas finalidades, la instalación de paneles solares resultaba mucho más rentable económicamente y más eficiente en su labor.

Tal fue el impulso que esta tecnología recibió que en el año 1975 las aplicaciones terrestres habían ya superado a las espaciales.

Poco a poco, en las siguientes décadas, se fueron encontrando nuevas aplicaciones para la energía solar fotovoltaica que siguieron desarrollando el uso de esta tecnología.

En los años 70 del siglo XX, surgió la idea de potenciar las bombas de extracción de agua con paneles solares. De esta manera se hacía viable la obtención de agua de acuíferos en zonas rurales sin acceso a la electricidad.

En la década de los 80 surgieron con fuerza las iniciativas para electrificar las sociedades de los países empobrecidos. En estas sociedades la electrificación no podía basarse en el modelo energético usado de los países enriquecidos de grandes centrales y un sistema de distribución. Resultaba excesivamente costoso instalar toda una red eléctrica en unas sociedades en las que gran parte de la población estaba distribuida de manera muy dispersa en asentamientos rurales. Por estas razones se optó por sistemas de generación eléctrica en el mismo lugar de consumo y entre ellos por los paneles solares fotovoltaicos.

También, a partir de estos años aparecen las primeras casas con electrificación fotovoltaica en los países desarrollados. Este concepto propone establecer un sistema de provisión de energía descentralizado en el que cada hogar se genera su propia energía en vez de establecer una gran central y un sistema de distribución de la misma.

En la década de los 90 y en los primeros años del siglo XXI las células fotovoltaicas han experimentado un continuo descenso en su coste junto con una ligera mejora de su eficiencia. Estos factores unidos al apoyo por parte de algunos gobiernos hacia esta tecnología han provocado un espectacular impulso de la electricidad solar en los últimos años.

Junto con las instalaciones de pequeño y mediano tamaño se han construido o se están construyendo grandes centrales fotovoltaicas. Destacan particularmente las instaladas en España y Portugal. En Amaraleja en el baixo Alentejo (Portugal) está en proceso de construcción una central solar que contará con 64 MW de potencia una vez finalizada y que será la mayor del mundo. Muy próxima a su potencia encontramos la ya instalada en Olmedilla de 60 MW en Castilla la Mancha (España) que hasta la finalización de la portuguesa es la mayor del mundo. De 50 MW encontramos la central de Puertollano también en Castilla la Mancha en España.

En los últimos años, con la aparición de la tecnología de los paneles flexibles a precios asequibles, han proliferado también los gadgets solares destinados a recargar las baterías de numerosos artículos portátiles (teléfonos portátiles, cámaras de fotos, reproductores portátiles de música etc...). así como kits solares para electrificar las caravanas o barcos.

(RENOVETEC, 2010)

2.2. Proyección Futura

El siglo XXI nace con una premisa para el desarrollo sostenible medio-ambiental. El creciente desarrollo industrial y de consumo trae como consecuencia un deterioro del

medio ambiente a través de las emisiones de CO₂ y otros gases que además de destruir la capa de Ozono afectan la salud del hombre.

La protección del medio ambiente es compromiso de todos, gobiernos, personas e industrias. Hoy día vemos un gran crecimiento, tanto en la producción de paneles solares cada vez más económicos como en la implementación de grandes plantas solares conectadas a la red eléctrica.

España hasta septiembre de 2007 tuvo un vertiginoso crecimiento de plantas fotovoltaicas conectadas a la red, sin embargo, la actual normativa gubernamental, además de reducir el precio de compra ha limitado la cantidad de megavatios instalados por trimestre para la implementación de plantas solares fotovoltaicas.

El autoconsumo fotovoltaico es una alternativa para la reducción del CO₂, sin embargo, no hay ninguna (o muy escasa) política de ayuda de cualquier tipo a los productores de autoconsumo. En este caso además de la protección del medio ambiente el directo beneficiario es el consumidor-usuario. Las instalaciones fotovoltaicas se realizan por iniciativa privada y sin ningún tipo de ayuda.

(RENOVETEC, 2010)

2.3. Evolución de Costes

La investigación desde 1960 a 1980 se centró en hacer un producto fotovoltaico más y más eficiente, que produjese más potencia. El aumento de eficiencia de células y módulos fue impresionante. Además, los costes bajaron drásticamente al pasar de piloto a producción semiautomática. Aunque la cifra importante del coste es el \$/kWh, la relación \$/Wp se usa muy frecuentemente. Los módulos se miden y especifican en “vatios de potencia pico”. Se denomina potencia pico a la potencia que proporciona un módulo a una carga perfectamente adaptada cuando una luz incidente de 1 kW/m² y un espectro determinado caen sobre él mientras las células se mantienen a 25°C. Generalmente, el coste de los módulos se fija en función de esa potencia pico, pese a que las condiciones estándar no se dan prácticamente nunca en las aplicaciones.

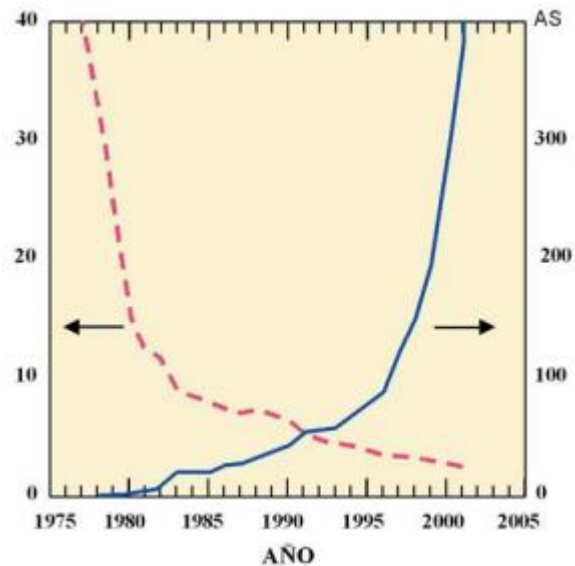


Figura 1. Evolución de la producción y el coste del vatio pico
Fuente: Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, 2007.

La Figura 1 muestra la evolución de la producción y el coste del vatio pico en los últimos 30 años. La curva se limita sólo a la tecnología de silicio cristalino (c-Si) hasta el año 2000. Estas curvas son típicas de las nuevas tecnologías: Precios elevados al principio como causa de una baja producción y un reparto de costes entre las pocas unidades vendidas. En este período sólo pueden usarla industrias, el sector empresarial o usuarios con altos recursos. Luego, a medida que aumenta la producción bajan los precios, con lo que se amplía el mercado con la aparición de nuevas aplicaciones, mientras que los precios disminuyen más lentamente. Una vez se alcanza cierto precio, se abre un horizonte de mercado masivo, que ofrece oportunidades a los nuevos inversores para financiar el aumento de la capacidad productiva.

Considerando el descenso exponencial que se ha producido de ésta tecnología, se cree que la Industria fotovoltaica tiene el potencial de convertirse en un suministrador importante de energía eléctrica en el siglo XXI, reduciendo las tensiones ambientales, permitiendo el desarrollo humano de los más pobres y asegurando una fuente de abastecimiento inagotable a través de la energía solar.

(Energía Solar Fotovoltaica, 2007)

2.4. Aprovechamiento de la Energía Solar en Venezuela

El aprovechamiento de la energía solar en Venezuela tuvo sus inicios a partir del año 2001, mediante práctica de experiencias de aprovechamiento de la energía solar, siendo el poblado de Los Cedros, en el estado Sucre, uno de los pioneros en esta materia, mediante un programa impulsado por el gobierno llamado "Sembrando Luz", algunas de sus casas se abastecen de la electricidad proveniente de paneles solares, teniendo la capacidad y potencia suficiente para satisfacer las necesidades de la población en materia fotovoltaica.



Figura 2. Instalación fotovoltaica en poblado Los Cedros, Venezuela
Fuente: www.suelosolar.com

De igual forma se han instalado unas 60 plantas potabilizadoras de agua que utilizan energía solar, en el marco del programa Sembrando Luz, que también instaló en zonas completamente aisladas otros 768 sistemas fotovoltaicos.

Estos recursos apuntan a que Venezuela es un país con gran potencial para el desarrollo de la energía solar, donde se promedia que si se recibe una insolación solar promedio de cinco horas diarias, se puede incrementar hasta en un 10% la adecuación de nuevas plantas ubicadas a las posiciones del sol con esta novedosa tecnología.

En mayo de 2015, se pone en funcionamiento la primera gran planta fotovoltaica del país, que cuenta con 1,1 MW de potencia. Ésta contiene más de 4.400 paneles solares policristalinos, con los que se espera generar más de 1.400 megavatios/hora (MWh) por año, energía suficiente como para abastecer 400 casas típicas venezolanas.

Esta planta solar es el primer proyecto a gran escala en Venezuela, hasta hace poco, el mercado venezolano estaba centrado en los sistemas fuera de la red de hasta 25 kilovatios (kW), ubicados por lo general en regiones aisladas. Sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas en viviendas aisladas requieren de una gran inversión económica, por lo que su aplicación no se ha extendido tanto como se desearía.

(EnergyNews, 2015)

Capítulo 3.

Marco Teórico

Módulo: Energía Fotovoltaica

3.1. Radiación Solar

El sol produce una cantidad de energía constante que, en el momento de incidir sobre la superficie terrestre pierde parte de su potencia debido a distintos fenómenos ambientales.

La potencia radiante de 1353 W/m^2 que llega al planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la Tierra y el ciclo día/noche.

La atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor, dióxido de carbono, aerosoles, etc.) producen sobre ésta.

La difusión que se produce debida a la presencia de polvo y a la contaminación del aire depende, en gran medida, del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en los lugares más poblados. Los efectos meteorológicos locales tales como nubosidad, lluvia o nieve afectan también a la irradiancia solar que llega a un determinado lugar.

Teniendo en cuenta todos estos parámetros, la irradiancia que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre un día claro al mediodía alcanza un valor máximo de 1000 W/m^2 aproximadamente. Este valor depende del lugar y sobre todo de la nubosidad.

Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un período de tiempo definido, se obtiene la energía en kWh/m^2 . La radiación global del emplazamiento es un dato primordial para realizar el diseño de una instalación fotovoltaica. (Parera, 2008).

Según un estudio publicado, en el año 2014 por la revista Geográfica Venezolana, se evaluó el potencial de energía solar en diversos emplazamientos del territorio venezolano; mediante la aplicación de geoestadística y sistemas de información geográfica. La información base se obtuvo a partir de 35 estaciones meteorológicas, obteniéndose mapas de potencial con una resolución de 4Km, y se calculó el error de dicha estimación.

Se obtuvo un potencial alto de energía solar factible de aprovechamiento, con valores superiores a $5.1 \text{ kWh/m}^2\text{día}$, en una extensión aproximada de $205.921,6 \text{ Km}^2$ (20% del territorio), con máximos valores hacia la franja costera norte y región insular (5.8 a 7.3 kWh/m^2), y diferentes regímenes de variabilidad temporal. (Posso, 2014).

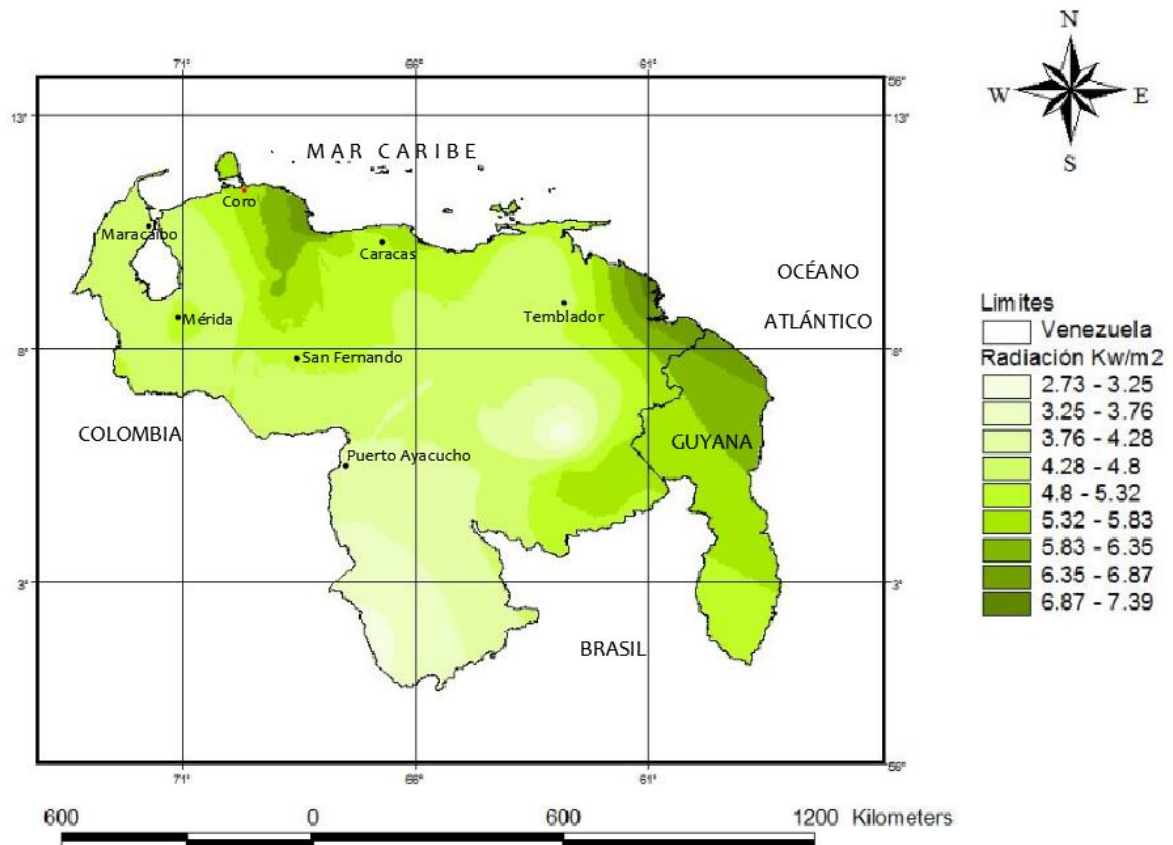


Figura 3. Variabilidad espacial de la radiación en kWh/m²día generada mediante Kriging Ordinario
Fuente: Revista Geográfica Venezolana

3.2. Geometría Solar

Para realizar el cálculo de la producción energética de instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año, ya que la cantidad de energía generada por un módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la cantidad de radiación que incide sobre él.

La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol.

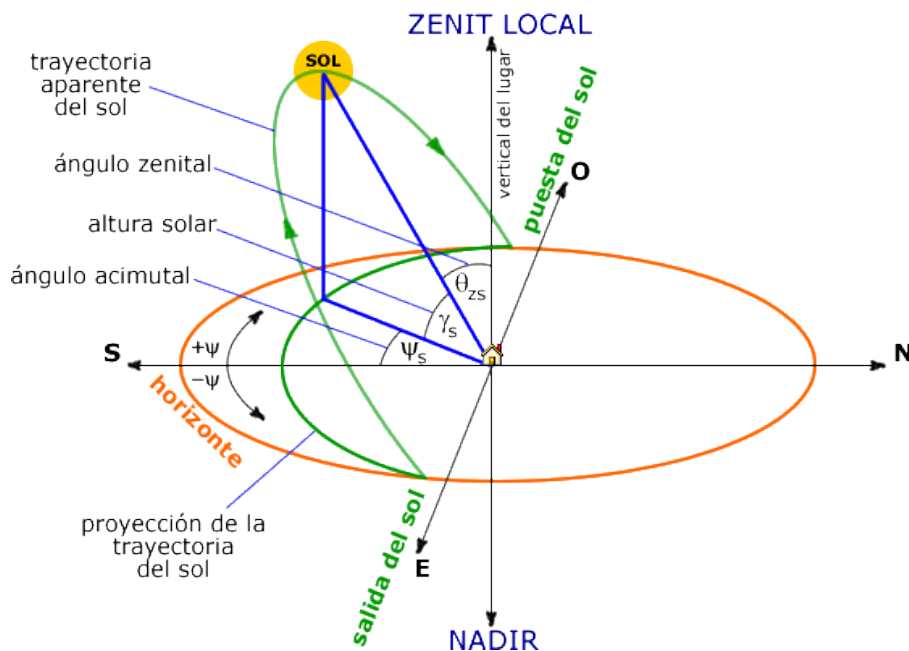


Figura 4. Geometría solar
Fuente: Parera, R. G. (2008).

El azimut permite definir la orientación del captador (ψ para el sol, y Y para el captador). El azimut solar se define como el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

Por su parte, la altura solar es el ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. Ángulo complementario de la distancia cenital. (Parera, 2008).

3.3. Célula Fotovoltaica

El componente básico de este modo directo de conversión de la energía es la denominada célula solar, con la que se construyen los paneles o módulos fotovoltaicos. (Perales Benito, 2005).

La célula solar se caracteriza por convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el Efecto Fotovoltaico.

3.3.1. Efecto Fotovoltaico

El Efecto fotovoltaico, es la propiedad que tienen ciertos materiales para que, al hacer incidir una energía electromagnética sobre él, produzca energía eléctrica. Un ejemplo de un material con esta propiedad sería el silicio, material con el cual se encuentran fabricados la mayoría de los módulos fotovoltaicos.

La célula solar funciona como un diodo (enlace de semiconductores P-N). El semiconductor N tiene forma de peine y es el que se encuentra expuesto a la fuente de energía electromagnética (el Sol). La cara correspondiente al semiconductor P se encuentra totalmente metalizada y no debe recibir luz.

Como se observa en la Figura 5, en la unión entre ambos materiales se produce de forma natural una barrera de potencial que aísla las cargas negativas en la región N y las positivas en la región P. Con ello se consigue una barrera de potencial PN en el interior del material que impide a los electrones e iones positivos re-combinarse libremente. (Redondo Rivera, 2015).

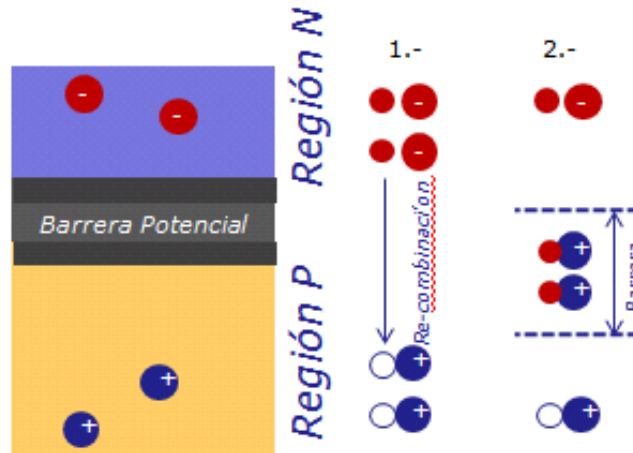


Figura 5. Esquema de sección de una célula fotoeléctrica
Fuente: Redondo Rivera, 2015.

Al exponerse el semiconductor N a la luz, éste absorberá los fotones de la luz y a su vez comenzará a emitir electrones libres, que “fuerzan” la barrera de potencial creada. Esta forma 2 zonas en la célula solar, separando las cargas diferentes, y con ello crea una diferencia de potencial o tensión entre ambos bordes conocida como Tensión de circuito abierto (V_{oc}).

Gracias a la diferencia de potencial, los electrones fluirán de la zona N a la P creando una corriente que aumentará con la energía suministrada. Es lo que se conoce como intensidad de cortocircuito (I_{sc}) que es la máxima que puede ofrecer una célula fotovoltaica.

En una célula solar la producción de corriente depende de la *Irradiancia* de tal forma que a medida que ésta aumenta, aumenta la intensidad a través de la célula.

La irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. (Redondo Rivera, 2015).

3.3.2. Tipos de Células Solares

Las células solares de silicio se pueden fabricar mediante muy diferentes tecnologías y procedimientos para conseguir determinados objetivos de rendimiento, de condiciones físicas, tales como la flexibilidad y el espesor, y económicas. Su elección, por tanto, para las instalaciones fotovoltaicas depende de los objetivos que se deseen conseguir.

Se pueden considerar 3 tipos de células disponibles para formar paneles fotovoltaicos comerciales, que son los indicados a continuación:

Silicio Monocristalino

Esta versión marcó el inicio de las células solares en 1954. Para su obtención se recurre al método de Czochralsky, lo que se consigue mediante silicio puro fundido y dopado con boro.

Se distinguen los paneles fotovoltaicos, que incorporan estas células por su color azul homogéneo, a diferencia de las distintas tonalidades de azul que presenta el policristalino.

Su rendimiento en instalaciones de obtención de energía eléctrica está situado en la franja de 15—18% con respecto a la energía incidente en su superficie. (Perales Benito, 2005).

Silicio Policristalino

Las células de esta versión están compuestas por pequeños cristales elementales que presentan diferentes tonalidades de azul, característica ésta que permite distinguir los paneles solares dotados con estas células.

Sus células tienen menor espesor, que las monocristalinas, pero el material semiconductor tiene menos pureza y por tanto ofrece menos rendimiento, el cual está situado entre 12 y 14%. (Perales Benito, 2005).

Silicio Amorfo

Esta célula de capa delgada y bajo coste permite realizar módulos fotovoltaicos flexibles, lo que está encontrando aplicaciones en las instalaciones fotovoltaicas, a diferencia de su primera utilización: los relojes, calculadoras, etc.

Se forman estas células en láminas muy delgadas y flexibles, que pueden adherirse a cualquier soporte de vidrio, plástico o similar.

Presentan un color marrón homogéneo y su rendimiento está por debajo del 10%. (Perales Benito, 2005).

3.3.3. Parámetros fundamentales de las células solares

- Corriente de iluminación (I_L): la corriente generada cuando incide la radiación solar sobre la célula.
- Corriente de oscuridad: es debida a la recombinación de los pares electrón-hueco que se produce en el interior del semiconductor.
- Tensión de circuito abierto (U_{oc}): la máxima tensión que se obtiene en los extremos de la célula solar, que se da cuando no está conectada a ninguna carga. Es una característica del material con el que está construida la célula.
Si $V = V_{oc}$, entonces $I = 0 \rightarrow$ Aproximadamente 0,5V.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): máximo valor de corriente que puede circular por la célula solar. Se da cuando sus terminales están cortocircuitados.
Si $I = I_{sc}$, entonces $U = 0 \rightarrow$ Aproximadamente 3A / 100cm².

Cuando la célula solar es conectada a una carga, los valores de tensión e intensidad varían. Existirán dos de ellos para los cuales la potencia entregada sea máxima: V_m (tensión máxima) e I_m (intensidad máxima), que siempre serán menores que U_{oc} e I_{sc} .

Una curva I vs. U representa las variaciones de la intensidad y el voltaje de una célula para irradiancia y temperatura constante.

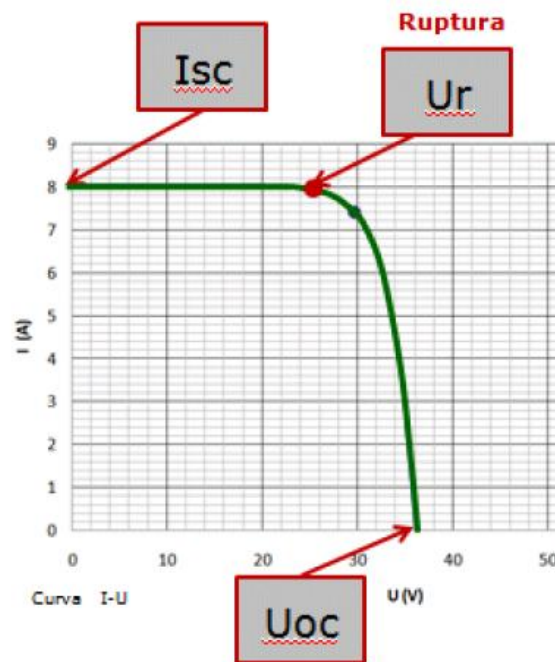


Figura 6. Curva Intensidad vs. Tensión de una célula solar
Fuente: Redondo Rivera, 2015

Como se puede observar en la Figura 6, la célula presenta una primera parte de la curva en la que la producción de electricidad es estable, mientras que alcanzado el denominado “punto de ruptura” los electrones atraviesan la barrera P-N y comienzan a re-combinarse libremente en el interior de la célula, disminuyendo la producción eléctrica hacia el exterior.

A pesar de que los valores máximos de intensidad y tensión se den en los extremos de la curva, esto no significa que correspondan a la máxima potencia que se puede generar.

Dado que un dispositivo fotovoltaico es un generador de corriente continua, se puede aplicar la relación entre potencia eléctrica (P), intensidad y tensión ($P = I \times U$) surgiendo así dos nuevos valores relacionados con la máxima potencia que puede generar la célula: Intensidad máxima (I_m) y Tensión máxima (U_m).

(Redondo Rivera, 2015).

3.4. Tipos de Instalaciones

3.4.1. Instalación aislada de la red

Se denominan aisladas, a aquellas instalaciones fotovoltaicas destinadas a la obtención de energía eléctrica de cualquier aplicación, que no tengan ningún punto de conexión con las redes públicas de distribución de energía para inyectar en ellas corriente. (Perales Benito, 2005).

Se encuentra constituida por: los módulos fotovoltaicos, el regulador, el inversor y las baterías o sistema de almacenamiento.

El siguiente proyecto se desarrollará mediante una instalación fotovoltaica aislada de la red.

3.4.2. Instalación conectada a la red

Corresponden a aquellas instalaciones que están conectadas a la red pública de distribución de energía para 2 posibles finalidades:

- Venta de la energía eléctrica sobrante
- Suministro de la red, cuando la energía generada mediante la instalación fotovoltaica no llegue a la totalidad de la demanda de la vivienda o edificación. (Perales Benito, 2005).

A diferencia de la instalación aislada de la red, ésta no cuenta con sistema de acumulación (baterías).

3.5. Vida Útil

La vida útil de una instalación fotovoltaica corresponde con la de sus componentes. Por tanto, si la planta está diseñada correctamente y se realiza el mantenimiento recomendado, se pueden esperar en España los siguientes valores:

- Los módulos tienen una vida de más de 40 años.
- La electrónica tiene una vida útil de más de 30 años.
- Las baterías, más de 10 años para las de ácido-plomo y más de 20 años para las baterías alcalinas-níquel-cadmio.
- Los elementos auxiliares que componen la instalación cableado, canalizaciones, cajas de conexión, etc. pueden durar más de 40 años.

(UPC, 2013)

3.6. Ventajas y desventajas de las Instalaciones Fotovoltaicas

3.6.1. Ventajas

- Sus recursos son ilimitados ya que provienen de una fuente de energía renovable.
- Su producción no produce ninguna emisión, es decir, es una energía muy respetuosa con el medio ambiente.
- Los costos de operación y de mantenimiento son muy bajos.
- Los módulos presentan una vida útil mayor a 20 años.
- No existe limitación para su integración: se puede integrar tanto en construcciones nuevas como en las ya existentes.
- El transporte de los materiales es práctico, haciendo referencia a otras energías limpias como la eólica en la cual el transporte del material es complejo debido al tamaño de los componentes de la instalación.
- Es un sistema de aprovechamiento de energía idóneo para zonas donde no llega la electricidad.

- Los paneles fotovoltaicos son limpios y silenciosos, de manera que pueden instalarse en casi cualquier parte sin provocar ninguna molestia.

3.6.2. Desventajas

- Se requiere una gran inversión inicial
- Para la recolección de energía solar a gran escala se requieren grandes extensiones de terreno.
- El costo de los equipos que componen la instalación es elevado.
- Es una fuente de energía difusa, la luz solar es una energía relativamente de baja densidad.
- Posee ciertas limitaciones con respecto al consumo ya que no puede utilizarse más energía de la acumulada en períodos en donde no haya sol.

3.7. Partes de una Instalación aislada

3.7.1. Panel o Módulo Fotovoltaico

Está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6V, 12V, 24V, etc.), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico (Redondo Rivera, 2015).

Las partes del panel fotovoltaico pueden observarse en la Figura 7.

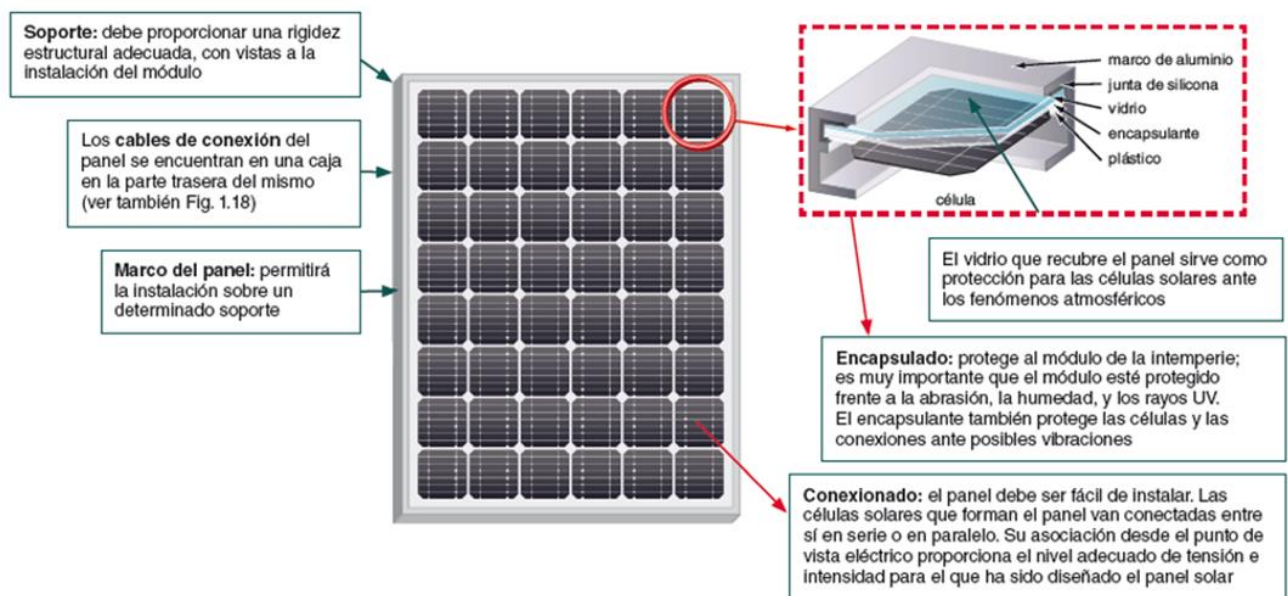


Figura 7. Partes de un módulo fotovoltaico
Fuente: Díaz & Carmona, 2010.

El módulo fotovoltaico debe cumplir las siguientes funciones:

- Proteger las células solares y sus conexiones.
- Aislar eléctricamente el conjunto.
- Darle consistencia mecánica para su manipulación.

- Permitir su conexión con otros módulos para configurar generadores fotovoltaicos.

Para cumplir con estas funciones cada parte del módulo solar tiene una misión específica:

a. Cubierta frontal

Generalmente de vidrio templado entre 3 y 4mm con buen comportamiento a la transmisión y radiación, con superficie anti-reflexiva.

Proporciona protección contra los agentes atmosféricos, polvo y suciedad.

Su superficie interior es rugosa para una mejor adhesión al encapsulante de las células.

b. Encapsulante

Material plástico, generalmente Etil-Vinil-Acetato (EVA) en contacto directo con las células y sus conexiones.

Aporta estabilidad frente a vibraciones e impactos, acoplamiento (sin contacto) con las cubiertas frontales y posteriores, así como aislamiento eléctrico a las conexiones.

c. Células fotovoltaicas

La conexión de las células en el interior del panel se realiza mediante cintas metálicas entre la parte superior (región N) de una célula y la posterior (región P) de la siguiente. Tanto la parte superior como la inferior cuentan con una rejilla o malla de material conductor, formado a su vez por contactos delgados que permiten pasar la luz solar y contactos gruesos que canalizan la corriente desde la región N (electrodo negativo) a la P (electrodo positivo).

d. Cubierta posterior

Generalmente de TEDLAR (Fluoruro de polivinilo), que confiere junto a la cubierta frontal protección frente a la humedad al módulo aislándolo eléctricamente.

Es habitual que sea opaco, para reflejar la luz solar que no recogen las células fotovoltaicas, si bien puede ser transparente para recibir la radiación reflejada en la parte posterior del módulo, todo depende de su uso y ubicación.

e. Marco

Generalmente de aluminio anodizado, proporcionando rigidez y resistencia mecánica al módulo sin aumentar en exceso su peso. Se une al resto de componentes mediante una junta de estanqueidad. Proporciona un sistema de fijación y combinación con otras estructuras sustentantes. Nunca debe mecanizarse para evitar vibraciones que pudieran afectar a las células o romper los vidrios de las cubiertas. (Redondo Rivera, 2015).

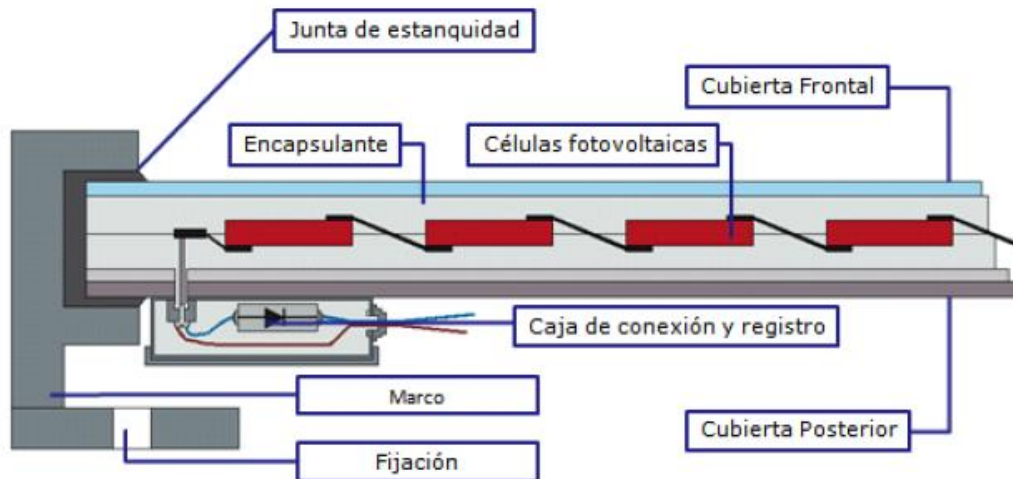


Figura 8. Esquema en sección de un módulo fotovoltaico
Fuente: Redondo Rivera, 2015

Las características de un módulo, al estar constituido por la conexión de varias células solares, dependen de:

- Las características de las células que le componen.
- La asociación serie – paralelo de las mencionadas células: La conexión en serie se traduce en un aumento de la tensión en el módulo, y la conexión en paralelo en un aumento de la intensidad. Como se puede observar en la Figura 9.

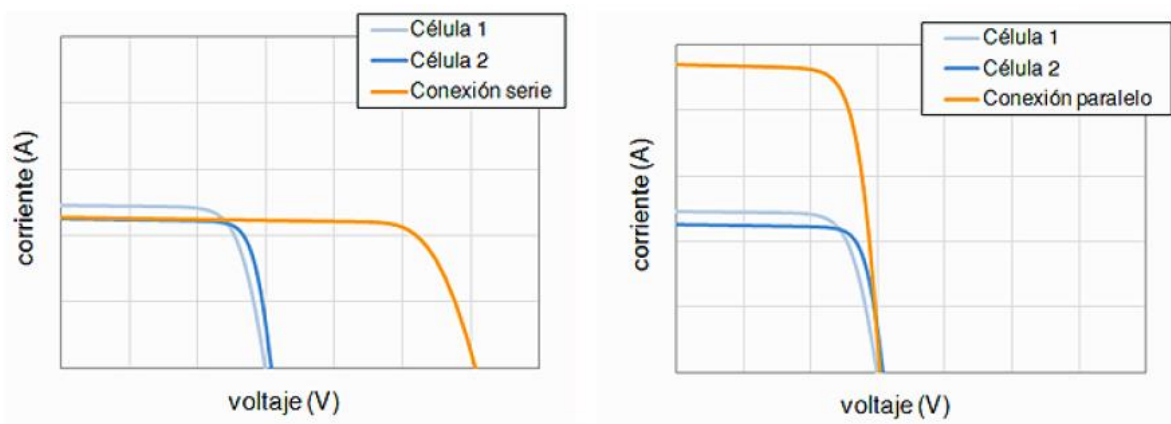


Figura 9. Variación de la intensidad y potencia de un módulo solar según la conexión de sus células
Fuente: Redondo Rivera, 2015

Por tanto, si todas las células de un módulo son iguales y trabajan en las mismas condiciones, se cumple:

Conexión en serie: Tensión módulo = Tensión de célula x Número células en serie.

Conexión en paralelo: Intensidad módulo = Intensidad célula x Número de células en paralelo.

Características estandarizadas de un módulo solar

Como se ha explicado en el apartado de Geometría Solar, la energía que produce un panel solar depende directamente de la radiación que recibe, por lo que para evaluar

en igualdad de condiciones distintos paneles, se han establecido unos parámetros estandarizados de funcionamiento o también llamadas Condiciones Estándar de Medida (CEM o en inglés STC).

Temperatura de la célula solar: 25°C.

Irradiancia Solar (G): 1000 W/m²

Masa de aire (AM): 1,5.

a. Potencia pico (Wp)

Es la potencia máxima generada por un módulo solar en condiciones STC. Se encuentra directamente relacionada con una intensidad pico (I_{mpp}) y una tensión pico (U_{mpp}).

Este valor normalmente es aportado por el fabricante del módulo.

Por otro lado, nace el concepto de Hora pico solar (HPS) que no es más que el equivalente a 1000 W/m² de irradiación solar recibida en determinada localidad.

De esta forma, la potencia pico caracteriza el panel empleado mientras que las horas pico solares de una localidad indican las posibilidades de aprovechamiento de la radiación solar en esa zona. (Redondo Rivera, 2015).

b. Factor de Forma (FF)

Representa, para condiciones estándar, la relación entre la potencia máxima de la célula y la potencia teórica que se asignaría a los valores máximos de intensidad y potencial. Esta relación se puede observar en la Figura 10.

El factor de forma es siempre inferior a la unidad e indicativo de la calidad de la célula solar, que será mejor cuanto más se acerque su valor a la unidad. (Redondo Rivera, 2015).

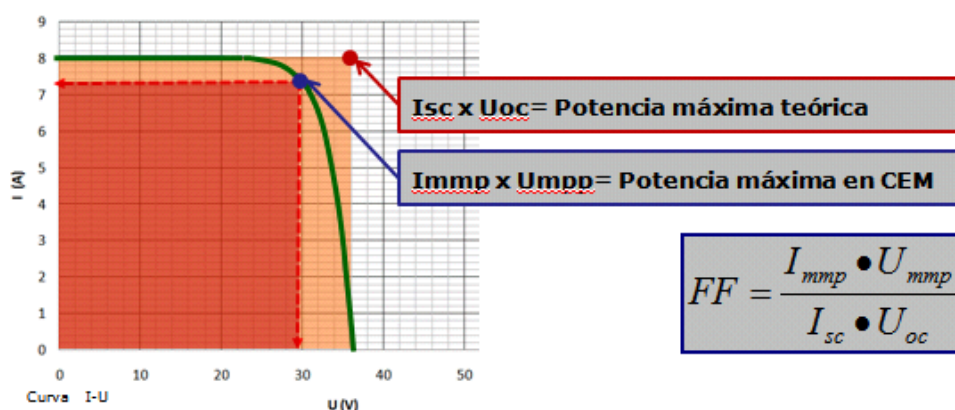


Figura 10. Factor de forma de un módulo solar
Fuente: Redondo Rivera, 2015

c. Eficiencia

Expresa el porcentaje de energía solar recibida por la célula que es convertida en energía eléctrica, en condiciones estándar de iluminación.

Depende de diversos factores (Figura 11), y de forma global, el silicio como material tiene un límite teórico de eficiencia del 25%, si bien en la práctica es menor según la pureza del material y tecnología empleados. (Redondo Rivera, 2015).

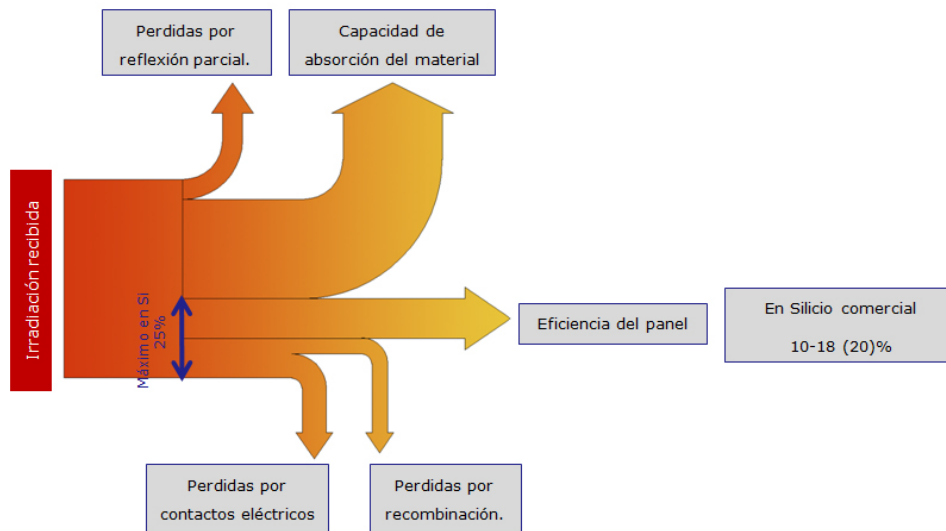


Figura 11. Eficiencia teórica de una célula solar de silicio
Fuente: Redondo Rivera, 2015

d. Efecto de la irradiación

Las variaciones en la intensidad de la irradiación influyen en la corriente generada por la célula, y directamente en la Intensidad de Cortocircuito (I_{sc}).

Por tanto, se observa en la Ecuación 1 se puede establecer una relación directa entre las condiciones STC declaradas por el fabricante y las de funcionamiento real del panel según la radiación de la localidad.

$$I_{sc_{REAL}} = I_{sc_{STC}} \times \frac{G \text{ (W/m}^2\text{)}}{1000 \text{ W/m}^2} \quad \text{Ecuación 1.}$$

e. Efecto de la temperatura

Un aumento de la temperatura de las células no es más que un aporte de energía en forma de calor.

El punto de trabajo ideal de una célula se sitúa en las condiciones estándar ($T_{célula}$: 25 °C), a partir de los cuales la temperatura exterior afecta a la temperatura de la célula modificando los valores de trabajo de intensidad y sobre todo de tensión.

Para establecer el efecto de la temperatura sobre un módulo solar los fabricantes nuevamente establecen su comportamiento en condiciones estandarizadas, conocidas en este caso como Temperatura de Operación Nominal de la Célula o TONC.

Condiciones TONC

Irradiancia: 800 W/m²

AM: 1,5

Temperatura ambiente (T_a): 20°C

V_{viento} : 1m/s

En estas condiciones el fabricante proporciona una temperatura de la célula, generalmente:

$T_{ONC} = 46^\circ\text{C}$.

Para obtener la temperatura en la que trabaja la célula se debe aplicar la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + G \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right) \times \frac{T_{TONC} - 20}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad \text{Ecuación 2.}$$

Diodos de Protección

Además de todos estos parámetros, las sombras y eventuales averías de una parte del módulo son circunstancias poco previsibles cuyo efecto puede ser muy dañino, tanto para los equipos como para las previsiones de generación de energía. Para evitar estos imprevistos los módulos solares cuentan con diodos de protección o de by pass.

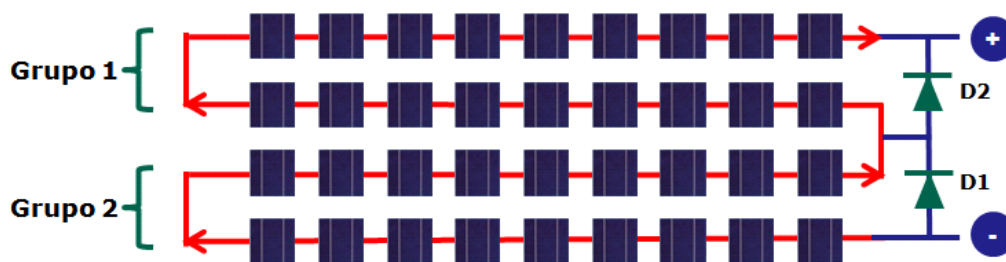
Un diodo es un elemento que permite el flujo de la corriente en un solo sentido y bajo unas condiciones de intensidad y tensión.

REAL ACADEMIA ESPAÑOLA

a. Diodos de by-pass

Permiten cortocircuitar la célula o módulo en serie que presenta problemas para que el conjunto no se vea afectado, desviando la corriente que circula por él. En cierto modo suponen un “puente” que permite evitar la parte afectada para que el resto del equipo siga funcionando en condiciones normales.

En consecuencia, se pierde tensión en el conjunto, al contar con un elemento menos en la serie, pero no potencia, ya que el panel que generaba menor intensidad queda anulado.



Conexión de 36 células en serie y posición de diodos de by pass: 2 Diodos para sectorizar 2 grupos de 18 células

Figura 12. Disposición de diodos de by pass en un módulo solar
Fuente: Redondo Rivera, 2015

El ejemplo de disposición del gráfico superior representa la asociación de 36 células en serie con 2 diodos de protección que permiten sectorizar el panel en 2 grupos de 18 células, garantizando que al menos la mitad del panel mantendrá un funcionamiento adecuado.

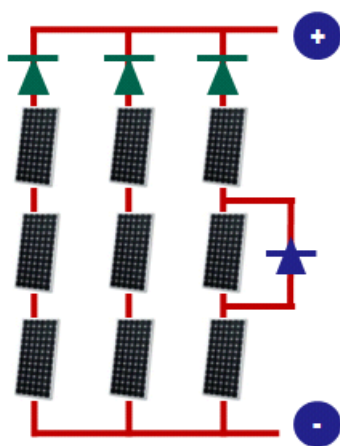
Esta misma técnica se aplica en las conexiones entre paneles, para evitar que las sombras arrojadas sobre un módulo puedan afectar al funcionamiento de todo el conjunto, lo que permite a cada panel trabajar de manera independiente.

Los diodos de by pass que se conectan en las ramas en serie deben soportar valores de corriente y voltaje mayores a los nominales de la célula (I_{sc} y U_{oc}), pero sin llegar a los límites que llegarían a dañarlas. Se suelen emplear diodos de $I = 2x I_{sc}$, ya que la intensidad límite se suele situar alrededor de $3x I_{sc}$.

b. Diodos de bloqueo

Se emplean en las asociaciones en paralelo para evitar ramas con distintas tensiones de trabajo que conviertan los módulos o células en receptores, disipando potencia y aumentando su temperatura, es decir evitan que el mal funcionamiento de una célula o un módulo arrastre al conjunto de la instalación.

Por ello en un conjunto de paneles se conecta un diodo en serie con cada rama. Sin embargo, esta conexión conlleva a caídas de tensión de entre 0,5 y 0,7V, lo que en un campo fotovoltaico de 12V supone cerca del 6% de la potencia.



Diodo de by pass:	
Se conecta en paralelo a una cadena o string	
Diodo de bloqueo:	
Se conecta en serie a una rama	

Figura 13. Disposición de diodos de protección y de by pass en un campo de varios módulos
Fuente: Redondo Rivera, 2015

3.7.2. Regulador

El regulador es el encargado de gestionar el proceso de carga y descarga de la batería, actuando por tanto entre el generador FV y el sistema de acumulación.

Eventualmente cuando la batería llegue a su máxima carga o cuando existe la posibilidad de un consumo instantáneo desvía la energía fotogenerada directamente al consumo.

El regulador es un elemento, de bajo coste, fundamental para la protección de la batería y para mejorar el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

Sus principales **funciones** son:

- Proteger el acumulador de descargas profundas, desconectando el consumo cuando se alcanza una profundidad de descarga determinada.
- Proteger el acumulador contra sobrecargas, limitando la energía suministrada a la batería por el generador FV cuando la batería está plenamente cargada.
- Evitar la inversión de corriente, es decir, que la batería se descargue en período nocturno en los paneles fotovoltaicos.

Funcionamiento

El regulador controla el estado de carga de la batería midiendo la tensión en sus bornes, por lo que la medida debe ser lo más precisa posible.

Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería, si no existiera regulador se podrían producir sobrecargas.

El motivo de que esta tensión nominal de los paneles sea así se debe fundamentalmente a 2 razones:

- Atenuar posibles disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura.
- Asegurar la carga correcta de la batería. Para ello, la tensión V_{oc} del panel deberá ser mayor que la tensión nominal de la batería.

Si se realiza directamente en las conexiones de carga, debe descontarse la caída de tensión del cableado de resistencia R_c por el que circula una corriente I_c .

Para evitar este efecto, se debe:

- Disponer el regulador lo más cercano posible a la batería.
- Usar reguladores que dispongan de un circuito de medida independiente, es decir, un voltímetro conectado de forma directa a los bornes por el que circula una corriente despreciable (y por tanto no se genera caída de tensión).

A partir de la medida de tensión en los bornes de la batería, el regulador conecta o desconecta el generador fotovoltaico y con ello la carga empleando habitualmente relés (o relevador) de estado sólido tipo Mosfet (Figura 14).



Relé:

Dispositivo electromagnético que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico (electroimán).

Un relé tipo MOSFET es un transistor que controla su estado de corte o corriente por la tensión en su terminal de control, en lugar de por corriente como los relés convencionales, por lo que las fugas térmicas son menores

Figura 14. Relé tipo Mosfet
Fuente: Redondo Rivera, 2015

Las tensiones que emplea el regulador en los procesos de carga y descarga varían según:

- Tipo de batería, para lo que debe ser configurado de inicio.
- Temperatura de la batería, por lo que el regulador dispone de un sensor interno.

Puntos de Regulación

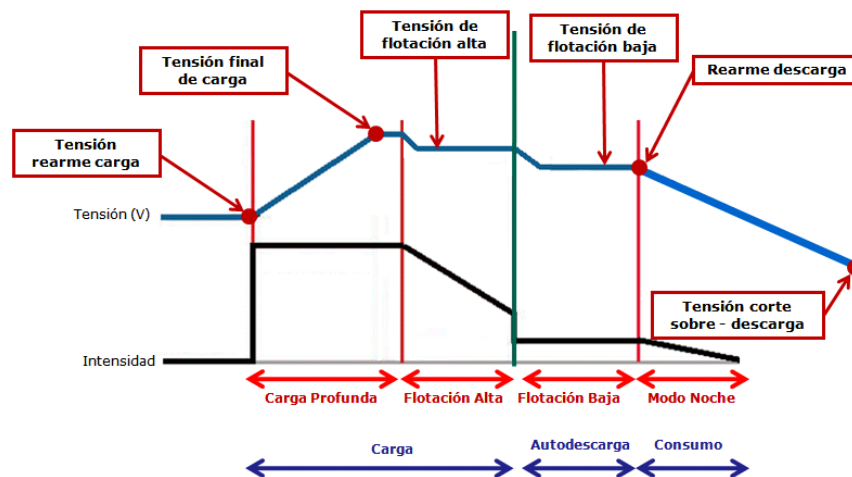


Figura 15. Fases de regulación en la carga de una batería
Fuente: Redondo Rivera, 2015.

Como se puede observar en la Figura 15, el regulador realiza continuas mediciones de tensión en los bornes de la batería para establecer su nivel de carga.

Los distintos puntos de regulación son:

1. Tensión final de carga o de corte de sobrecarga (V_{sc}): es la máxima tensión que el regulador permite que alcance la batería.
2. Tensión de rearme de carga (V_{rc}): es una tensión de mínima para reconectar el generador para cargar la batería.
3. Tensión de corte de sobre-descarga (V_{sd}): es el valor mínimo de tensión antes de desconectar el consumo regulado según la profundidad de descarga máxima.
4. Tensión de rearme de descarga (V_{rd}): es el valor de tensión que reconecta el consumo a la batería.

(Redondo Rivera, 2015)

3.7.3. Acumuladores (Baterías)

Las baterías son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica.

Éstas son recargadas desde la electricidad producida por los paneles solares, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida.

Funciones

- Almacenar energía durante un determinado número de horas o días.
- Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

Parámetros a considerar para la elección de un acumulador

- Capacidad nominal (C_{20}): es la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa del acumulador partiendo de un estado de carga total

del mismo. Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso.

- Eficiencia de carga: relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Se desea que este valor sea lo más próximo al 100%, ya que esto indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación.
- Autodescarga: proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.
- Profundidad de descarga: cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, partiendo del acumulador totalmente cargado. Se encuentra relacionado con la vida útil del acumulador. A ciclos de descarga más largos, menor será la duración del acumulador.
- Capacidad útil: es la capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, $PD_{m\acute{a}x}$.

(IDAE, 2009).

Características deseables

- Buena resistencia al ciclado (proceso de carga-descarga).
- Bajo mantenimiento.
- Buen funcionamiento con corrientes pequeñas.
- Amplia reserva de electrolito.
- Vasos transparentes.

Tipos de baterías

Las baterías se clasifican en función de la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados. En la Tabla 1 se pueden comparar los principales tipos de baterías que hay actualmente en el mercado, a través de sus características básicas.





Tabla 1. Características de los principales tipos de baterías

Tipo de Batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga (h)	Autodescarga por mes	Nº de ciclos	Capacidad (por tamaño)	Precio
Plomo-ácido	2	8-16	< 5 %	Medio	30-50 Wh/Kg	Bajo
Ni-Cd	1,2	1	20 %	Elevado	50-80 Wh/Kg	Medio
Ni – Mh	1,2	2-4	20 %	Medio	60-120 Wh/Kg	Medio
Li ion	3,6	2-4	6 %	Medio-bajo	110-160 Wh/Kg	Alto

Fuente: Redondo Rivera, 2015

Las baterías más utilizadas en las instalaciones solares son las de plomo-ácido, principalmente por las características que ofrecen y su bajo coste. La Tabla 2 muestra los diferentes modelos que se pueden encontrar de este tipo de baterías.

Tabla 2. Modelos de baterías de plomo-ácido

TIPO	VENTAJAS	INCONVENIENTES	ASPECTO
Tubular estacionaria	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclado profundo. • Tiempos de vida largos. • Reserva de sedimentos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Precio elevado. • Disponibilidad escasa en determinados lugares. 	
Arranque (SLI, automóvil)	<ul style="list-style-type: none"> • Precio. • Disponibilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mal funcionamiento ante ciclado profundo y bajas corrientes. • Tiempo de vida corto. • Escasa reserva de electrolito. 	
Solar	<ul style="list-style-type: none"> • Fabricación similar a SLI. • Amplia reserva de electrolito. • Buen funcionamiento en ciclados medios. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempos de vida medios. • No recomendada para ciclados profundos y prolongados. 	
Gel	<ul style="list-style-type: none"> • Escaso mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deterioro rápido en condiciones de funcionamiento extremas de VI. 	

Fuente: Redondo Rivera, 2015

3.7.4. Inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 220V de valor eficaz y una frecuencia de 50Hz.

La misión del inversor en una instalación autónoma es proporcionar una corriente alterna, con el fin de que se puedan conectar a la misma electrodomésticos de los utilizados habitualmente en las viviendas.

Características deseables

- Alta eficiencia: debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío: cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida: debe ser compatible con la red eléctrica.

Parámetros a considerar en la selección del inversor

- Tensión de entrada: debe coincidir con la tensión nominal de las baterías.
- Potencia nominal: es la potencia que es capaz de entregar el inversor a la instalación. Siempre deberá ser mayor que la que se haya calculado como consumo de los equipos que van a funcionar en corriente alterna.
- Rendimiento máximo: indica la potencia real entregada por el conversor, que siempre es menor que la potencia nominal del mismo.
- Forma de la onda: usualmente se usan inversores con onda senoidal, aunque también los hay de onda cuadrada.
- Consumo de la instalación.

- Rango de temperaturas de funcionamiento.

3.8. Especificaciones eléctricas a considerar para el montaje

Las siguientes consideraciones adoptadas para el diseño de la instalación fotovoltaica se han basado en criterios de seguridad establecidos en el “Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones aisladas de la Red”, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2009), a falta de que en la región donde está emplazado el proyecto no exista aún una normativa establecida para este tipo de instalaciones.

3.8.1. General

- Se asegurará un grado de aislamiento eléctrico mínimo de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.
- Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos.
- Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.
- Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

3.8.2. Módulo Integrado

- Se deberá verificar que el módulo fotovoltaico propuesto cumpla con las especificaciones UNE-EN 61215 (módulos de silicio cristalino).

El siguiente trabajo no conlleva mediciones o pruebas en laboratorio por lo que cualquier planteamiento sobre el módulo propuesto deberá ser verificado mediante, como mínimo las siguientes pruebas de laboratorio:

- o Medición de la Intensidad y Tensión cuando el módulo trabaje a su potencia máxima nominal, en condiciones CEM y TONC.
 - o Ensayo de ciclos térmicos frío/calor.
 - o Preacondicionamiento con ultravioleta.
 - o Calor húmedo y congelación.
- El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.
 - El sistema de fijación del módulo permitirá las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar la integridad del mismo.
 - El módulo se diseñará para la orientación y ángulo de inclinación especificado para el proyecto, considerando que ha de resistir las sobrecargas de viento, y que debe haber facilidad de montaje y desmontaje.
 - Los soportes laterales serán de acero galvanizado S220GD, soldados mediante soldadura tipo TIG.

3.8.3. Generador Fotovoltaico

- 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.
- Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.
- La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable.
- El solape planteado para el ensamblado de los módulos no arrojará sombras sobre los módulos.

3.8.4. Baterías

- Los acumuladores serán de plomo ácido de placa tubular, debido a que se necesita que tenga una capacidad elevada y un tiempo de vida largo.
- Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.
- Se establece como máxima profundidad de descarga de la instalación (referida a la capacidad nominal del acumulador) un 80 %, debido a que no se prevé que existan descargas profundas frecuentemente.
- El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. Y se asegurará lo siguiente:
 - o El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
 - o Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador.
 - o Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:
 - Tensión nominal (V)
 - Polaridad de los terminales
 - Capacidad nominal (Ah)
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

3.8.5. Regulador

- Los reguladores de carga tendrán como tensión de referencia, la tensión del acumulador, por lo que deberán cumplir:
 - o La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida.
 - o La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.
- Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.
- El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Corriente máxima (A).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad de terminales y conexiones.

3.8.6. Inversor

- El inversor será de onda senoidal pura.
- El inversor se conectará a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas.
- El inversor estará protegido, mediante seccionador de corte en carga e interruptor automático, frente a las siguientes situaciones:
 - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- Estará etiquetado con, al menos, la siguiente información:
 - Potencia nominal (VA)
 - Tensión nominal de entrada (V)
 - Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
 - Polaridad y terminales.

3.8.7. Cargas de consumo

- Se utilizarán electrodomésticos de alta eficiencia.
- Se utilizarán lámparas fluorescentes de alta eficiencia.
- El sistema contará con, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía.

3.8.8. Cableado

Parte de corriente continua

Se utilizarán conductores flexibles de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, tipo RV-K 0,6/1 kV, bajo tubo UNE-EN 50086-2-2 (curvable) con resistencia a la compresión fuerte y al impacto media, empotrado de forma superficial, y con la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos.

La parte de corriente continua no deberá tener una caída mayor del 1.5%.

Parte de corriente alterna

Los cables de la parte de corriente alterna seguirán las prescripciones de una derivación individual, por lo que serán de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, tipo ES07Z1-K (AS) 450/750V. Con montaje superficial en tubo de tipo UNE-EN 50086-2-3 (flexible).

La parte de corriente alterna no deberá tener una caída de tensión mayor de un 2% y la tensión será la nominal 230V.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento, los positivos y negativos de cada grupo se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa.

3.8.9. Puesta a tierra

La instalación tiene una tensión nominal de 24 voltios, por lo que no será necesaria una toma de tierra.

3.8.10. Protecciones

Parte de corriente alterna

Contactos directos e indirectos

- Para evitar los contactos directos, se aplicarán las medidas que se especifican en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión:
 - o Aislamiento de las partes activas de la instalación
 - o Colocación de barreras y envolventes
 - o Interposición de obstáculos
 - o Dispositivos de corte por corriente diferencial.
- Para evitar contactos indirectos, se utiliza la puesta a tierra en conjunto con interruptores diferenciales que desconectan el circuito en caso de fallo.

Sobreintensidades y sobretensiones

Para la protección de la instalación de sobreintensidades y sobretensiones, se dispondrá de los siguientes elementos de protección:

- Caja General de Protección, con fusibles (adecuados a la potencia de la instalación) de tipo cuchilla.
 - o La caja tendrá doble aislamiento, con alta resistencia al fuego, no higroscópica y resistente a la corrosión. Por lo que sus características técnicas serán:
 - o *Autoextinguibilidad, según Norma UNE 53315/75*
 - o *Grado de protección IP-659.*
- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Esta protección debe ir incluida en el inversor para evitar tener que ponerla por separado.

Parte de corriente continua

Contactos directos e indirectos

- Para evitar los contactos directos, se aplicarán las medidas que se especifican en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión:
 - o Aislamiento de las partes activas de la instalación
 - o Colocación de barreras y envolventes
 - o Interposición de obstáculos

- Dispositivos de corte por corriente diferencial.
- Para evitar contactos indirectos, se utilizarán cables dotados con aislamiento resistente a la intemperie, aptos para tensiones de hasta 1000V. según lo establecido en la UNE 21-123 IEC 502 90. Además, las cajas de conexión a utilizar, serán de doble aislamiento, con un grado de protección IP-65, y estarán debidamente señalizadas.

Sobreintensidades y sobretensiones

- Varistores entre positivo y tierra y negativo y tierra para el generador fotovoltaico, contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.
- Cuadro de Seccionamiento en corriente continua: con la finalidad de aislar al inversor del generador fotovoltaico. El cuadro está compuesto por 2 seccionadores de corte en carga los cuales deben permitir el corte de la corriente en las dos secciones del generador fotovoltaico de forma independiente.

Características del seccionador de corte en carga:

Grado de protección: IP65

Intensidad asignada de empleo: 63A.

Tensión máxima: 1000V.

- Fusibles de protección: permiten aislar una serie del generador fotovoltaico así como proteger los módulos fotovoltaicos de posibles sobreintensidades. Estos irán ubicados en la caja de paralelos colocándose un fusible para cada polo de las distintas series que se interconectan en una caja.
- El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos.
 - Protección de contactos directos, según lo establecido en el REBT, mediante la colocación de barreras y envoltentes, y el aislamiento de las partes activas de la instalación.
 - Las cajas de conexión a utilizar serán de doble aislamiento, con grado de protección mínimo de IP65, debidamente protegidas y señalizadas.
- La protección de la batería frente a cortocircuitos se realizará mediante un fusible disyuntor magnetotérmico.

3.9. Consideraciones para un adecuado montaje y fijación de los módulos

- La pendiente mínima de los módulos, usualmente viene determinado de acuerdo a las condiciones ambientales a las que se someterá (viento, nieve, lluvia, etc.). A pesar de que la pendiente seleccionada se basara en el máximo rendimiento de la instalación fotovoltaica es pertinente que se verifique que ésta pendiente también sea compatible con las condiciones climáticas del emplazamiento.

Por tanto, se verificará la pendiente mínima que deben tener los módulos de acuerdo al diagrama de la Figura 16, incrementado por un valor igual a $0,20 \cdot L$ (donde L es la longitud del faldón en metros).

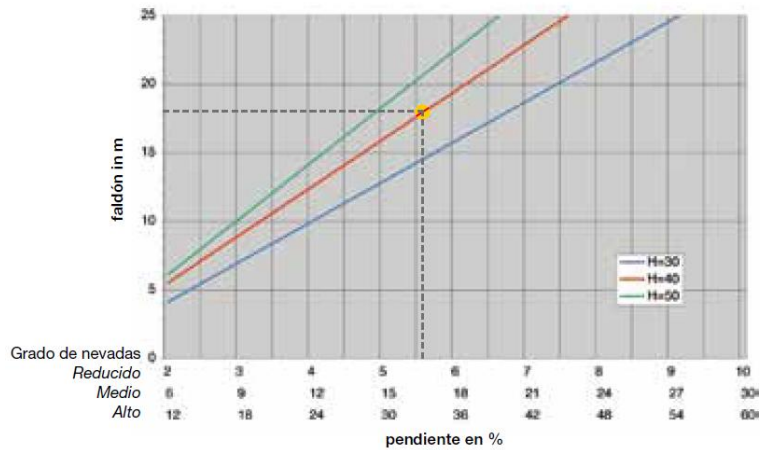
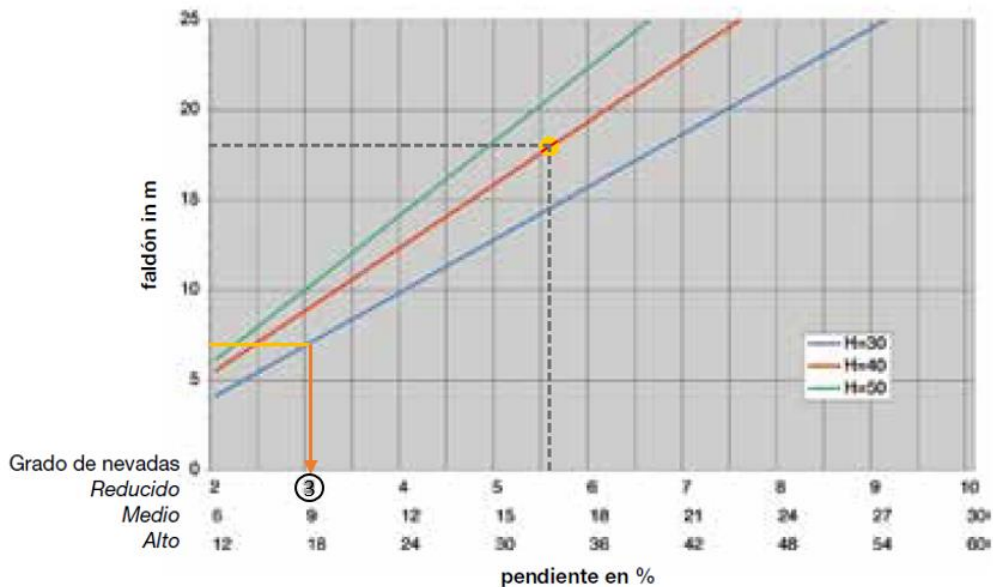


Figura 16. Diagrama longitud del faldón de cubierta vs. Pendiente
Fuente: Manual de instalación y fijación, ISOPAN

Para las condiciones del proyecto se tiene:

L: Longitud del faldón = 7,00 m.

H: Altura de la greca = 29 cm.



Se obtiene como pendiente mínima:

$$\% \rho = 3 + (0,20 \times 7,00\text{m}) = 4,4\%$$

- Se deberá considerar para la elección de los tipos y de los espesores de los soportes, el fenómeno de la dilatación térmica de los metales utilizados, fenómeno derivado del efecto de la variación térmica. Por este motivo se deben seguir precauciones particulares de montaje que tengan en cuenta las prolongaciones variables de los soportes en función de los valores de los coeficientes de dilatación térmica.

Para este caso se considera el coeficiente de dilatación térmica (α) del acero:

$$\alpha = 1,2 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1} \quad \text{A } 20^\circ\text{C}$$

Por lo que la variación de longitud del material queda definida por la expresión:

$$\Delta L = L_0 \times (1 + \alpha \Delta T)$$

Por lo que para las condiciones del proyecto se tiene:

L_0 : Longitud del módulo = 1,77m.

ΔT : Diferencia de temperatura con respecto a 20°C = 29 – 20 °C = 9 °C

$$\Delta L = 1,77\text{m} \times (1 + 1,2 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1} \times 9 \text{ } ^\circ\text{C}) = 1,9 \times 10^{-4} \text{ m} = 0,19 \text{ mm.}$$

La dilatación térmica del acero se hace sensiblemente relevante a medida que el panel aumenta de longitud.

(ISOPAN, 2013)

3.9.1. Principios para una correcta fijación

El fin de las fijaciones es el de anclar eficazmente el elemento panel a la estructura portante; la tipología del grupo de fijación está en función del tipo de soporte presente. El número y la posición de las fijaciones debe ser tal que garantice la resistencia a las fuerzas inducidas por las cargas dinámicas.

Es necesario respetar:

- Los paneles se colocarán de manera que sus lados mayores queden perpendiculares a la estructura de apoyo, descansando sobre dicha estructura los lados menores del panel.
- Los paneles se fijarán como mínimo en 3 puntos por cada apoyo.
- El correcto diámetro de la perforación piloto. Las perforaciones piloto deben ser taladrados y no punzados.
- Las dimensiones y el tipo de arandela y, en su caso, la grapa.
- Perfecto apriete para evitar fenómenos deformadores del tornillo.

(ISOPAN, 2013)

3.9.2. Características de las fijaciones a utilizar

La funcionalidad de las fijaciones está vinculada a la durabilidad de los paneles y debe garantizar una adecuada eficiencia de la estructura en el tiempo. El fin de este análisis es el de garantizar en el tiempo una correcta:

- **Duración:** La principal fuente agresora para el sistema de fijación es la corrosión. La corrosión, sea por cubierta o por fachada, se manifiesta con manchas de óxido en los revestimientos y con posibles filtraciones (en el caso de corrosión de la cabeza y de la rosca). Van elegidos, como materiales idóneos a la fijación de cubierta y fachada, acero con carbono con oportuna capa de recubrimiento o acero inoxidable tipo austenítico (AISI 304 e 316).

Para el proyecto se utilizarán tornillos de acero inoxidable de tipo austenítico, para evitar la posible corrosión de los puntos de unión entre el soporte y los módulos.

- **Impermeabilización:** Las fijaciones expuestas, es decir, aquellas que penetran en el interior del recubrimiento de protección a la intemperie, deben ser vigiladas en el agujero de penetración para así garantizar la duración del sistema de cubierta.
- **Estética:** la aplicación de los grupos de fijación debe ser coherente con el grado de estética de la obra, siendo posible que sea fijado a la vista o escondido.
- **Eficiencia estructural:** El grupo de fijación debe poder superar la resistencia a tracción, la resistencia al empuje, la resistencia a la presión, a la desviación y garantizar la justa compatibilidad de los materiales.

(ISOPAN, 2013)

3.9.3. Fijación de los paneles de cubierta

Los paneles deberán ir colocados con dirección contraria a la relativa a los vientos dominantes, controlando frecuentemente su paralelismo y alineación.

Para el proyecto, estos irán orientados al norte, por lo que no se verán afectados por los vientos dominantes, los cuales provienen del este.

Las perforaciones deben tener un diámetro inferior al de los dispositivos de fijación; esos últimos no deben ser apretados a fondo, para consentir dilataciones de los paneles inducidos por las condiciones higrotérmicas.

Las presiones debidas a las dilataciones térmicas de las chapas y de los paneles actúan sobre el plano de la cubierta y se aplican en correspondencia de la cabeza del elemento de fijación, empujando hasta la flexión y corte en el caso de fijación sobre la greca.

Estas inciden en el sentido paralelo a las perfiladuras ya que en sentido transversal se anulan por la elasticidad del perfil de la chapa misma.

Por los altos valores de temperaturas superficiales, los alargamientos lineales del soporte metálico llegan a ser altos y deben ser absorbidos por el sistema; si esto no sucede, se establecen tensiones que van a descargarse en las proximidades de cambios de sección del perfil por efecto de la variación de forma.

El efecto de tal fenómeno es la formación de hendiduras, inicialmente imperceptibles e invisibles, que después generan fisuras en el soporte inhibiendo al producto las características estructurales y de resistencia a las filtraciones meteorológicas.

Se puede remediar a tal inconveniente, si se adoptan tales prescripciones:

- Adoptar juntas de dilatación correderas
- Segmentación de los paneles

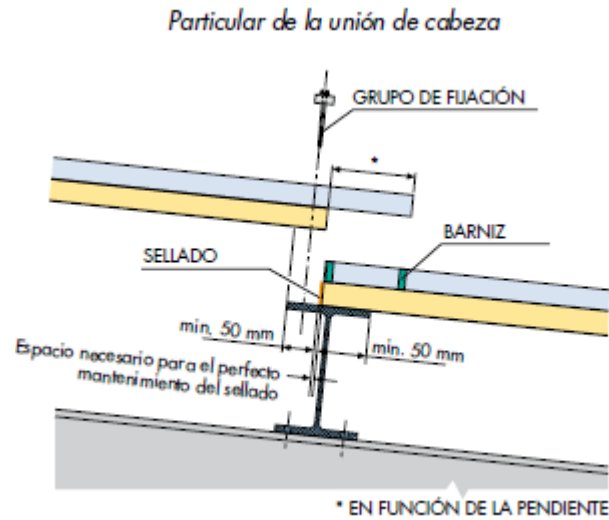


Figura 17. Detalle de la unión entre módulos
Fuente: ISOPAN, 2013.

Un grupo de fijación va puesto por cada greca de solape con su correspondiente grapa.

(ISOPAN, 2013)

3.9.4. Idoneidad de los tornillos en relación a la estructura

Los tornillos utilizados para la fijación se elegirán de acuerdo al material de la unión, así como el tipo y el espesor del perfil. En la Tabla 3 se observa una descripción de los tipos de tornillos utilizados usualmente para la fijación de módulos de cubierta.

Tabla 3. Tipos de tornillería utilizados para fijación de sistemas de cubierta

	TIPOLOGÍA	MATERIALES ESTRUCTURA	ESPEORES PERFIL	PERFORACIÓN PREVIA	PERFIL
	Tornillo autoroscante	Acero	Máx. 2.5 mm	Si	
	Autoroscante	Acero	Mayor de 2.5 mm	Si	
	Autotaladrante	Acero	De 1 a 5 mm	No	
	Autoroscante para madera	Madera	Mínimo 40 x 50 mm	Si	

Fuente: ISOPAN, 2013.

3.9.5. Longitud del tornillo

Determinar la longitud adecuada del tornillo, es un paso clave para garantizar una fijación correcta de los módulos. Ésta viene determinada por el material a fijar. Y se expresa mediante la siguiente fórmula:

Por lo que para el proyecto se tiene:

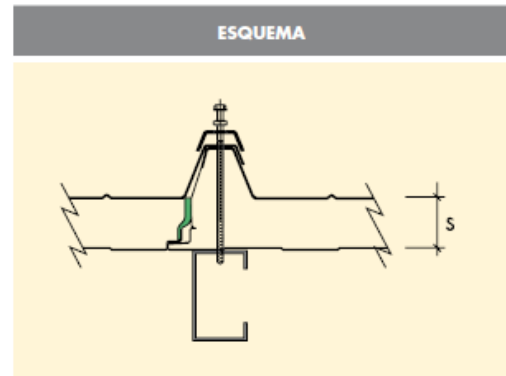
S: Espesor del panel = 80mm

L: Longitud del tornillo = S + 70mm =

$$L = 80 + 70 = 150 \text{ mm.}$$

Se utilizarán tornillos con las siguientes características:

Tornillo Autoroscante de acero inoxidable de 6,3 x 150mm de longitud.



(ISOPAN, 2013)

Capítulo 4.

Metodología aplicada

4.1. Tipo de investigación

El proyecto desarrollado se orienta hacia el ámbito tecnológico ya que se busca proponer un sistema de cubierta para la integración de la energía fotovoltaica a una vivienda unifamiliar, por lo que se propone un producto para lograr dicha integración.

La investigación tecnológica tiene como objetivo la solución de problemas prácticos, lo cual implica la intervención o transformación de la propia realidad, que se manifiesta en el diseño de nuevos productos, nuevos procedimientos, etc.

Su criterio de valoración radica en su utilidad, en su eficiencia y en su práctica.

(Borja S., 2012)

4.2. Diseño de la Investigación

Como fundamento importante para el desarrollo del trabajo de investigación se debe establecer el diseño de la investigación.

El diseño de investigación es la estrategia o plan concebido para cumplir con los objetivos del estudio.

“La investigación no experimental es el estudio que se realiza sin la manipulación deliberada de variables, y en los que sólo se observan los fenómenos en su ambiente natural para después analizarlos” (Borja S., 2012)

En la investigación no experimental las variables independientes ocurren y no es posible manipularlas, no se tiene control sobre dichas variables ni se puede influir sobre ellas, porque ya sucedieron, al igual que sus efectos.

En el caso de la presente investigación, las variables independientes que afectan la propuesta son: irradiación solar media diaria, temperatura media, latitud, potencia de la célula solar.

Capítulo 5.

Diseño de la Propuesta

Módulo: Panel Integrado Fotovoltaico

5.3. Justificación de la solución constructiva adoptada

El diseño adoptado para el módulo integrado busca incorporar las ventajas que ofrecen los paneles de cubierta que se encuentran hoy en día en el mercado, con las ventajas de eficiencia y ahorro energético que ofrece una instalación fotovoltaica, sin que esto signifique sacrificar la estética del sistema de cubierta.

Si bien es cierto que actualmente existen módulos de cubierta que ofrecen estas ventajas, usualmente estos suelen ser mucho más costosos ya que incorporan materiales poco comunes y tecnologías complejas y costosas de aplicar.

Por tanto, se decidió concebir un sistema de cubierta novedoso y sencillo a la vez, basado básicamente en el panel sandwich, uno de los sistemas de cubierta más populares hoy en día, por su estabilidad dimensional, ligereza y por las ventajas de aislamiento térmico y acústico que además cumple de manera óptima otros requisitos, tales como la impermeabilidad, seguridad, ventilación y resistencia mecánica a largo plazo. Además, de no requerir un presupuesto tan elevado y al ser de fácil montaje, lo que permite reducir al mínimo los tiempos de instalación y la mano de obra.

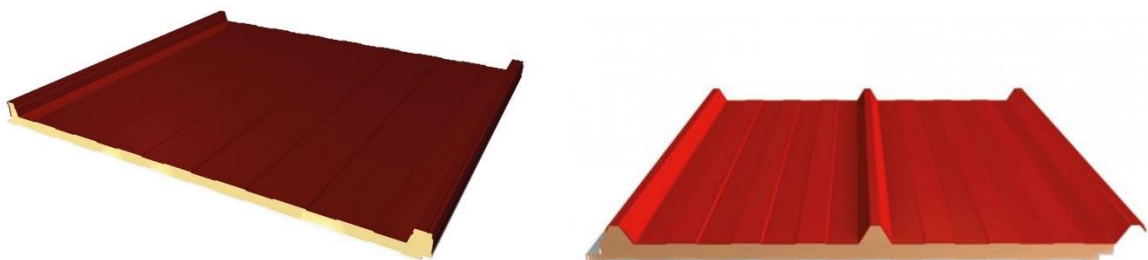


Figura 18. Paneles sandwich existentes en el mercado

La estructura planteada para el módulo nace de la solución constructiva C.13.1. especificada en el Catálogo de elementos constructivos del CTE, para una cubierta inclinada ligera. Esta solución consiste en láminas metálicas con un núcleo de aislamiento de lana de roca de 8cm de espesor y cuyo comportamiento de aislamiento térmico y acústico destacan para formar un cerramiento ultra ligero y resistente.

Las fibras de la lana de roca se orientarán ortogonalmente respecto al plano de las chapas, en listones de juntas alternadas longitudinalmente, y posteriormente compactada transversalmente para formar un panel completamente monolítico. Las grecas de la chapa exterior también se rellenarán con lana de roca.

Como se observa en la Figura 19, en la parte central del módulo se esboza el sistema fotovoltaico, agrupando un conjunto de 50 células de silicio monocristalino (5 en serie y 10 en paralelo) lo que permite obtener un módulo con un desempeño elevado, obteniéndose un valor de potencia máxima teórica de 231,26 W.

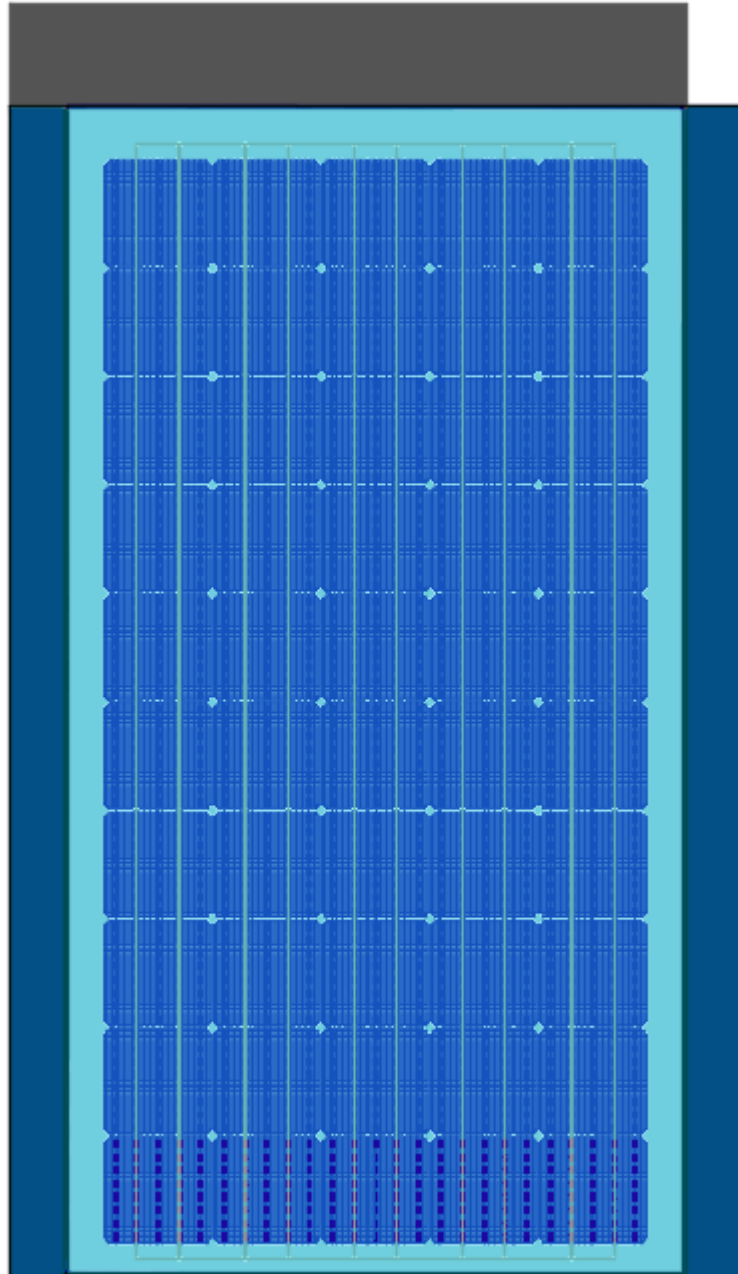


Figura 19. Módulo integrado propuesto

El ensamblado de los módulos se plantea mediante el solape de los módulos los cuales se fijarán con tornillos autoroscantes, y longitudinalmente (en el sentido de la pendiente) mediante el empalme de los módulos.

5.4. Descripción de la solución constructiva adoptada

5.4.1. Chapa de acero galvanizado, base trapezoidal S220GD / Z225

Función: Soporte estructural del sistema de cubierta propuesto.

Perfil: O- 1.00

Dimensiones: 1077 mm x 1774 mm.

Comprobaciones:

Luz entre apoyos: 0.996 m.

Cargas de acuerdo al tipo de cerramiento y el uso.

Carga permanente: 1 kN/m² (módulo aislamiento) + 0.20 kN/m² (módulo fotovoltaico)

Sobrecarga de uso: 1 kN/m² → Valores característicos de sobrecarga para cubierta accesible.

Momento resistente: 2,94 kN x m.

Carga máxima: 13.36 kN /m².

5.4.2. Lana de Roca de Alta densidad con barrera de vapor al exterior.

Función: Aislamiento térmico y acústico, evitar condensaciones intersticiales en el sistema.

Marca: URSA GLASSWOOL M1021

Espesor: 8 cm.

Se adherirá a las chapas mediante adhesivo orgánico IMPRIDAN 500, marca DANOSA.

5.4.3. Chapa de acero galvanizado de 2 grecas, S220GD / Z225

Perfil: G- 0.60

Dimensiones: 1077mm x 1774 mm.

Comprobaciones:

Luz entre apoyos: 0.996 m.

Cargas de acuerdo al tipo de cerramiento y el uso.

Carga permanente: 0.3 kN/m² (módulo fotovoltaico)

Sobrecarga de uso: 1 kN/m² → Valores característicos de sobrecarga para cubierta accesible.

Dimensiones: 1077mm x 1774 mm.

Ancho de Greca: 79.52mm – 81.52mm.

Altura de Greca: 28mm.

Momento resistente: 1.80 kN x m.

Carga máxima: 8.18 kN /m².

5.4.4. Cubierta Posterior

Material: Fluoruro de Polivinilo (TEDLAR)

Función: Cubierta posterior del sistema fotovoltaico, aislamiento eléctrico y protección frente a humedades.

Espesor: 5 mm.

5.4.5. Células solares de silicio monocristalino

Marca: C-SUN

Dimensiones: 156.75mm. x 156.75mm.

Nº de células: En serie: 50

Especificaciones Técnicas: Isc: 9.13 A.

Uoc: 31.23 V.

Pmpp: 231.26 W.

5.4.6. Encapsulado

Material: Etil-vinil-acetato (EVA)

Función: Realiza el encapsulado de las células fotovoltaicas y sus conexiones, protección frente a humedades, polvo y aislamiento eléctrico, aporta estabilidad frente a vibraciones e impactos, acoplamiento (sin contacto) con las cubiertas frontales y posteriores.

Espesor: 10 mm.

5.4.7. Cierre del sistema fotovoltaico

Material: TEDLAR

Función: aislamiento eléctrico y protección frente a humedades.

Espesor: 5 mm.

5.4.8. Soportes laterales y soporte inferior

Material: Perfil conformado en "L" de acero galvanizado S220GD

Espesor: 0.4 mm.

Sistema de fijación: Soldadura TIG

Función: Sujetar el sistema fotovoltaico al módulo.

5.4.9. Junta de estanqueidad

Material: EPDM

Función: Se aplica en las zonas donde se fijan los soportes para evitar infiltraciones (humedad y polvo) al sistema.

5.4.10. Cubierta frontal

Material: Cristal de vidrio templado antirreflectante

Función: Cierre y aporte de uniformidad al acabado final del módulo, resistencia a la abrasión y a los agentes ambientales, reduce el reflejo lo que permite mayor entrada de luz al sistema fotovoltaico.

Espesor: 3 mm.

5.4.11. Diodos de protección

Diodos de by-pass: 5

Marca: Vishay

Modelo: VBT6045CBP-M3

$V_f = 0,33 \text{ V.}$

$I_f = 2 \times 30\text{A.}$

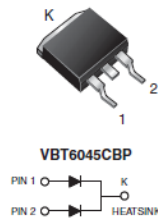


Figura 20. Diodo de bypass Vishay

Diodos de bloqueo: 4

Marca: Windy Nation

Modelo: DIO-600W-75

$V_{m\acute{a}x} = 600 \text{ V.}$

$I_{m\acute{a}x} = 75\text{A.}$

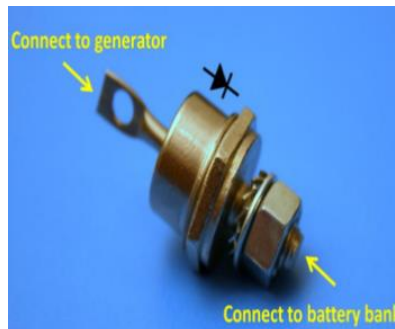


Figura 21. Diodo de bloqueo Windy Nation

En la Figura 22 se puede observar el esquema de conexión entre células, y la conexión de los diodos de protección.

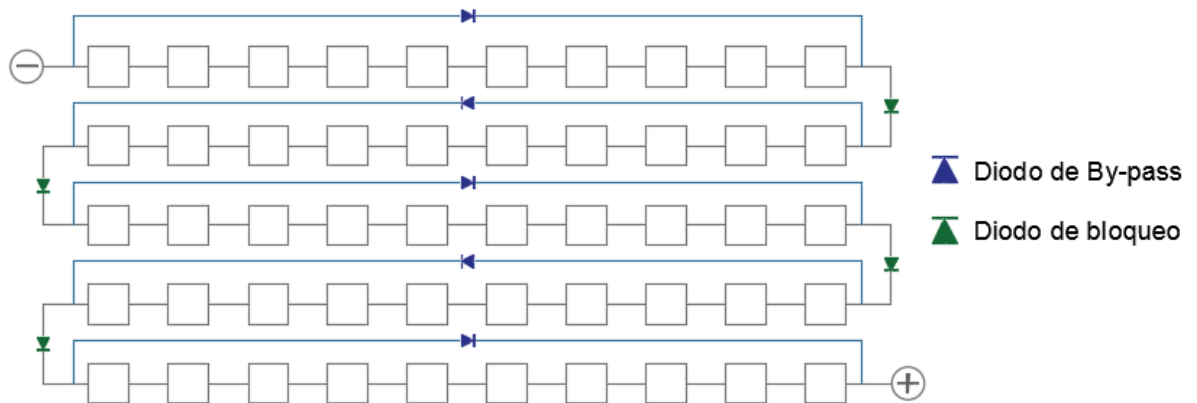


Figura 22. Esquema de conexión de los diodos de protección del módulo

5.5. Ficha Técnica del Módulo

Anexo 1.

5.6. Almacenamiento

- Los paquetes deben ser mantenidos siempre en tierra sea en el almacén o en la obra: deberán tener apoyos preferentemente de madera o materias plásticas expansivas a superficies planas de longitud mayor a la anchura de las placas.
- Los paquetes deberán ser depositados en lugares no húmedos.
- Si el almacenaje se alarga en el tiempo, será bueno cubrir los paquetes con lonas de protección.
- No superar los doce meses de almacenamiento continuo.

(ISOPAN, 2013)

Módulo: Descripción del Proyecto y Emplazamiento

5.7. Descripción General del Proyecto

Se plantea una vivienda unifamiliar de 128,55 m², ubicada en una zona residencial de la ciudad de Coro, estado Falcón (Venezuela).

La vivienda tendrá capacidad para alojar un grupo familiar de 4 personas, con 1 habitación doble y dos sencillas, 2 baños, cocina - comedor y sala en un mismo espacio, cuarto de lavado, oficina y cuarto de máquinas. Este último se destinará para la colocación de los equipos de la instalación: regulador, inversor y baterías.

El cerramiento para los muros exteriores se ha seleccionado del Catálogo de elementos constructivos del CTE, correspondiente con la solución constructiva F.12.10, y consiste en un panel aligerado de hormigón de 16 cm de espesor con alma de EPS, posteriormente una lámina de poliestireno expandido de 3cm. y finalmente una lámina de yeso (acabado interior).

Las particiones consistirán en una hoja de fábrica ladrillo hueco de pequeño formato 7cm de espesor y enlucido de yeso a ambas caras, correspondiente con la solución constructiva P.1.1. determinada en el Catálogo de elementos constructivo del CTE.

La vivienda contará con electrodomésticos de alta eficiencia, lo que permite que cuente con un consumo energético de 9,99kWh-día.

La vivienda cuenta con un sistema de cubierta de 220,31 m², el cual consistirá en 10 módulos integrados fotovoltaicos orientados al norte con el fin obtener el mayor rendimiento de las células solares, e irán ensamblados en conjunto con paneles sandwich de cubierta estándar.

El emplazamiento presenta viviendas unifamiliares aisladas de 1 planta, con alturas alrededor de los 4 metros por lo que, al contar con alturas similares o menores, no se requirió considerar que existiesen sombras que afectasen el sistema fotovoltaico.

La vivienda propuesta no requiere de sistema de ACS debido a las condiciones climáticas del emplazamiento, las cuales se explicarán en el siguiente apartado.

5.8. Comparativa entre los climas de España y Venezuela

En este apartado se expondrán las condiciones climáticas en Venezuela, emplazamiento donde se plantea desarrollar el proyecto, y España. Ésta comparativa se realiza con la finalidad de explicar con claridad las principales diferencias y semejanzas entre ambos climas.

Se sabe que la Península ibérica se localiza en una zona templada, con características climáticas variadas ya que se encuentra en una zona de mezcla entre zonas de aire cálido y zonas de aire frío (subtropicales y polares), esto le confiere una notable diversidad climática.

Ésta cuenta con 4 estaciones a lo largo del año: Primavera (del 21 de Marzo al 20 de Junio), Verano (del 21 de Junio al 20 de Septiembre), Otoño (del 21 de Septiembre al 20 de Diciembre) e Invierno (del 21 de Diciembre al 20 de Marzo); con zonas tanto de suaves temperaturas, en torno a los 15 °C , y zonas con temperaturas más agresivas, y de sitios con un clima oceánico húmedo con precipitaciones anuales de más de 2500mm, a sitios con un clima mediterráneo desértico que no superan los 200mm anuales.

Por su parte, Venezuela se encuentra ubicada en el hemisferio sur y al encontrarse en el trópico, posee un clima cálido y lluvioso con sólo dos estaciones: una estación seca, que va desde octubre a marzo, y una estación lluviosa, de abril a septiembre. Ésta es una de principales diferencias climáticas entre España y Venezuela.

Sin embargo, la orografía, los vientos y el mar, producen diferencias climáticas a lo largo del territorio. A diferencia de España, la latitud allí tiene poca importancia, pero la altitud cambia drásticamente el clima, especialmente las temperaturas, alcanzando valores muy diversos.

Con temperaturas superiores a los 18°C en la mayor parte del territorio y precipitaciones durante gran parte del año (clima tropical), a temperaturas medias entre los 14 y 18 °C en zonas altas de la Cordillera de la Costa y zonas medias de los Andes, hasta temperaturas por debajo de los 10°C en zonas de páramos y por debajo de 0°C en los Picos, como el Pico Bolívar.



Figura 23. Diversidad Climática Venezuela

El estado Falcón, se localiza al nor-oeste del país, cuenta con un clima semi-árido de precipitaciones escasas. En la ciudad de Coro se registran 417 mm de lluvia al año, que suele descender en años secos, con una temperatura media de 28,4 °C, mientras que Punto Fijo (ciudad adyacente) registra 316 mm de precipitaciones anuales con temperaturas medias de 27,6 °C. Las condiciones desérticas de sequedad extrema, con precipitaciones menores de 300 mm, se reconocen en los litorales occidentales corianos y sobre todo en el istmo de Los Médanos de Coro, con temperaturas anuales promedio entre 28 a 29 °C.



Figura 24. Localización Geográfica ciudad de Coro - Médanos de Coro

España cuenta con un alto potencial de aprovechamiento de radiación solar que va desde los 3.6 a 5.4 kWh/ m²-día. Sin embargo, durante el invierno: estación para la cual se realizan la mayoría de los diseños, por el alto consumo energético que representan los sistemas de calefacción, dicho potencial disminuye considerablemente. Por su parte, Venezuela también cuenta con un alto potencial de aprovechamiento de la radiación solar con valores entre 2.7 y 7.3 kWh/ m²-día. Además, cuenta con una ventaja climática importante ya que, a pesar de presentar 2 estaciones a lo largo del año, éstas no producen una variación representativa de los niveles de radiación solar aprovechable, por lo que se puede decir que éstos permanecen constantes a lo largo de todo el año.

En la Tabla 4, se observa un resumen de las condiciones ambientales medias de la ciudad de Coro:

Tabla 4. Condiciones ambientales, ciudad de Coro (Venezuela)

Parámetro	Valores
Temperatura Ambiental Mínima	23 °C
Temperatura Ambiental Máxima	39 °C
Humedad Relativa Media	70%
Altitud	17 m.s.n.m.
Velocidad del Viento Media	55.6 Km/h
Dirección dominante del Viento	Este
Radiación solar media	5.1 kWh/m ² día

Fuente: Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente

Módulo: Instalación Fotovoltaica

6. Datos de Entrada

País: Venezuela

Ciudad, Estado: Coro, Falcón

Latitud: 11.405

Longitud: -69.673

Tipo de instalación: Fotovoltaica autónoma

Autonomía: 3 días (valor mínimo según IDAE).

Normativa aplicada: IDAE, PCT-A-REV – Febrero 2009.

a. Irradiación solar horizontal media diaria para la ciudad de Coro (kWh/m²/día)

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio Anual
5,19	5,61	6,1	5,77	5,66	5,86	6,05	6,13	5,85	5,27	4,95	4,82	5,6

Fuente: Atmospheric Science Data Center, NASA

b. Temperatura ambiente media mensual para la ciudad de Coro (°C)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ta.prom	28	28	28,5	29	30	30	30	30,5	30,5	29,5	29	28

Fuente: Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, Venezuela.

6.1. Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos

Para determinar las condiciones reales de trabajo de los módulos fotovoltaicos, se debieron ajustar los valores de corriente de cortocircuito (I_{sc}), tensión de circuito abierto (V_{oc} o U_{oc}) y potencia máxima en STC ($P_{m\acute{a}x}$), de acuerdo a los valores de temperatura media del emplazamiento donde se alojará la instalación. Para esto, se debieron aplicar las pérdidas por temperatura que se establecen en la ficha técnica del módulo.

Primero, se halló la temperatura de trabajo real de la célula (T_c), aplicando la Ecuación 2.

Posteriormente, se determinó la diferencia de temperaturas que existe entre la T_{STC} (25°C) y los valores de temperatura media mensual para la ciudad de Coro.

Con estos valores, se aplicaron las pérdidas que correspondían a cada parámetro.

Para los cálculos se utilizó la irradiancia solar media del mes de Diciembre (mes más desfavorable), especificada en el *punto 3* en W/m^2 .

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Valores de $P_{m\acute{a}x}$, V_{oc} y I_{sc} corregidos

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
T_c	34,53	34,53	35,03	35,53	36,53	36,53	36,53	37,03	37,03	36,03	35,53	34,53
ΔT	9,53	9,53	10,03	10,53	11,53	11,53	11,53	12,03	12,03	11,03	10,53	9,53
$P_{m\acute{a}x}$	222,45	222,45	221,99	221,52	220,60	220,60	220,60	220,14	220,14	221,06	221,52	222,45
V_{oc}	30,34	30,34	30,29	30,25	30,15	30,15	30,15	30,11	30,11	30,20	30,25	30,34
I_{sc}	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,18	9,18	9,17	9,17	9,17

6.2. Orientación e inclinación óptimas, e irradiación sobre el generador

La vivienda se ubicará en el hemisferio Sur, por lo que la instalación se orientará al Norte con el fin de asegurar que los rayos solares incidan sobre los módulos fotovoltaicos durante la mayor parte del día.

El IDAE establece en su apartado 3.2. la inclinación óptima (β) que deben tener los paneles fotovoltaicos de acuerdo al período para el que será diseñada la instalación. En la Tabla 6, se detalla la inclinación establecida para el período de diseño que corresponde.

Tabla 6. Inclinación óptima del generador fotovoltaico

Período de Diseño	$\beta_{\text{ÓPTIMO}}$
Diciembre	Latitud (φ) + 10

Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones aisladas de red, IDEA

Seguidamente, el IDAE relaciona la irradiancia idónea (con la inclinación y orientación óptimas) con la irradiancia media horizontal ($G_{dm(0)}$) señalada en el punto 3 - parte b, estableciendo para ésta relación un valor de acuerdo al período de diseño y lo denota con la letra "K".

Para el período de diseño de la instalación, K será igual a 1.7.

Luego, se determinó el factor de irradiación (FI) para la orientación e inclinación elegidas. El FI, es el porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación determinad, respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas. Para determinar este valor, se aplicó la Ecuación 3, que corresponde debido a la inclinación obtenida:

$$\text{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad FI = 1 - [1.2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{\text{ÓPTIMO}})^2 + 3.5 \times 10^{-5} \times \alpha^2] \quad \text{Ecuación 3.}$$

$$\text{Para } \beta \leq 15^\circ \quad FI = 1 - [1.2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{\text{ÓPTIMO}})^2] \quad \text{Ecuación 4.}$$

Posteriormente, se estableció el Factor de sombreado, que corresponde según el IDAE con el porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Se considerará un 15% de pérdidas por sombreado, por lo que FS será igual a 0.85.

Por último, se determinó la irradiación media diaria sobre el plano del generador en kWh/m² día ($G_{dm(\alpha, \beta)}$), aplicando la siguiente ecuación:

$$G_{dm(\alpha, \beta)} = G_{dm(0)} \times K \times FI \times FS \quad \text{Ecuación 5.}$$

Los resultados obtenidos se encuentran resumidos en la tabla siguiente:

Orientación:	Norte	
β	21,405	
K	1,7	
FI	0,995	
FS	0,85	
$\beta_{\text{óptima}}$	21,0	
$G_{dm(\alpha, \beta)}$	8,06	kWh x h/m ² /día

6.3. Generador Fotovoltaico

6.3.1. Consumo energético de la vivienda

En este apartado se realizó una estimación del consumo energético que requería la vivienda, colocándose el menor número de equipos y electrodomésticos y seleccionando los equipos con menor consumo energético.

La Tabla 7 muestra los equipos seleccionados para la vivienda, así como el resultado del consumo eléctrico en kWh-día.

Tabla 7. Consumo energético de la vivienda

Electrodomésticos y Equipos		Clasif. Energética	Cant.	Uso		Horas de Uso al día	Consumo (kWh)	Consumo (kW x h)		Consumo Total (kWh día)
Tipo	Detalle			Día	Noche			Día	Noche	
Aire acondicionado	Panasonic Etherea Inverter KIT Z9	A+++	1	x		2	2,5	5,00	0,00	5,00
Ventilador de techo	Deko BC 855B	-	3		x	8	0,05	0,00	1,20	1,20
Frigorífico	Samsung RB37J5018SA	A+++	1	x	x	24	0,02	0,24	0,24	0,47
Lavadora	Panasonic NA-127VB6WES	A+++	1		x	1	0,83	0,00	0,83	0,83
Microondas	Panasonic DS596MEPG	-	1	x		0,25	1	0,25	0,00	0,25
TV	LG 43LF540V	A++	2	x		3	0,036	0,22	0,00	0,22
Campana extractora de humos	Electrolux EF12680BX	-	1	x		0,5	0,27	0,14	0,00	0,14
Bombillas	Samsung LED de 6,4W (Tarde)	-	7	x		4	0,0064	0,09	0,09	0,18
Bombillas	Samsung LED de 6,4W (Noche)	-	2		x	10	0,0064	0,00	0,13	0,13
Bombillas	Samsung LED de 6,4W (Día)	-	3	x		4	0,0064	0,08	0,00	0,08
Otros usos		-	1	x	x	0,5	1	0,25	0,25	0,50
							E_D (kW x h día)	6,95	3,04	9,99

6.3.2. Potencia mínima requerida ($P_{mp, min}$)

El cálculo de la potencia mínima se realizó aplicando la ecuación siguiente, establecida en el apartado 3.4 del PCT-A-REV (IDAE).

$$P_{mp, min} = \frac{E_D \times G_{STC}}{G_{dm(\alpha, \beta)} \times PR} \quad \text{Ecuación 6.}$$

Donde;

E_D : Consumo energético expresado en Wh/día

G_{CEM} : Irradiancia en condiciones estándar (1000 W/m²).

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: Irradiación media diaria sobre el plano del generador ($W \times h/m^2/día$).

PR: Rendimiento energético de la instalación.

El IDAE establece en su apartado 2.8, que para sistemas con inversor y baterías el PR será igual a 0.6.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética de la instalación debido a:

- La temperatura
- El cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética de otros elementos en operación (regulador, baterías, etc.).
- La eficiencia energética del inversor (η_{inv}).
- Otros.

Resumen:

E_D	9987,75	W x h
G_{CEM}	1000,00	W/m ²
G_{dm}	8055,00	W x h /m ²
PR	0,60	
$P_{MP, min}$	2066,57	Wp

6.3.3. N° de paneles y conexionado

Para determinar el número de paneles o módulos requeridos se dividió la potencia mínima del generador entre la potencia del módulo propuesto. Obteniéndose como resultado, que se requerían 10 módulos para cubrir los requerimientos de consumo energético de la vivienda.

Posteriormente, fue necesario determinar cómo se debían conectar los módulos para obtener la potencia requerida por la instalación. Además, se debe cuidar que la instalación funcione a una tensión nominal compatible con los equipos existentes en el mercado (6V, 12V, 24V, y 48V).

Se obtuvieron los siguientes resultados:

Módulos		Total
En serie:	1	10
En paralelo:	10	

Pmpp (W)	Umpp (V)	Impp (A)	Uoc (V)	Isc (A)
2314,15	26,63	86,90	30,34	91,70

Se define que la tensión de la instalación será de 24V.

Finalmente, se establecieron los diodos de protección con los que se considera que debe contar el generador fotovoltaico para asegurar el rendimiento óptimo de la instalación.

En la Figura 25 , se muestra un esquema de la conexión entre paneles.

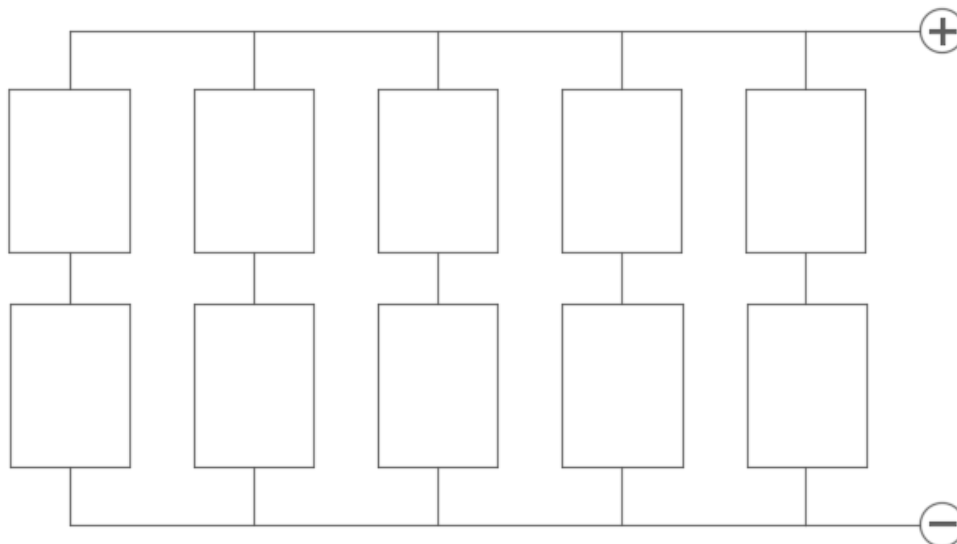


Figura 25. Esquema de conexión del generador fotovoltaico

6.3.4. Área requerida

Se determinó el área requerida de cubierta, en función al número de módulos (NP) que requiere la instalación calculada, aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{Área}_{\text{CUBIERTA}} = \text{NP} \times \text{Área}_{\text{MÓDULO}} \quad \text{Ecuación 7.}$$

Donde;

$$\text{Área}_{\text{MÓDULO}} = 1.86 \text{ m}^2$$

Obteniéndose que para la siguiente instalación se requiere un área mínima de cubierta de 18,60 m².

6.4. Diodos de Protección

Se plantea la conexión de 5 diodos de bypass, 1 para cada 2 módulos con la finalidad de minimizar las pérdidas que se puedan producir por sombras sobre los módulos.

Adicionalmente, se conectará 1 diodo de bloqueo para proteger la descarga de las baterías a través del paso de corriente inversa por el generador fotovoltaico.

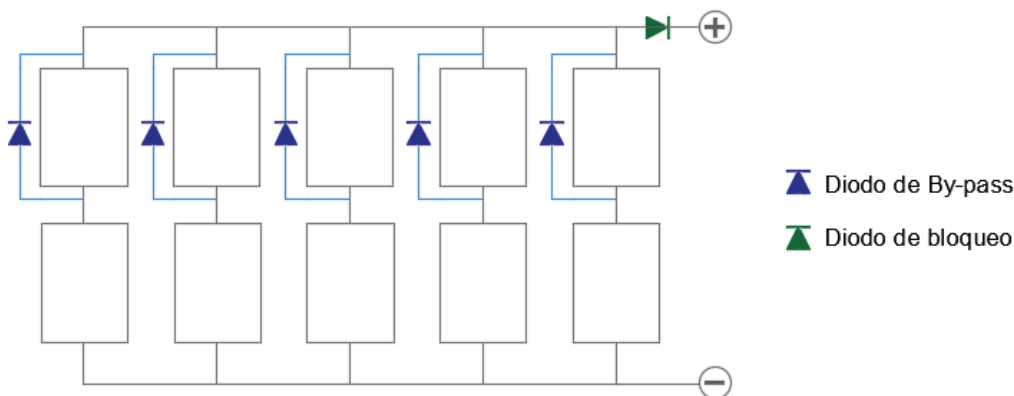


Figura 26. Esquema de conexión de los diodos de protección

6.5. Regulador

Para la selección del regulador se debe determinar la corriente de carga necesaria para que el equipo funcione correctamente. (Díaz & Carmona, 2010).

Para determinarla, se aplicó la siguiente ecuación:

$$I_{G, MÁX} = NP \times I_{sc} \tag{Ecuación 8.}$$

Donde;

NP: Número de módulos fotovoltaicos del Generador fotovoltaico

I_{sc}: Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

Obteniéndose que el regulador requiere una corriente de carga (I_{G, MÁX}) de 91,7 A.

Por lo que se decidió realizar la conexión en paralelo de 2 reguladores con las siguientes características:

Modelo:	BlueSolar MPPT 100/50 automático
U_{sistema}:	12 - 24 V.
I_{sc}:	50 .

6.6. Acumulador

Para la selección de las baterías se establecieron los siguientes parámetros:

- Profundidad de descarga máxima (P_{máx}): 80%
- Número de días de autonomía (A): 3

Luego de establecer estos valores, se procedió a determinar la capacidad nominal que debe tener el acumulador.

Según Díaz & Carmona (2010), la capacidad nominal del acumulador viene determinado por la siguiente ecuación:

$$C_{B, nom} = \frac{E_D \times A}{P_{D, máx}} \tag{Ecuación 9.}$$

Donde;

E_D : Consumo energético de la vivienda

A: Días de autonomía de la instalación

$PD_{m\acute{a}x}$: Profundidad de descarga máxima

Para la instalación, se requiere un acumulador con una capacidad nominal de 1561 A x h.

Se colocarán 2 baterías Enersol T880 (EXIDE) cada una de 897 Axh, conectadas en paralelo para alcanzar la capacidad nominal requerida por la instalación.

6.7. Inversor

La selección del inversor se realizó tomando en cuenta el consumo energético total previsto para la vivienda, considerando el uso simultáneo de todos los equipos.

Tabla 8. Electrodomésticos y consumo energético de la vivienda

Electrodomésticos y Equipos		Clasif. Energética	Cant.	Consumo Total (kW-día)
Tipo	Detalle			
Aire acondicionado	Panasonic Etherea Inverter KIT Z9 SKEM	A+++	1	5,00
Ventilador de techo	Deko BC 855B	-	3	1,20
Frigorífico	Samsung RB37J5018SA	A+++	1	0,47
Lavadora	Panasonic NA-127VB6WES	A+++	1	0,83
Microondas	Panasonic DS596MEPG	-	1	0,25
TV	LG 43LF540V	A++	2	0,22
Campana extractora de humos	Electrolux EF12680BX	-	1	0,14
Bombillas	Samsung LED de 6,4W (Tarde)	-	7	0,18
Bombillas	Samsung LED de 6,4W (Noche)	-	2	0,13
Bombillas	Samsung LED de 6,4W (Día)	-	3	0,08
Otros usos		-	1	0,50
				9,99

Se requiere un inversor con una potencia mínima de 9,99kW.

En la Tabla 9, se dan las especificaciones del inversor seleccionado. Se colocarán 2 inversores conectados en paralelo para obtener el valor de potencia requerido por la instalación.

Tabla 9. Especificaciones Técnicas del inversor

Modelo:	2x Inversores con Cargador de Baterías Victron 5000W 24V	
Especificaciones Técnicas:	Tipo:	Onda senoidal pura
	Tensión nominal de salida:	230 V
	Potencia:	5000 W
	Rendimiento Máximo:	98%

Módulo: Montaje del Sistema de Cubierta

6.8. Consideraciones antes de la instalación de los paneles

- Los planos de apoyo deben estar alineados entre ellos.
- No haya interferencias con los cables de la instalación fotovoltaica durante la manipulación e instalación de los paneles.
- El área de trabajo deberá estar idónea para la colocación de los paneles con el fin de evitar daños a los módulos.
- Que haya las condiciones adecuadas para cumplir con las medidas de prevención contra los accidentes laborales, y con las normativas en vigor.

6.9. Medidas de prevención de riesgos laborales

- Dotar a los encargados del montaje del sistema de cubierta de los equipos de protección personal: botas de seguridad, casco, guantes, etc. Los cuales deberán ser utilizados en todo momento dentro de la obra.
- Informar a los trabajadores acerca de los riesgos existentes en el trabajo y las medidas de control que deben seguirse, así como impartir la formación necesaria para la realización de cada tarea.
- Usar los dispositivos obligatorios de seguridad de las máquinas (señales sonoras y protectores) y revisar su buen funcionamiento.
- Instalar los equipos de trabajo en altura de manera que su solidez y estabilidad estén garantizadas.
- Utilizar equipos mecánicos de manipulación de carga y eliminar, en lo posible, la manipulación manual.
- Instalar protecciones colectivas contra caídas en todos los lugares que sea necesario (barandillas, cobertura de huecos, redes de seguridad). Identificar los techos y partes frágiles de la obra y proteger los agujeros con cubiertas marcadas y fijadas para evitar las caídas.

6.9.1. Consideraciones especiales durante el trabajo en alturas

- Las dimensiones de los equipos de trabajo deberán estar adaptadas al tipo de trabajo y deberán permitir una circulación sin peligro.
- El acceso a los puestos de trabajo temporal en altura deberá ser seguro.
- La elección efectuada deberá permitir la evacuación en caso de peligro inminente.
- El paso entre el medio de acceso y las plataformas, tableros o pasarelas no deberá aumentar el riesgo de caída.
- Se deberá prever la instalación de unos dispositivos de protección contra caídas de resistencia adecuada para prevenir o detener las caídas de altura.
- Los dispositivos de protección colectiva contra caídas sólo podrán interrumpirse en los puntos de acceso a una escalera o a una escalera de mano. Si para realizar algún trabajo se necesita retirar temporalmente un dispositivo de protección colectiva contra caídas (redes, barandillas, etc.), será obligatorio el uso de cinturón o arnés de seguridad.
- Se deberá evitar desplazarse con carga en las manos.

- Los medios de protección contra las caídas deben colocarse correctamente y mantenerse en buen estado, y no deben ser manipulados, modificados, ni mucho menos eliminados.

6.10. Recursos necesarios

6.10.1. Equipos

- Equipos de protección personal: cascos, guantes, lentes, arnés de seguridad, calzado de seguridad, etc.
- Equipos de protección colectiva: andamios, barandillas, pasarelas, etc.
- Grúa autopropulsada de 12T: para la manipulación y elevación de los módulos.

6.10.2. Mano de obra

- Oficial de 1era. Montador de cerramientos industriales.
- Ayudante de 1era. Montador de cerramientos industriales.
- Oficial de 1era. Electricista.
- Ayudante de 1era. Electricista.

6.11. Proceso de montaje y fijación

El montaje de la cubierta se realizará sobre correas metálicas, siguiendo el proceso que se detallará a continuación:

Se realizará el montaje de los módulos de modo que éstos queden totalmente alineados con las correas, y se realice correctamente el solapado tanto lateral como longitudinal para asegurar la estanqueidad del sistema de cubierta.

El montaje de los paneles se lleva a cabo mediante su disposición sobre los apoyos lineales y paralelos a la línea del alero (correas). Las juntas longitudinales (solapes) están realizadas mediante la superposición de la greca externa de los paneles contiguos. Las juntas de unión están realizadas por superposición en correspondencia de un elemento de soporte.

Los extremos del panel se deben apoyar aproximadamente en el centro de la viga, compartiendo dicho apoyo con el panel siguiente.

El panel se empezará a colocar en la cubierta en el punto más bajo colocándose los sucesivos paneles aguas arriba (ascendiendo sobre la cubierta). En el esquema siguiente, la numeración indica el orden en que serán colocados los módulos.

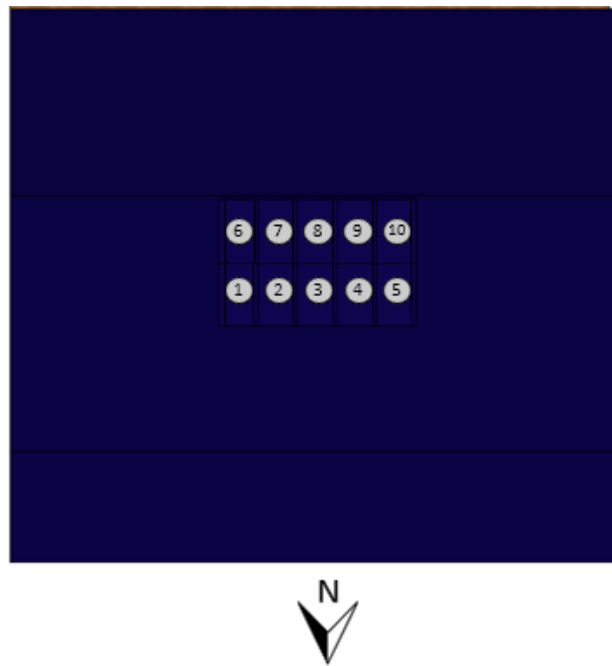


Figura 27. Esquema de colocación de los módulos

1. Se procederá al marcado con un punzón de los puntos donde corresponda realizar las perforaciones para evitar que el tornillo perforante se deslice por el panel.
2. Una vez colocado el panel, y de verificar su correcta alineación se procederá a su fijación definitiva.
3. Usando un taladro atornillador se perfora con el tornillo para fijar el panel, utilizando el diámetro adecuado. Se deberá tener especial cuidado de que el panel no se mueva de su posición alineada.

El anclaje de los paneles se realizará mediante tornillos autoroscantes de acero inoxidable de 6,3 x 150 mm. y se colocará una arandela de goma vulcanizada para evitar la entrada de agua y viento.

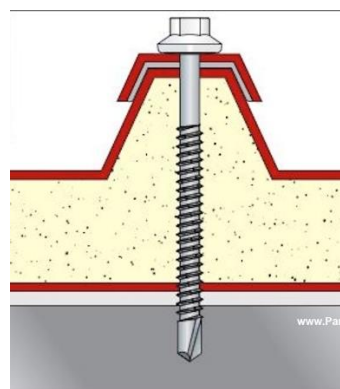


Figura 28. Tornillería perforante especial para fijación sobre correas metálicas

Los tornillos deberán ir separados del extremo del panel al menos 2 cms. y siendo necesarios mínimo 3 tornillos por apoyo.

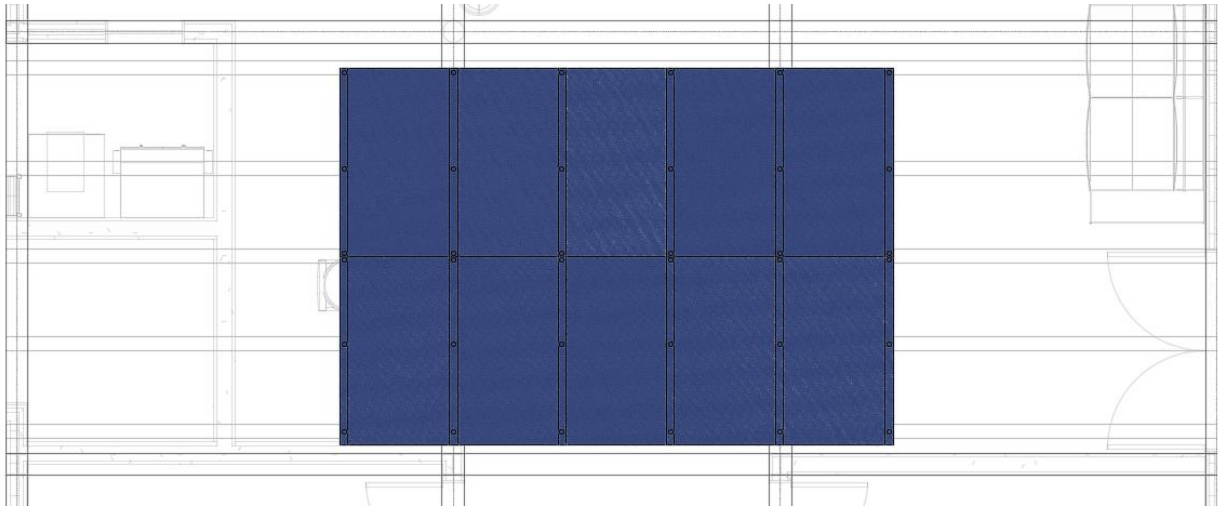


Figura 29. Esquema puntos de fijación de los módulos

Se deberá tener especial cuidado de mantener las conexiones del panel de acuerdo al esquema de conexionado para evitar inconvenientes en la puesta en marcha de la instalación

4. Como se muestra en la Figura 30 después de haber fijado la primera fila de paneles, se colocarán los paneles sucesivos superponiendo la greca vacía con aquella llena del panel ya instalado, efectuando una ligera rotación.

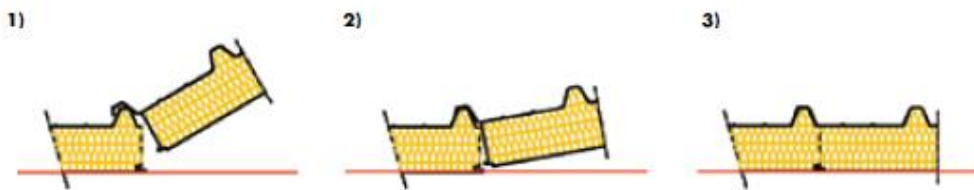


Figura 30. Esquema guía para la superposición de los módulos
Fuente: Manual de instalación y montaje de módulos aislantes, ISOPAN.

5. Se procederá al sellado de las juntas entre los módulos del solapado longitudinal: Se aplicará el sellador elástico *Sikaflex AT-Connection* en color negro, el cual ofrece las siguientes ventajas:



- Muy buena adherencia para soportes porosos y no porosos, especialmente sobre metales (aluminio, cobre, acero galvanizado, acero inoxidable, etc), y sobre plásticos (PVC, revestimientos en polvo, etc).
- Excelente trabajabilidad
- Alta resistencia a la radiación UV, resistencia al envejecimiento e intemperie y estabilidad en el color.
- No corrosivo
- Buena resistencia a la intemperie y al agua.
- Propiedades mecánicas altas.

Tiempo de formación de piel: ±60 minutos.

Temperatura de servicio: -40°C a +90°C

Descripción: La junta será de 10mm, y se utilizará un fondo de junta de espuma de polietileno.

Preparación de la superficie:

La superficie de aplicación debe estar libre de residuos y polvo, por lo que se deberá limpiar con Sika Aktivator-205 (Sika Cleaner-205) usando un trapo limpio.

Antes de sellar se debe dejar que este solvente se evapore, mínimo por 15 minutos.

Aplicación:

Luego de prepararse la superficie, se deberá colocar el fondo de junta.

A continuación, se deberá insertar el cartucho o salchichón dentro de la pistola y extruir el producto dentro de la junta asegurando un contacto total en toda la junta. Se debe evitar que quede aire ocluido.

Se deberá alisar el producto contra los labios de la junta para asegurar un completo contacto y buena adhesión.

Finalmente, para obtener un buen acabado se colocará una cinta adhesiva de carroceros, y se retirará antes de que el sellador comience a polimerizar.

6. Posteriormente, se realizará la conexión de los módulos mediante el cableado establecido, y siguiendo el esquema de conexionado entre módulos.

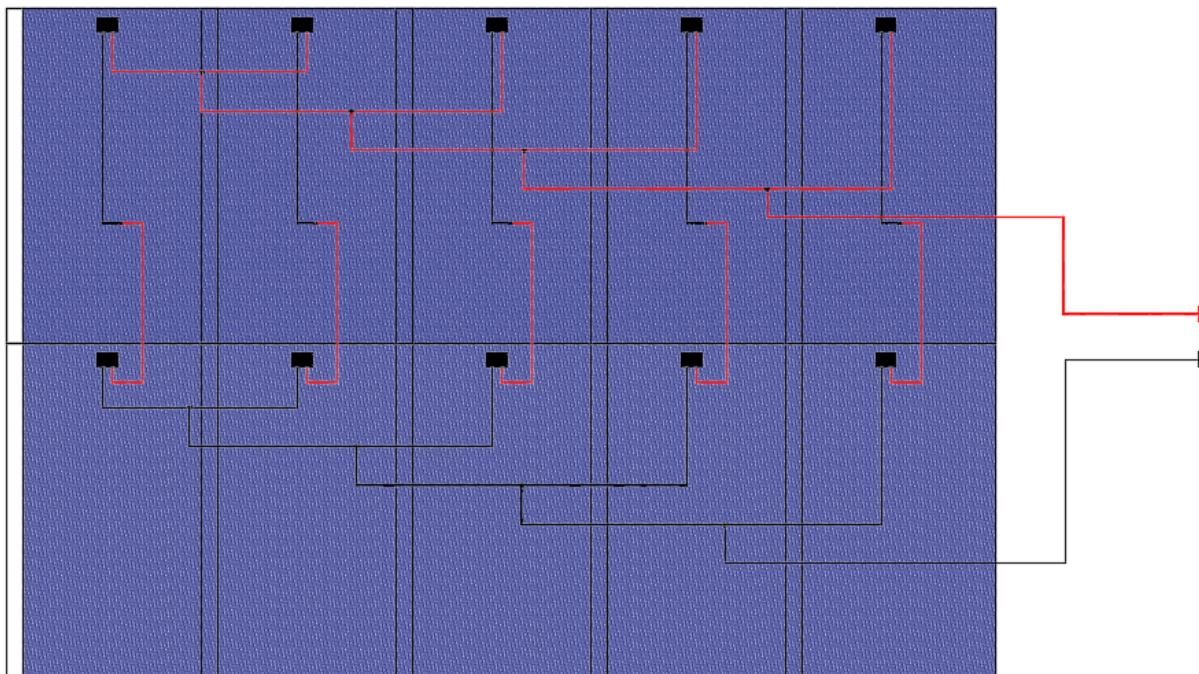


Figura 31. Esquema de conexionado entre módulos

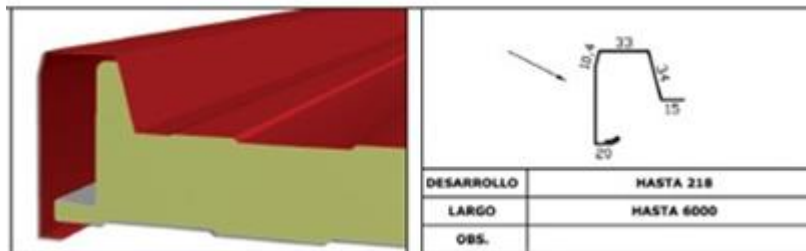
7. Finalmente, se procederá a la instalación de los elementos de acabado:
 - Cumbre: remate para tapan la unión de las aguas.

Se instalará un remate de cumbrera lisa de acero galvanizado de 0,6mm. de espesor.

La unión se rellenará de lana de roca y se sellará mediante *Sikaflex AT-Connection*, siguiendo el procedimiento desarrollado en el punto 5.

Posteriormente se colocará el remate de cumbrera, verificando su total alineación y finalmente se procederá a su fijación, mediante tornillería autoroscante de 6,3 x 50mm, con un mínimo de 1 tornillo por apoyo.

- Remates Laterales: remate para tapar los laterales del panel.



Se colocará el remate, verificando su alineación.

Se fijará el elemento comenzando por los extremos, se colocará un tornillo por metro lineal del elemento.

La tornillería a utilizar será de acero inoxidable de tipo autoroscante de 6,3 x 20mm.

6.12. Mantenimiento de la Instalación

A continuación, se establecen las condiciones de mantenimiento con las que deberá contar la instalación, con base en el apartado 7 “*Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento*” del “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones aisladas de la red”, del IDAE.

6.12.1. Condiciones mínimas

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

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

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

6.12.2. Programa de Mantenimiento

Objetivos: asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y prolongar su vida útil.

Este queda definido mediante 2 escalones de actuación:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Mantenimiento Preventivo

Se deberá realizar, como mínimo, una revisión anual incluyendo labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación.

El Plan de mantenimiento preventivo deberá disponer de:

Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos, mediante su inspección visual. Esta permitirá detectar un deterioro prematuro de los componentes expuestos a los agentes climáticos (temperatura, radiación UV, lluvia, granizo, etc.), ataque de roedores, oxidación o aflojamiento de la tornillería.

- En el acumulador, la inspección visual debe determinar si hay pérdidas excesivas de electrolito (depósitos en el contacto positivo, residuos ácidos en las bandejas plásticas, deterioro en la base de sostén). Dos veces al mes las baterías deben ser agitadas con suavidad para evitar la estratificación del electrolito.

Una vez al mes deberá medirse la densidad del electrolito en cada uno de los vasos que componen el acumulador y archivar los resultados. La comparación de los resultados con medidas hechas con anterioridad permitirá detectar el comienzo de problemas de envejecimiento o uso incorrecto.

Además, se deberá realizar la limpieza y engrasado de los terminales.

- En el regulador, se deberá verificar las caídas de tensión entre terminales, y funcionamiento de indicadores.
- En el Inversor, se deberán verificar los indicadores y alarmas.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Se deberá verificar el correcto funcionamiento de los fusibles e interruptores de seguridad de la instalación.
- Módulo integrado: se deberá realizar la comprobación del estado de los módulos, que éstos se encuentren limpios y que no presenten daños que afecten el correcto funcionamiento de la instalación.
- Revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación u otro.

Mantenimiento correctivo

- Las acciones de mantenimiento correctivo incluirán:
- Visita a la instalación, cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en los siguientes plazos:
- Si la instalación no funciona: 48 horas.
- Si el fallo no afecta el funcionamiento: una semana.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento.
- Las operaciones de mantenimiento ejecutadas se registrarán en el "Libro de Mantenimiento".

6.12.3. Garantías del contrato

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento lo comunicará al suministrador y éste al fabricante.

- La instalación será reparada si ha sufrido avería a causa de un defecto de montaje o de cualquier componente, siempre que haya sido manipulada correctamente.
- El suministrador garantizará la instalación durante mínimo 3 años para todos los materiales y montaje. Para los módulos la garantía es de 8 años.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o como consecuencia de reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.
- Las averías se reparan en su lugar de ubicación por el suministrador. Si no pudiera ser reparada en ese lugar, deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y cargo del suministrador.
- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de la avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

6.12.4. Condiciones económicas

- La garantía debe incluir tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.
- Quedarán incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas disponibilidad de otros medios y vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- También se incluye mano de obra y materiales necesarios.
- Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las condiciones de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla sus obligaciones. Si el suministrador no cumple en ese plazo, el comprador puede, por cuenta y riesgo del suministrador, contratar un tercero para realizar las reparaciones, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiera incurrido el suministrador.

6.12.5. Anulación de la garantía

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

Módulo: Viabilidad Económica

Una de las principales barreras para la incorporación de las instalaciones fotovoltaicas en los hábitos de la sociedad es en materia económica, ya que se sabe que éstas requieren un capital de inversión muy alto.

En el siguiente apartado se realizó un estudio económico de la instalación fotovoltaica, con la finalidad de identificar las ventajas y desventajas económicas que trae consigo el desarrollo de una instalación fotovoltaica a una vivienda unifamiliar.

Para lograrlo se decidió desarrollar un Plan de amortización de la instalación, con la finalidad de determinar la rentabilidad de la inversión.

Primeramente, se realizó el presupuesto correspondiente a la instalación fotovoltaica.

Para determinar el coste de la instalación se debió determinar el coste correspondiente al módulo integrado.

Asimismo, se determinó el coste eléctrico anual en el que se tendría que incurrir si la vivienda planteada fuese alimentada de la red eléctrica.

Para el desarrollo del Plan de amortización se estableció como período de diseño o vida útil de la instalación 30 años, con base en la vida útil media de los elementos que componen la instalación.

7.1. Panorama Económico

Actualmente en Venezuela, emplazamiento del proyecto, se presentan condiciones económicas fuertemente desfavorables para realizar un debido estudio económico. Entre las variables que pueden ocasionar una distorsión de los resultados están:

- Hiperinflación.
- Devaluación continua de la moneda.
- Existencia de múltiples tasas de cambio.
- Fluctuaciones en dichas tasas de cambio, con tendencia al incremento.
- Limitaciones de importación.

Por tanto, se decidió realizar el estudio económico en función de una moneda estable como, el euro, con la finalidad de poder evaluar la rentabilidad de la instalación a largo plazo evitando distorsiones producto de condiciones económicas coyunturales.

7.2. Presupuesto Módulo Integrado

En la Tabla 10 se muestra el presupuesto desarrollado para el módulo fotovoltaico integrado.

En éste solo se consideraron los costes de materiales y fabricación del módulo, para así posteriormente poder realizar adecuadamente el presupuesto del montaje de la instalación.

Tabla 10. Presupuesto Módulo Integrado

Presupuesto Módulo Integrado						Fecha:	15/08/2016
MATERIALES							
Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe		
mt13ccg010b	m ²	Chapa perfilada de acero galvanizado, espesor 1 mm.	1,95	8,12	15,85 €		
mt16lvp015b	m ²	Manta de lana mineral, T1021 Ursa Terra Manta Papel "URSA IBÉRICA AISLANTES", revestida por una de sus caras con papel kraft que actúa como barrera de vapor, de 80 mm de espesor, resistencia térmica 1,9 m ² K/W, conductividad térmica 0,042 W/(mK), según UNE-EN 13162, Euroclase F de reacción al fuego, con código de designación MW-UNE-EN 13162-T1-Z3.	1,95	2,7	5,27 €		
mt16aaa030	m	Cinta autoadhesiva para sellado de juntas	5,70	0,3	1,71 €		
mt13ccg010a	m ²	Chapa perfilada de acero galvanizado, espesor 0,6 mm.	1,95	6,25	12,20 €		
--	m ²	Lámina TPT-TEDLAR para cubierta posterior de módulos fotovoltaicos	3,16	11	34,76 €		
--	Ud.	Células solares C-SUN monocristalinas de 156x156mm. Con potencia máxima de 4,92 W, I _{sc} de 9,42A. y U _{oc} de 0,644V.	50	4,98	249,00 €		
--	m ²	Lámina EVA para encapsulado de células solares	3,16	5	15,80 €		
mt13ccg010a	m ²	Chapa perfilada de acero galvanizado, espesor 0,6 mm.	2,15	0,3	0,65 €		
--	m	Cinta conductora de cobre de 3,2mm.	16,00	3,34	53,44 €		
--	--	Cables y conectores	--	18	18,00 €		
--	Ud.	Diodos de protección	5	5	25,00 €		
--	m	Espuma de caucho cordón EPDM de 2mm de espesor, color negro	5,70	0,471	2,69 €		
Sub-total Materiales (1)					434,35 €		
FABRICACIÓN							
Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe		
mo051	h	Oficial de 1era. Montador de cerramientos industriales	0,2	17,820	3,56 €		
mo098	h	Ayudante de 1era. Montador de cerramientos industriales	0,2	16,100	3,22 €		
mo003	h	Oficial de 1era electricista	0,4	17,820	7,13 €		
Sub-total Manufactura (2)					13,91 €		
OTROS COSTES							
Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe		
--	Ud.	Utilidades, depreciación y otros	1	44,826	44,83 €		
Sub-total Otros Costes (3)					44,83 €		
TOTAL (1+2+3)					493,09 €		
Área p/ módulo				1,91	m ²		
TOTAL (1+2+3) por m²					258,37 €		

7.3. Presupuesto de la Instalación

El presupuesto realizado para el montaje de la instalación se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11. Presupuesto montaje de cubierta

Presupuesto Cubierta Fotovoltaica Integrada					Fecha:	15/08/2016	
MATERIALES							
Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe		
Equipos							
--	m ²	Módulo solar fotovoltaico integrado de células de silicio monocristalino para cerramiento de cubierta inclinada con pendiente mínima del 10%, potencia máxima de 231,26 W, Isc de 9,13 y Uoc de 31,23V. Eficiencia de 14,92%, 50 células en serie. Con caja de conexiones	18,60	258,37 €	4.805,74 €		
--	Ud.	Regulador Maximizador BlueSolar MPPT 100/50 automático	2	270	540,00 €		
--	Ud.	Batería EnerSol T 880- EXIDE, 12V.	2,00	1269	2.538,00 €		
--	Ud.	Inversor Phoenix 24/5000 - VICTRON	2	1945,8	3.891,60 €		
Accesorios y remates							
mt13ccg030d	Ud.	Tornillo autorroscante de 6,5x 180 mm de acero inoxidable, con arandela.	56	0,63	35,28 €		
--	m	Remate Estándar: cumbre simple de 0,6mm de espesor	16,64	21,33	354,93 €		
--	m	Remate lateral de 0,60mm de espesor	48,38	17,82	862,13 €		
--	m	Remate tapa frontal 0,60mm de espesor	15,10	15,75	237,83 €		
Protecciones eléctricas							
--	Ud.	Interruptor seccionador 4 polos 63A	1,00	23,76	23,76 €		
--	Ud.	Protector contra sobre tensiones, bipolar (1P+N), tensión de 230V	2,00	88,51	177,01 €		
--	Ud.	Interruptor automático magnetotérmico de 2x63A. Poder de corte: 6000A.	3,00	3,13	9,39 €		
--	Ud.	Interruptor diferencial electromagnético 2 polos 63A 30mA Clase A inmunizado - O.Electric	1,00	16,54	16,54 €		
--	--	Material eléctrico para conexión de la instalación: cajas, cables, conectores, fusibles.	1,00	103,20 €	103,20 €		
					Sub-total Materiales (1)		13.595,41 €
MANO DE OBRA							
Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe		
mo051	h	Oficial de 1era. Montador de cerramientos industriales	8	17,820	142,56 €		
mo098	h	Ayudante de 1era. Montador de cerramientos industriales	8	16,100	128,80 €		
mo003	h	Oficial de 1era electricista	16	17,820	285,12 €		
	h	Ayudante de 1era. electricista	16	16,100	257,60 €		
					Sub-total Mano de Obra (2)		257,60 €
EQUIPOS							
Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe		
mmg12a	h	Grúa autopropulsada de 12T.	8	57,33	458,64 €		
					Sub-total Equipos (3)		458,64 €
Costes directos complementarios							
Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe		
--	Ud.	Prestaciones y Seguridad	4	31,800	127,20 €		
					Sub-total Costes complementarios (4)		127,20 €
					IVA (10%)		1.443,89 €
					TOTAL (1+2+3+4)		15.882,74 €

7.4. Estimación del coste eléctrico anual

En la Tabla 12 se detallan las consideraciones que se aplicaron para efectuar la estimación:

Tabla 12. Consideraciones para estimación de coste eléctrico anual

Consumo Anual (kWh):	3645,53
Empresa:	IBERDROLA
Potencia Contratada (kWh/día):	10

Posteriormente, se determinó la tasa de incremento del precio de la electricidad en los últimos 5 años, con la finalidad de extrapolar este porcentaje y determinar los aumentos que, de forma estimada, se darían en los próximos 30 años (período de diseño de la instalación). En la Tabla 13 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 13. Evolución del coste kWh en España

Año	Coste kWh/día	Incremento	Incremento Anual
1er Semestre - 2011	0,1597	--	5,45%
2do Semestre - 2011	0,1684	5,45%	
1er Semestre - 2012	0,1766	4,87%	6,17%
2do Semestre - 2012	0,1789	1,30%	
1er Semestre - 2013	0,1752	-2,07%	-0,07%
2do Semestre - 2013	0,1787	2,00%	
1er Semestre - 2014	0,1702	-4,76%	4,59%
2do Semestre - 2014	0,1861	9,34%	
1er Semestre - 2015	0,1815	-2,47%	0,23%
2do Semestre - 2015	0,1864	2,70%	

Fuente: Eurostat

Incremento Anual Estimado	3,3%
----------------------------------	-------------

Por lo que el porcentaje de aumento a considerar en el coste del kWh/día será de 3,3%. El coste por potencia contratada y por alquiler del contador se mantuvo invariable por falta de datos oficiales para realizar una estimación similar.

En la Tabla 14 se puede observar la evolución de los precios de electricidad anualmente.

Tabla 14. Evolución de los precios de electricidad

Año	Precio		
	kWh	Potencia	Contador
2017	0,13 €	348,11 €	6,48 €
2018	0,13 €	348,11 €	6,48 €
2019	0,14 €	348,11 €	6,48 €
2020	0,14 €	348,11 €	6,48 €

Continuación. Tabla 14.

Año	Precio		
	kWh	Potencia	Contador
2021	0,14 €	348,11 €	6,48 €
2022	0,15 €	348,11 €	6,48 €
2023	0,15 €	348,11 €	6,48 €
2024	0,16 €	348,11 €	6,48 €
2025	0,16 €	348,11 €	6,48 €
2026	0,17 €	348,11 €	6,48 €
2027	0,18 €	348,11 €	6,48 €
2028	0,18 €	348,11 €	6,48 €
2029	0,19 €	348,11 €	6,48 €
2030	0,19 €	348,11 €	6,48 €
2031	0,20 €	348,11 €	6,48 €
2032	0,21 €	348,11 €	6,48 €
2033	0,21 €	348,11 €	6,48 €
2034	0,22 €	348,11 €	6,48 €
2035	0,23 €	348,11 €	6,48 €
2036	0,24 €	348,11 €	6,48 €
2037	0,24 €	348,11 €	6,48 €
2038	0,25 €	348,11 €	6,48 €
2039	0,26 €	348,11 €	6,48 €
2040	0,27 €	348,11 €	6,48 €
2041	0,28 €	348,11 €	6,48 €
2042	0,29 €	348,11 €	6,48 €
2043	0,30 €	348,11 €	6,48 €
2044	0,31 €	348,11 €	6,48 €
2045	0,32 €	348,11 €	6,48 €
2046	0,33 €	348,11 €	6,48 €

De la estimación anterior se determinó el coste eléctrico anual en el que se incurriría, cuyos resultados se pueden observar en la Tabla 15.

Tabla 15. Estimación coste eléctrico anual

Año	Coste				Impuesto sobre electricidad (5,113%)	IVA (21%)	TOTAL
	kWh	Potencia	Contador	Sub-total			
2017	462,98 €	348,11 €	6,48 €	817,57 €	23,67 €	171,69 €	1.012,93 €
2018	478,26 €	348,11 €	6,48 €	832,85 €	24,45 €	174,90 €	1.032,20 €
2019	494,04 €	348,11 €	6,48 €	848,63 €	25,26 €	178,21 €	1.052,11 €
2020	510,35 €	348,11 €	6,48 €	864,94 €	26,09 €	181,64 €	1.072,67 €
2021	527,19 €	348,11 €	6,48 €	881,78 €	26,96 €	185,17 €	1.093,91 €
2022	544,59 €	348,11 €	6,48 €	899,18 €	27,84 €	188,83 €	1.115,85 €
2023	562,56 €	348,11 €	6,48 €	917,15 €	28,76 €	192,60 €	1.138,51 €
2024	581,12 €	348,11 €	6,48 €	935,71 €	29,71 €	196,50 €	1.161,92 €
2025	600,30 €	348,11 €	6,48 €	954,89 €	30,69 €	200,53 €	1.186,11 €

Continuación. Tabla 15.

Año	Coste				Impuesto sobre electricidad (5,113%)	IVA (21%)	TOTAL
	kWh	Potencia	Contador	Sub-total			
2026	620,11 €	348,11 €	6,48 €	974,70 €	31,71 €	204,69 €	1.211,09 €
2027	640,57 €	348,11 €	6,48 €	995,16 €	32,75 €	208,98 €	1.236,90 €
2028	661,71 €	348,11 €	6,48 €	1.016,30 €	33,83 €	213,42 €	1.263,56 €
2029	683,55 €	348,11 €	6,48 €	1.038,14 €	34,95 €	218,01 €	1.291,09 €
2030	706,10 €	348,11 €	6,48 €	1.060,69 €	36,10 €	222,75 €	1.319,54 €
2031	729,40 €	348,11 €	6,48 €	1.083,99 €	37,29 €	227,64 €	1.348,93 €
2032	753,48 €	348,11 €	6,48 €	1.108,07 €	38,53 €	232,69 €	1.379,28 €
2033	778,34 €	348,11 €	6,48 €	1.132,93 €	39,80 €	237,92 €	1.410,64 €
2034	804,03 €	348,11 €	6,48 €	1.158,62 €	41,11 €	243,31 €	1.443,03 €
2035	830,56 €	348,11 €	6,48 €	1.185,15 €	42,47 €	248,88 €	1.476,50 €
2036	857,97 €	348,11 €	6,48 €	1.212,56 €	43,87 €	254,64 €	1.511,06 €
2037	886,28 €	348,11 €	6,48 €	1.240,87 €	45,32 €	260,58 €	1.546,77 €
2038	915,53 €	348,11 €	6,48 €	1.270,12 €	46,81 €	266,72 €	1.583,65 €
2039	945,74 €	348,11 €	6,48 €	1.300,33 €	48,36 €	273,07 €	1.621,75 €
2040	976,95 €	348,11 €	6,48 €	1.331,54 €	49,95 €	279,62 €	1.661,11 €
2041	1.009,19 €	348,11 €	6,48 €	1.363,78 €	51,60 €	286,39 €	1.701,77 €
2042	1.042,49 €	348,11 €	6,48 €	1.397,08 €	53,30 €	293,39 €	1.743,77 €
2043	1.076,89 €	348,11 €	6,48 €	1.431,48 €	55,06 €	300,61 €	1.787,16 €
2044	1.112,43 €	348,11 €	6,48 €	1.467,02 €	56,88 €	308,07 €	1.831,97 €
2045	1.149,14 €	348,11 €	6,48 €	1.503,73 €	58,76 €	315,78 €	1.878,27 €
2046	1.187,06 €	348,11 €	6,48 €	1.541,65 €	60,69 €	323,75 €	1.926,09 €

7.5. Amortización de la inversión

Posteriormente, para el desarrollo del Plan de Amortización de la instalación se consideró que la vida útil del acumulador es de 10 años, por lo que éste deberá reemplazarse en 2 ocasiones durante el período de diseño de la instalación.

En la Tabla 16, se muestra el valor estimado de la inversión.

Tabla 16. Valor de inversión

Año	Descripción	Importe
2016	Inversión Inicial	15.882,74 €
2026	Reemplazo del acumulador	2.820,00 €
2036	Reemplazo del acumulador	2.820,00 €

Para la estimación se decidió no tomar en consideración una variación en el precio del acumulador. Sin embargo, las estadísticas muestran que el coste de los elementos que componen una instalación fotovoltaica tienen tendencia a disminuir gracias a la constante creación de nuevas tecnologías de fabricación cada vez más eficientes, y a las numerosas políticas energéticas impulsadas mundialmente.

Finalmente, se efectuó el Plan de Amortización de la instalación cuyos resultados se pueden observar en la Tabla 17.

Tabla 17. Plan de amortización de la instalación

Período	Costo Amortizable	Amortización			Importe Por Amortizar
		Tasa %	Período	Acumulada	
2016	15.882,74	3,33%	529,42 €	529,42 €	15.353,32 €
2017	15.882,74	3,33%	529,42 €	1.058,85 €	14.823,89 €
2018	15.882,74	3,33%	529,42 €	1.588,27 €	14.294,47 €
2019	15.882,74	3,33%	529,42 €	2.117,70 €	13.765,04 €
2020	15.882,74	3,33%	529,42 €	2.647,12 €	13.235,62 €
2021	15.882,74	3,33%	529,42 €	3.176,55 €	12.706,19 €
2022	15.882,74	3,33%	529,42 €	3.705,97 €	12.176,77 €
2023	15.882,74	3,33%	529,42 €	4.235,40 €	11.647,34 €
2024	15.882,74	3,33%	529,42 €	4.764,82 €	11.117,92 €
2025	15.882,74	3,33%	529,42 €	5.294,25 €	10.588,49 €
2026	18.702,74	4,34%	811,42 €	6.105,67 €	12.597,07 €
2027	18.702,74	4,34%	811,42 €	6.917,10 €	11.785,64 €
2028	18.702,74	4,34%	811,42 €	7.728,52 €	10.974,22 €
2029	18.702,74	4,34%	811,42 €	8.539,95 €	10.162,79 €
2030	18.702,74	4,34%	811,42 €	9.351,37 €	9.351,37 €
2031	18.702,74	4,34%	811,42 €	10.162,79 €	8.539,95 €
2032	18.702,74	4,34%	811,42 €	10.974,22 €	7.728,52 €
2033	18.702,74	4,34%	811,42 €	11.785,64 €	6.917,10 €
2034	18.702,74	4,34%	811,42 €	12.597,07 €	6.105,67 €
2035	18.702,74	4,34%	811,42 €	13.408,49 €	5.294,25 €
2036	21.522,74	3,77%	811,42 €	14.219,92 €	7.302,82 €
2037	21.522,74	3,77%	811,42 €	15.031,34 €	6.491,40 €
2038	21.522,74	3,77%	811,42 €	15.842,77 €	5.679,97 €
2039	21.522,74	3,77%	811,42 €	16.654,19 €	4.868,55 €
2040	21.522,74	3,77%	811,42 €	17.465,62 €	4.057,12 €
2041	21.522,74	3,77%	811,42 €	18.277,04 €	3.245,70 €
2042	21.522,74	3,77%	811,42 €	19.088,47 €	2.434,27 €

Continuación. Tabla 17.

Período	Costo Amortizable	Amortización			Importe Por Amortizar
		Tasa %	Período	Acumulada	
2043	21.522,74	3,77%	811,42 €	19.899,89 €	1.622,85 €
2044	21.522,74	3,77%	811,42 €	20.711,32 €	811,42 €
2045	21.522,74	3,77%	811,42 €	21.522,74 €	0,00 €

Los resultados indican que amortizar el coste de la instalación durante su período de diseño correspondería con un pago anual de 529,42€ durante los primeros 10 años y luego un pago anual de 811,42€ para cubrir el reemplazo de los equipos. Ambos importes a largo plazo muestran un ahorro en coste eléctrico alrededor de un 20% anual.

No obstante, para mostrar el ahorro que implica la instalación fotovoltaica se realizó una comparativa en función del coste eléctrico anual.

En la Tabla 18 se muestra el ahorro eléctrico anual que se tiene con la instalación fotovoltaica.

Tabla 18. Ahorro eléctrico anual y acumulado

Período	Costo Consumo Eléctrico	Ahorro Anual	Ahorro Acumulado
2016	1.012,93 €	483,51 €	483,51 €
2017	1.032,20 €	502,78 €	986,29 €
2018	1.052,11 €	522,68 €	1.508,97 €
2019	1.072,67 €	543,24 €	2.052,21 €
2020	1.093,91 €	564,48 €	2.616,69 €
2021	1.115,85 €	586,42 €	3.203,12 €
2022	1.138,51 €	609,09 €	3.812,20 €
2023	1.161,92 €	632,50 €	4.444,70 €
2024	1.186,11 €	656,68 €	5.101,38 €
2025	1.211,09 €	681,67 €	5.783,05 €
2026	1.236,90 €	425,47 €	6.208,52 €
2027	1.263,56 €	452,13 €	6.660,65 €
2028	1.291,09 €	479,67 €	7.140,32 €
2029	1.319,54 €	508,12 €	7.648,44 €
2030	1.348,93 €	537,50 €	8.185,94 €
2031	1.379,28 €	567,86 €	8.753,80 €
2032	1.410,64 €	599,22 €	9.353,02 €
2033	1.443,03 €	631,61 €	9.984,63 €
2034	1.476,50 €	665,07 €	10.649,70 €
2035	1.511,06 €	699,64 €	11.349,34 €

Continuación. Tabla 18.

Período	Costo Consumo Eléctrico	Ahorro anual	Ahorro acumulado
2036	1.546,77 €	735,34 €	12.084,68 €
2037	1.583,65 €	772,23 €	12.856,91 €
2038	1.621,75 €	810,33 €	13.667,23 €
2039	1.661,11 €	849,69 €	14.516,92 €
2040	1.701,77 €	890,35 €	15.407,27 €
2041	1.743,77 €	932,35 €	16.339,61 €
2042	1.787,16 €	975,73 €	17.315,34 €
2043	1.831,97 €	1.020,55 €	18.335,89 €
2044	1.878,27 €	1.066,84 €	19.402,74 €
2045	1.926,09 €	1.114,67 €	20.517,41 €

La instalación fotovoltaica permite obtener un ahorro acumulado durante su período de diseño de 20.517,41€, lo que implica un índice de retorno de la inversión de un 95,3% es decir, el usuario recupera en un 95,3% el importe invertido lo que evidencia la rentabilidad de la aplicación de una instalación fotovoltaica doméstica para autoabastecerse.

7.6. Ventajas y desventajas económicas

7.6.1. Ventajas

- La instalación posee alta rentabilidad a largo plazo, permitiendo recuperar casi la totalidad de la inversión, en torno al 95%.
- La mayoría de los componentes que conforman la instalación tienen una vida útil superior a los 20 años, por lo que se tiene un amplio período para la amortización de la inversión.
- El importe de amortización anual de la instalación fotovoltaica es menor que el coste anual que se tendría por consumo eléctrico.
- Los costes de mantenimiento son bajos.
- Tendencia al descenso de los precios de los equipos que conforman la instalación fotovoltaica, lo que con el tiempo lo hará más accesible para los usuarios domésticos.

7.6.2. Desventajas

- Requiere de una inversión inicial grande.
- Se necesitan de largos períodos para amortizar el valor de la inversión, superior a los 15 años.
- La existencia de limitaciones presupuestarias en cuanto a la capacidad que se puede instalar.

Conclusiones

El desarrollo del proyecto permitió evaluar la posible integración arquitectónica de la instalación fotovoltaica al sistema de cubierta de viviendas unifamiliares, no solo comprobando que ésta integración es posible, sino que incluso es posible considerando la variable económica.

El diseño del módulo integrado propuesto es una prueba fehaciente de que existen grandes posibilidades de integración de esta tecnología en viviendas, por lo que el módulo fotovoltaico pasa a ser un elemento constructivo de gran valor estético sin dejar de lado su función energética, mostrando un rendimiento elevado y una potencia superior a los 230W.

Por otro lado, el diseño de la cubierta fotovoltaica permitió evaluar todos los parámetros y consideraciones que se deben tener para el desarrollo de una instalación solar fotovoltaica autónoma, principalmente aquellas que varían en función de las condiciones climáticas del emplazamiento del proyecto: latitud, temperatura ambiente, condiciones de radiación solar; las cuales afectan directamente en el diseño de la instalación fotovoltaica.

En el caso del emplazamiento del proyecto, Venezuela es un país con un alto potencial de aprovechamiento de la energía solar, que al estar ubicado en el trópico presenta numerosas condiciones climáticas favorables. La principal a considerar es la radiación solar media mensual la cual, presenta valores elevados en la mayor parte del territorio y casi invariables a lo largo del año por lo que las instalaciones fotovoltaicas mantienen un rendimiento elevado durante todo el año.

Asimismo, el diseño de una cubierta fotovoltaica integrada arquitectónicamente implicó considerar la instalación fotovoltaica desde la fase de anteproyecto para así definir variables claves que permiten asegurar un rendimiento elevado de la instalación fotovoltaica: orientación e inclinación del sistema de cubierta, número de módulos necesarios para lograr el autoabastecimiento, superficie de captación necesaria, así como también variables climáticas como temperatura media, dirección de los vientos dominantes, entre otras.

Como conclusión, cabe mencionar que a pesar de que una de las principales desventajas de la aplicación de este tipo de instalación a una vivienda unifamiliar aislada es la gran inversión económica que requiere, se ha demostrado una alta rentabilidad, que pese al largo período de amortización cuenta con una vida útil compatible con la inversión que se realiza. Dicha inversión finalmente se recupera en un 95%, sin mencionar que se cuenta con un sistema de abastecimiento limpio, con un impacto ambiental prácticamente nulo y cuyos recursos son ilimitados al provenir de una fuente de energía renovable.

Referencias Bibliográficas

- Asociación de Empresas de Energías Renovables en Europa. (s.f.). *APPA*. Obtenido de http://www.appa.es/09fotovoltaica/09que_es.php
- Borja S., M. (2012). *Metodología de la investigación científica para ingenieros*.
- Clemente Alfonso, R. (2006). *Diseño de una cubierta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica*. Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona.
- Díaz, T., & Carmona, G. (2010). *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. Madrid: McGraw Hill. Obtenido de assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf
- (2007). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación.
- EnergyNews. (Junio de 2015). "Se pone en marcha la mayor planta fotovoltaica de Venezuela". *EnergyNews*.
- IDAE. (2009). Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de la Red. Madrid.
- ISOPAN. (2013). Manual de instalación y montaje de módulos aislantes.
- Ministerio de Industria, T. y. (2005). Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. España. Obtenido de <http://fempa.es/rebt/>
- Parera, R. G. (2008). *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1,1 MW*. Trabajo Final de Grado, Universitat Rovira i Virgili, Tarragona.
- Perales Benito, T. (2005). *Guía del Instalador de Energías Renovables*.
- Posso, G. G. (2014). Estimación del potencial de energía solar en Venezuela. *Revista Geográfica Venezolana*, 27-43.
- Redondo Rivera, Ó. (2015). *Sistemas de Energías Renovables en Edificios*. España.
- RENOVETEC. (2010). Historia de la energía solar fotovoltaica. Madrid. Obtenido de www.renovetec.com
- UPC, E. T. (2013). *La Energía Solar Fotovoltaica*. Terrassa.

Índice de Figuras

<i>Figura 1. Evolución de la producción y el coste del vatio pico.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2. Instalación fotovoltaica en poblado Los Cedros, Venezuela</i>	<i>12</i>
<i>Figura 3. Variabilidad espacial de la radiación en kWh/m²día generado mediante Kriging Ordinario</i>	<i>14</i>
<i>Figura 4. Geometría solar</i>	<i>15</i>
<i>Figura 5. Esquema de sección de una célula fotoeléctrica</i>	<i>16</i>
<i>Figura 6. Curva Intensidad vs. Tensión de una célula solar.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 7. Partes de un módulo fotovoltaico.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 8. Esquema en sección de un módulo fotovoltaico</i>	<i>22</i>
<i>Figura 9. Variación de la intensidad y potencia de un módulo solar según la conexión de sus células.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 10. Factor de forma de un módulo solar.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 11. Eficiencia teórica de una célula solar de silicio</i>	<i>24</i>
<i>Figura 12. Disposición de diodos de by pass en un módulo solar.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 13. Disposición de diodos de protección y de by pass en un campo de varios módulos.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 14. Relé tipo Mosfet</i>	<i>27</i>
<i>Figura 15. Fases de regulación en la carga de una batería</i>	<i>28</i>
<i>Figura 16. Diagrama longitud del faldón de cubierta vs. Pendiente</i>	<i>36</i>
<i>Figura 17. Detalle de la unión entre módulos.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 18. Paneles sandwich existentes en el mercado.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 19. Módulo integrado propuesto.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 20. Diodo de bypass Vishay.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 21. Diodo de bloqueo Windy Nation.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 22. Esquema de conexión de los diodos de protección del módulo.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 23. Diversidad Climática Venezuela.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 24. Localización Geográfica ciudad de Coro - Médanos de Coro.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 25. Esquema de conexión del generador fotovoltaico.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 26. Esquema de conexión de los diodos de protección</i>	<i>55</i>
<i>Figura 27. Esquema de colocación de los módulos</i>	<i>59</i>
<i>Figura 28. Tornillería perforante especial para fijación sobre correas metálicas.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 29. Esquema puntos de fijación de los módulos</i>	<i>60</i>

<i>Figura 30. Esquema guía para la superposición de los módulos</i>	<i>60</i>
<i>Figura 31. Esquema de conexionado entre módulos</i>	<i>61</i>

Índice de Tablas

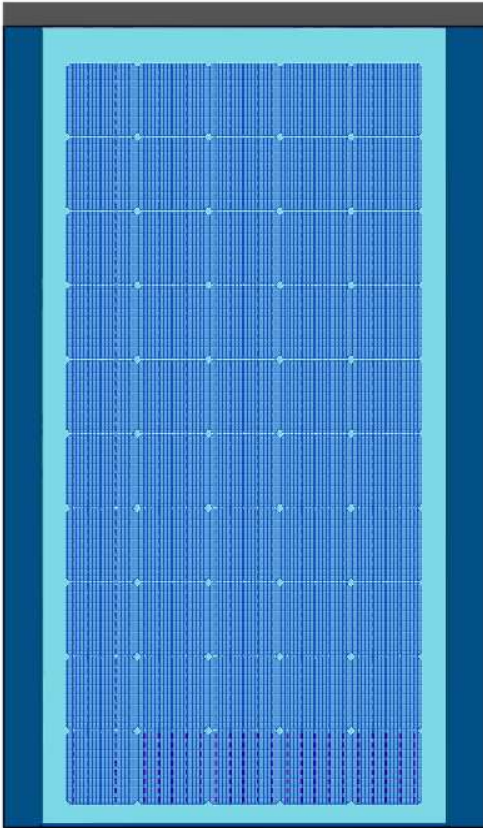
<i>Tabla 1. Características de los principales tipos de baterías</i>	29
<i>Tabla 2. Modelos de baterías de plomo-ácido</i>	30
<i>Tabla 3. Tipos de tornillería utilizados para fijación de sistemas de cubierta</i>	39
<i>Tabla 4. Condiciones ambientales, ciudad de Coro (Venezuela)</i>	49
<i>Tabla 5. Valores de $P_{m\acute{a}x}$, V_{oc} y I_{sc} corregidos</i>	51
<i>Tabla 6. Inclinación óptima del generador fotovoltaico</i>	51
<i>Tabla 7. Consumo energético de la vivienda</i>	52
<i>Tabla 8. Electrodomésticos y consumo energético de la vivienda</i>	56
<i>Tabla 9. Especificaciones Técnicas del inversor</i>	56
<i>Tabla 10. Presupuesto Módulo Integrado</i>	66
<i>Tabla 11. Presupuesto montaje de cubierta</i>	67
<i>Tabla 12. Consideraciones para estimación de coste eléctrico anual</i>	68
<i>Tabla 13. Evolución del coste kWh en España</i>	68
<i>Tabla 14. Evolución de los precios de electricidad</i>	68
<i>Tabla 15. Estimación coste eléctrico anual</i>	69
<i>Tabla 16. Valor de inversión</i>	70
<i>Tabla 17. Plan de amortización de la instalación</i>	71
<i>Tabla 18. Ahorro eléctrico anual y acumulado</i>	72

Anexos

1. Ficha técnica del módulo integrado
2. Plano del Módulo: Planta y Secciones
3. Plano del Módulo: Ensamblado
4. Plano del Módulo: Esquema de conexionado entre células
5. Plano vivienda unifamiliar: Planta
6. Plano vivienda unifamiliar: Alzados Norte y Sur
7. Plano vivienda unifamiliar: Alzados Este y Oeste
8. Plano vivienda unifamiliar: Vistas
9. Resumen de la Instalación
10. Ficha técnica: Regulador
11. Ficha técnica: Inversor-cargador de baterías
12. Ficha técnica: Acumulador
13. Esquema de conexionado entre módulos
14. Presupuesto del módulo integrado
15. Presupuesto de la Instalación fotovoltaica
16. Plan de amortización de la instalación

Módulo Fotovoltaico Integrado

50 células de silicio monocristalino, marca C-SUN
 Células en serie: 50
 Dimensiones de la célula: 156,75mm x 156,75mm
 Dimensiones del módulo: 1774 mm x 1077 mm Ancho útil: 998mm
 Área del módulo 1,91 m²



Condiciones STC			Condiciones TONC		
T =	25	°C	T =	20	°C
G =	1000	W/m ²	G =	800	W/m ²
AM =	1,5		AM =	1,5	
			T _{TONC} =	45	°C

Características Eléctricas

Potencia máxima (P _{máx}):	231,26	W
Tensión máxima potencia (V _{mp}):	26,63	V.
Corriente máxima potencia (I _{mp}):	8,69	A.
Tensión de circuito abierto (V _{oc}):	31,23	V.
Corriente de cortocircuito (I _{sc}):	9,13	A.
Eficiencia (%):	14,92	

En Condiciones TONC (valores teóricos)

Efic. (%)	P _{mpp} (W)	U _{mpp} (V)	I _{mpp} (A)	U _{oc} (V)	I _{sc} (A)
14,73%	228,25	26,23	8,70	30,77	9,15

Coef. de temperatura

CT _v =	-0,30%	/ °C
CT _i =	0,04%	/ °C

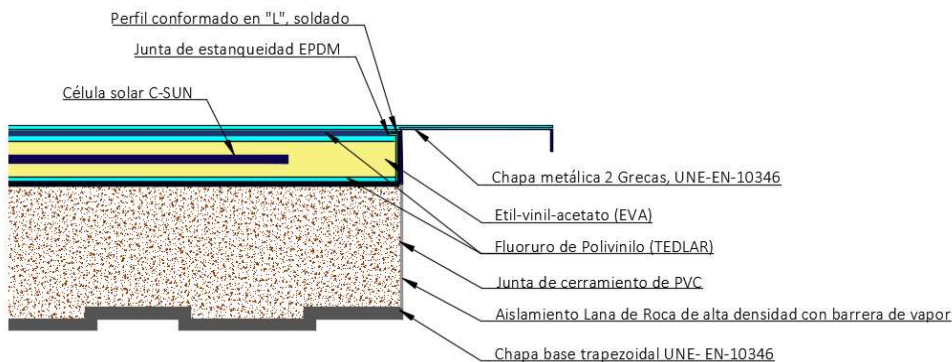
Especificaciones mecánicas y térmicas

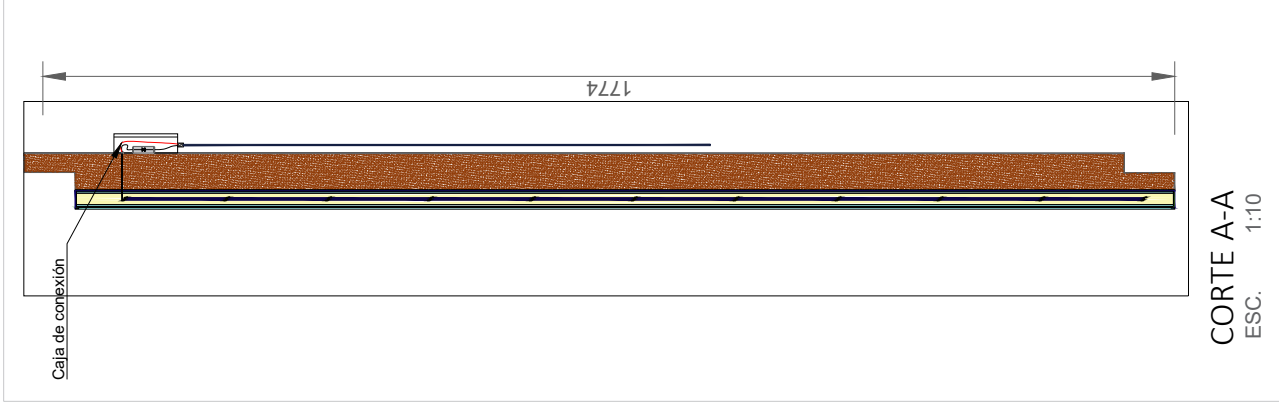
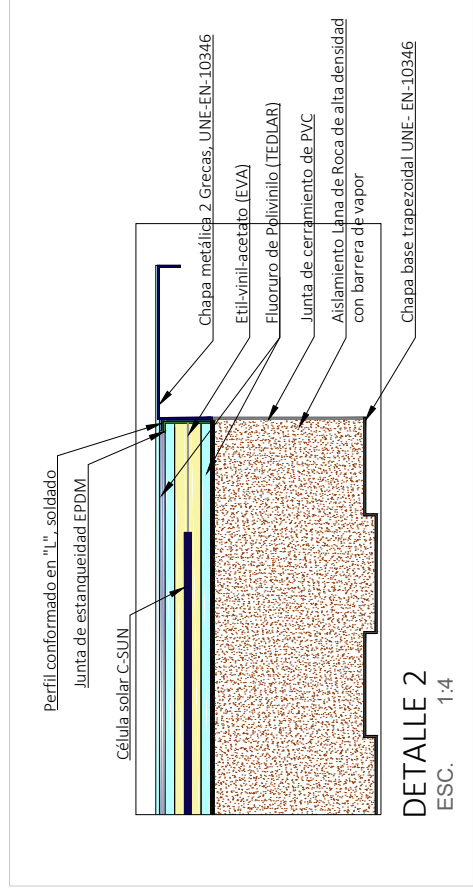
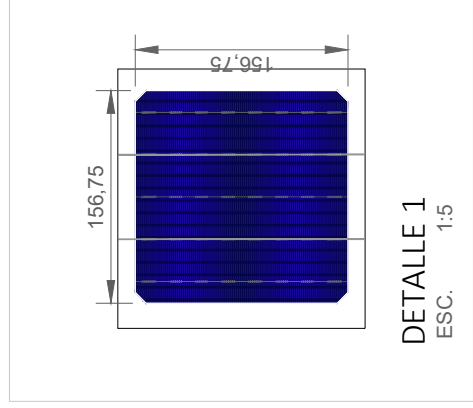
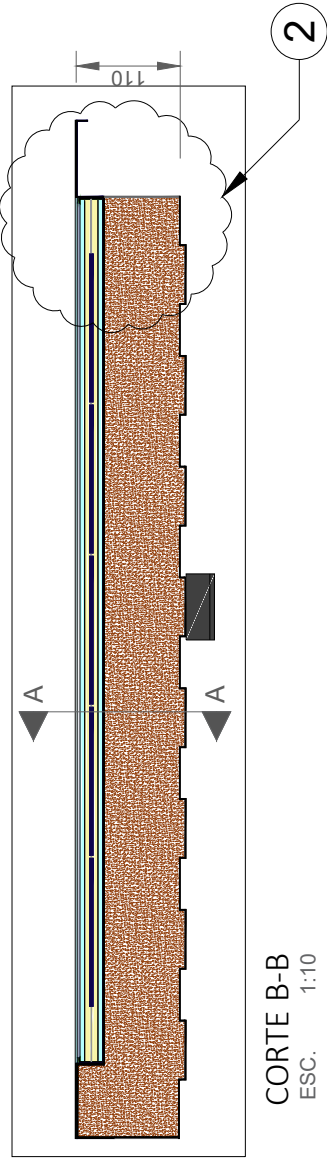
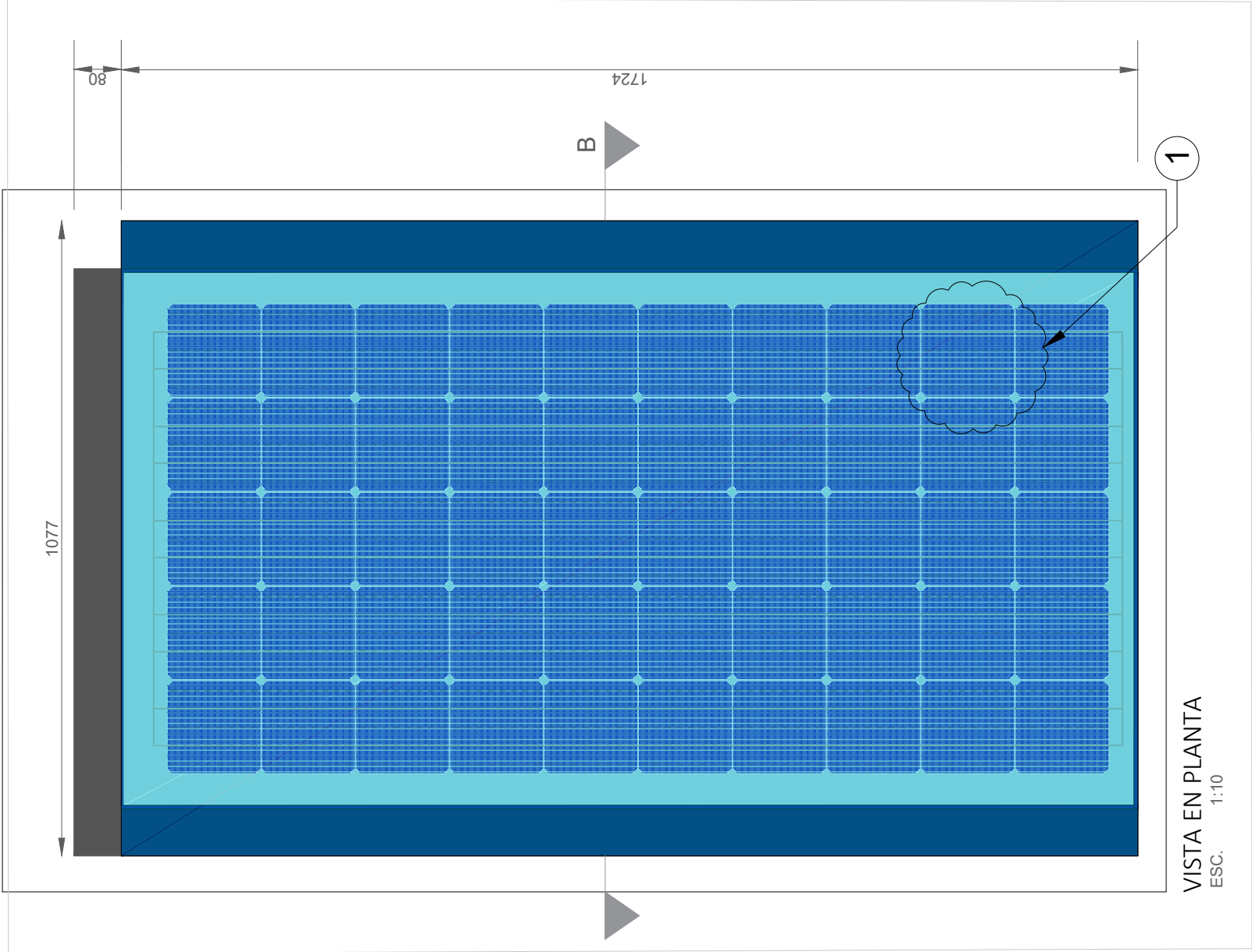
Peso:	22	Kg.
Máx. carga estática:	13,36	kN/m ²
Momento máximo:	2,94	kN · m
Trasmittancia térmica (U):	0,49	W/m ² · K

Características de Temperatura

CT _v =	-0,30%	/ °C
CT _i =	0,04%	/ °C
CT _p =	-0,40%	/ °C

Materiales de construcción:





MATERIAL PROPUESTO	DESCRIPCIÓN
Chapa metálica, base trapezoidal: Acero galvanizado S220GD / Z225, perfil O-0.80.	Tiene como función resistir el peso propio del módulo y cargas de viento. Será el soporte base para el sistema de cubierta, e irá apoyado en las correas.
Lana de roca de alta densidad con barrera de vapor: URSA GLASSWOOL M1021	Como aislamiento térmico y acústico del cerramiento, y barrera de vapor hacia el exterior para evitar condensaciones intersticiales. El elemento se adherirá a las chapas mediante adhesivo orgánico, por ejemplo: IMPRIDAN 500 (DANOSA).
Chapa metálica de 2 grecas: Acero galvanizado S220GD / Z225	Cierre del sistema de cubierta, soporte del módulo fotovoltaico, por lo que deberá resistir el peso propio de éste.
EVA	Encapsulado de las células solares, y evita la entrada de aire o humedades.
Fluoruro de Polivinilo: TEDLAR	Aislamiento eléctrico y protección de las células solares de la radiación UV.
Célula solar - marca CSUN	Célula de silicio monocristalino, de alto rendimiento.
Junta de estanqueidad EPDM	Permite sellar el sistema de humedades.
Perfil conformado "L", LF 40.3	Se propone un perfil de acero galvanizado S220GD soldado en laterales y parte inferior del módulo, para sellar el sistema (hace la función de "marco"), y permite dar soporte al módulo, mediante soldadura TIG.

MATERIALES

PROYECTO:

Diseño de una cubierta fotovoltaica integrada arquitectónicamente: Aplicación a vivienda aislada en Falcón, Venezuela

TÍTULO:

Propuesta de módulo fotovoltaico integrado 1

AUTOR:

Ing. Stephanie Carolina Martínez Romero

TUTOR ACADÉMICO:

Vicente Gómez Lozano
Departamento de Física Aplicada

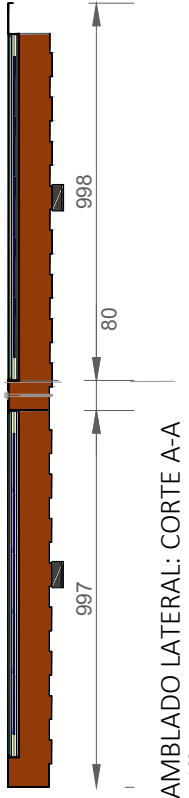
Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Edificación

Universidad Politécnica de Valencia

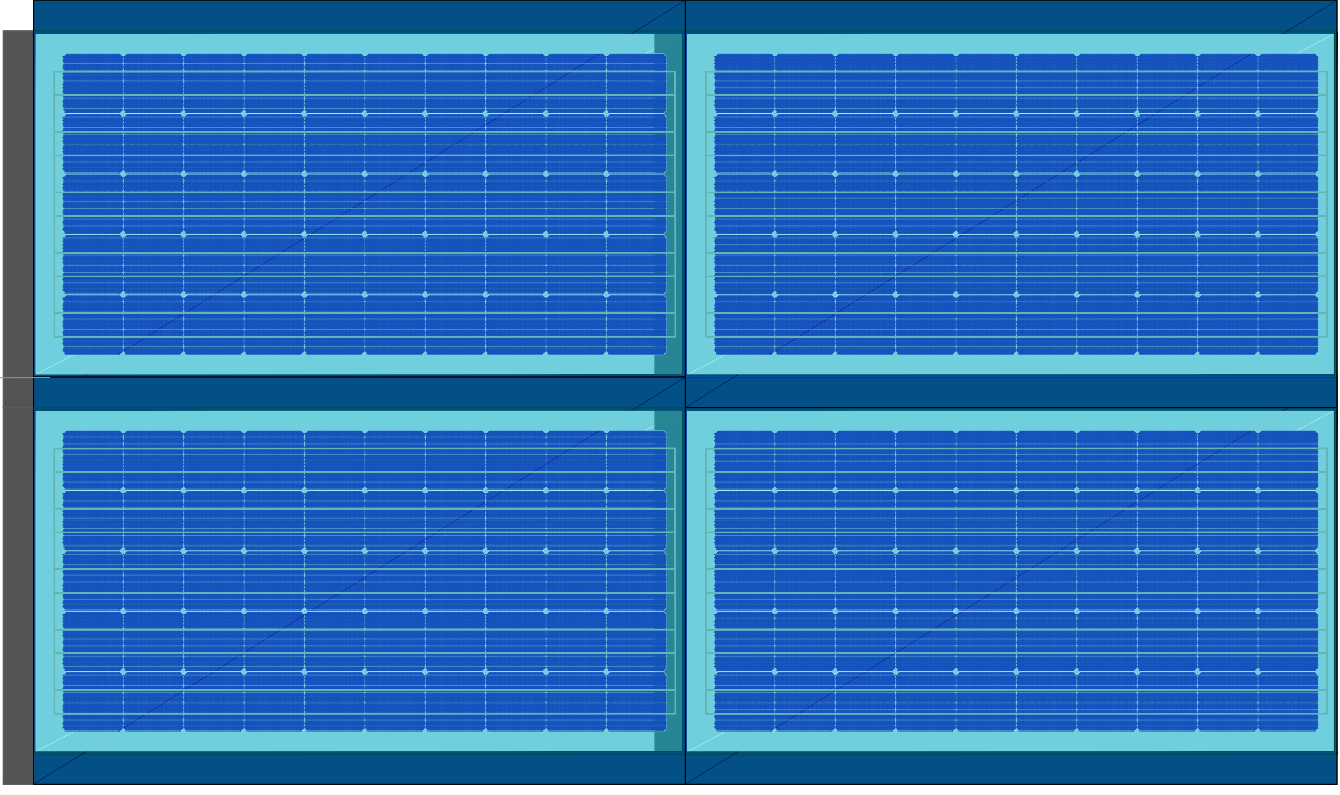
Máster en Edificación: especialidad en Tecnología



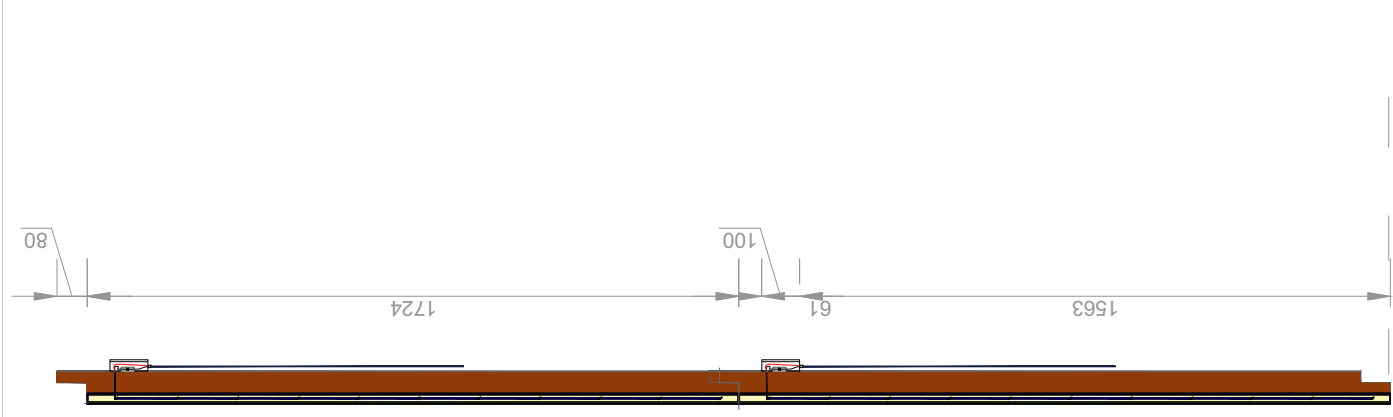
TRABAJO FINAL DE MÁSTER
Curso 2015-16



ENSAMBLADO LATERAL: CORTE A-A
ESC. 1:20



ENSAMBLADO DE MÓDULOS
ESC. 1:20



ENSAMBLADO LATERAL: CORTE B-B
ESC. 1:20

<p>PROYECTO:</p> <p>Diseño de una cubierta fotovoltaica integrada arquitectónicamente: Aplicación a vivienda aislada en Falcón, Venezuela</p>	<p>TÍTULO:</p> <p>Propuesta de módulo fotovoltaico integrado 2</p>	<p>AUTOR:</p> <p>Ing. Stephanie Carolina Martínez Romero</p>	<p>TUTOR ACADÉMICO:</p> <p>Vicente Gómez Lozano Departamento de Física Aplicada</p>	<p>Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Edificación Universidad Politécnica de Valencia</p> <p>Máster en Edificación: especialidad en Tecnología</p>   <p>TRABAJO FINAL DE MÁSTER Curso 2015-16</p>
--	---	---	--	---

PROYECTO:

Diseño de una cubierta fotovoltaica integrada arquitectónicamente: Aplicación a vivienda aislada en Falcón, Venezuela

TÍTULO:

Conexión entre células - Módulo fotovoltaico integrado

AUTOR:

Ing. Stephanie Carolina Martínez Romero

TUTOR ACADÉMICO:

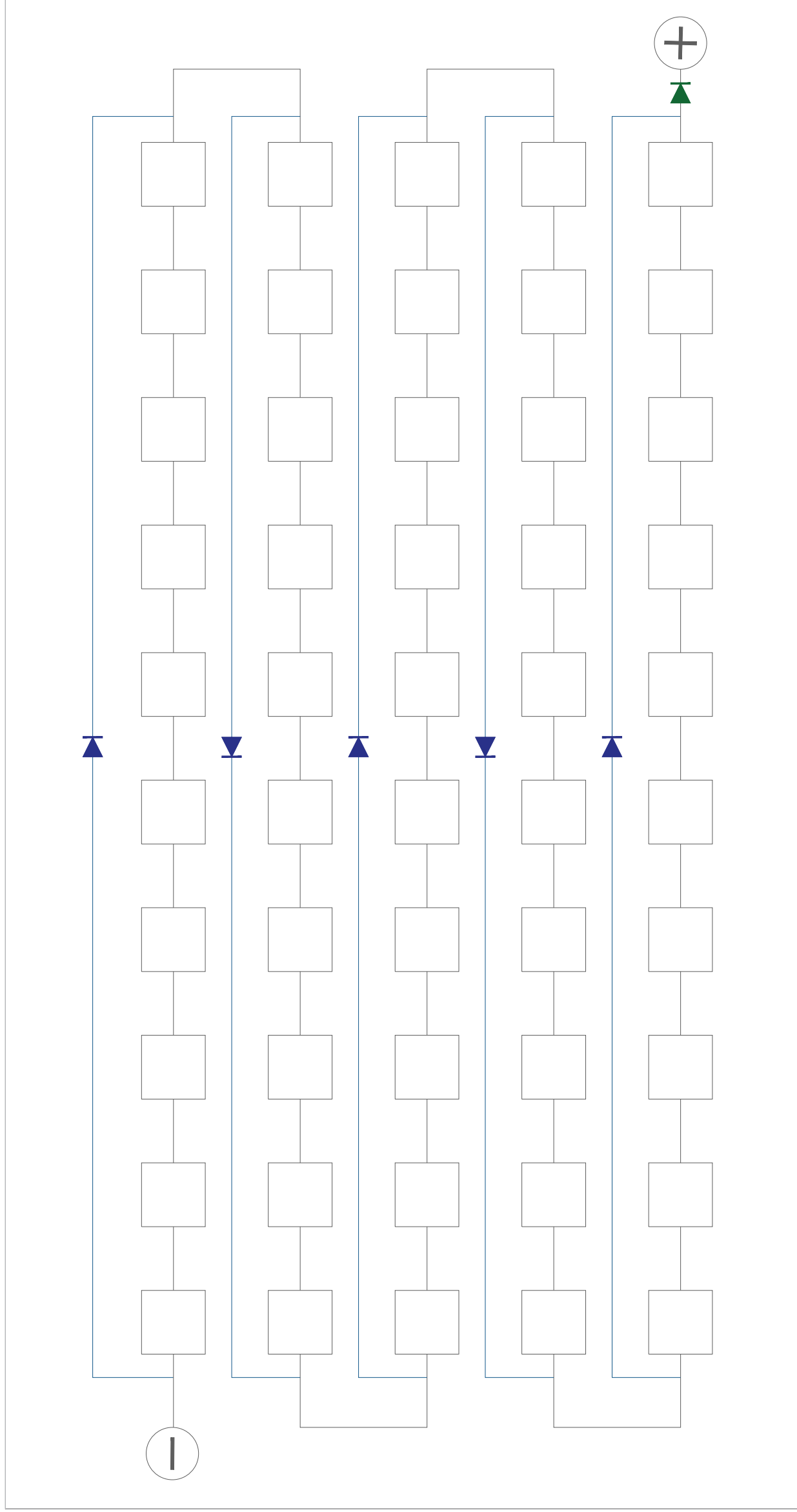
Vicente Gómez Lozano
Departamento de Física Aplicada

Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Edificación
Universidad Politécnica de Valencia

Máster en Edificación: especialidad en Tecnología



TRABAJO FINAL DE MÁSTER
Curso 2015-16



LEYENDA

Diodo de By-pass

Diodo de bloqueo

PROYECTO:

Diseño de una cubierta
fotovoltaica integrada
arquitectónicamente:
Aplicación a vivienda aislada
en Falcón, Venezuela

TÍTULO:

Vivienda Unifamiliar -
Planta

AUTOR:

Ing. Stephanie Carolina
Martínez Romero

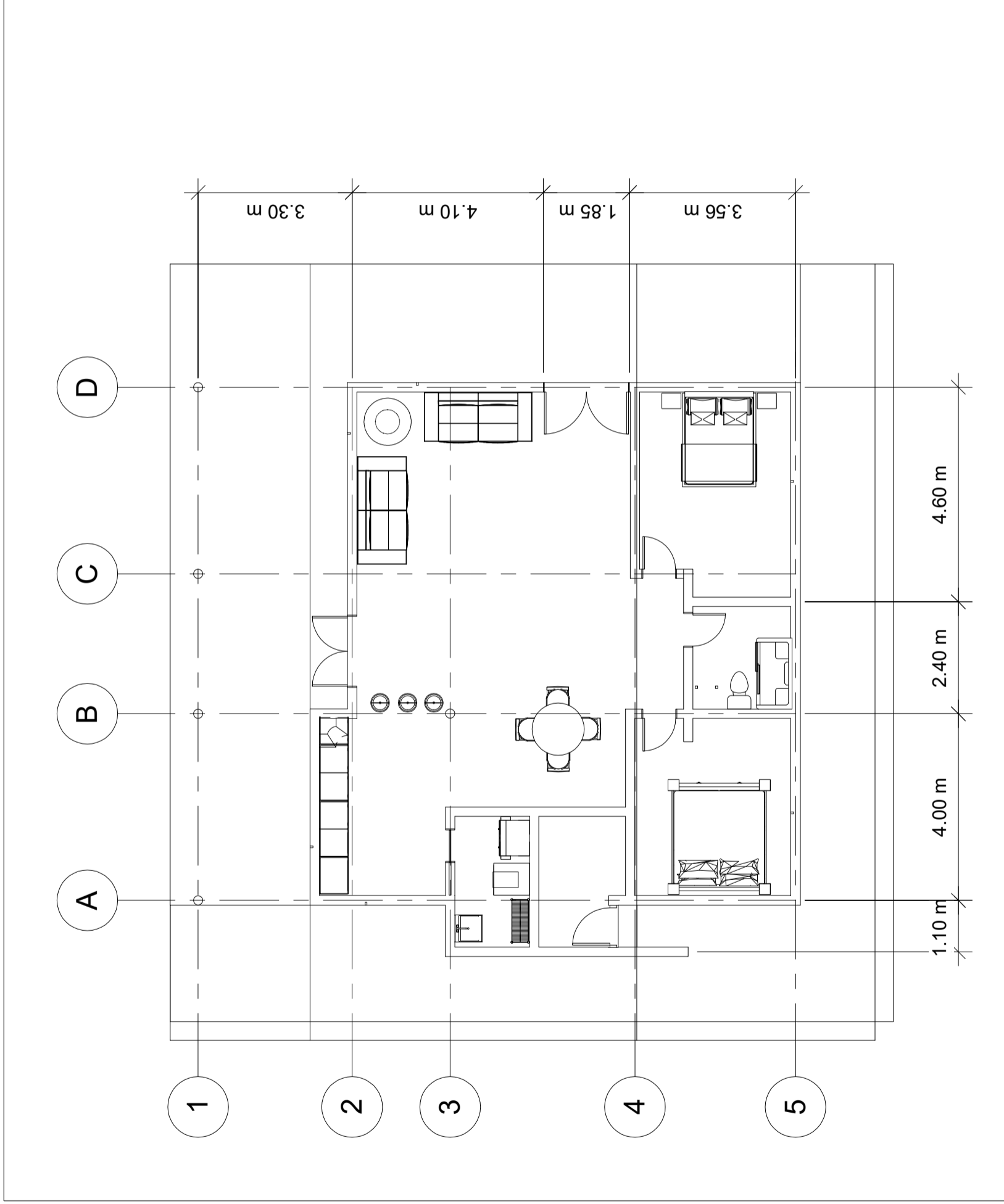
TUTOR ACADÉMICO:

Vicente Gómez Lozano
Departamento de Física Aplicada

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería de la Edificación
Universidad Politécnica de Valencia
Máster en Edificación:
especialidad en
Tecnología

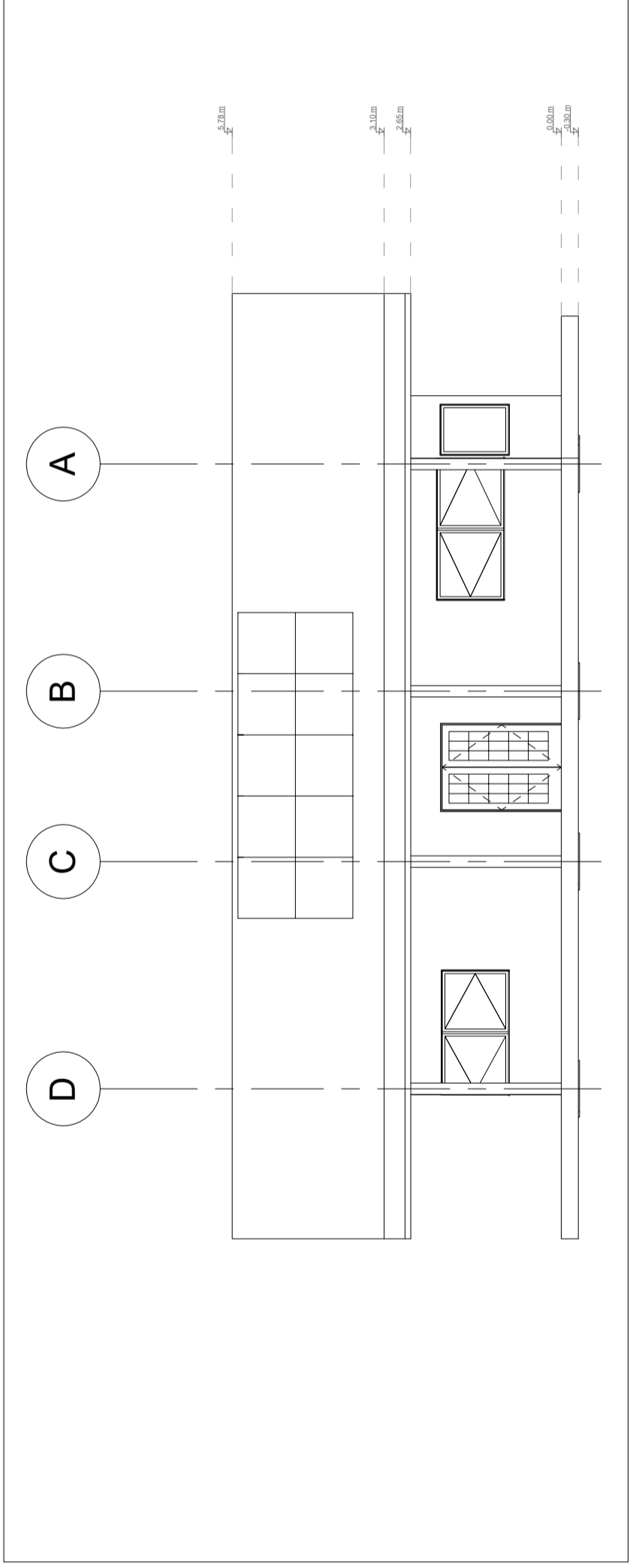


TRABAJO FINAL DE MÁSTER
Curso 2015-16

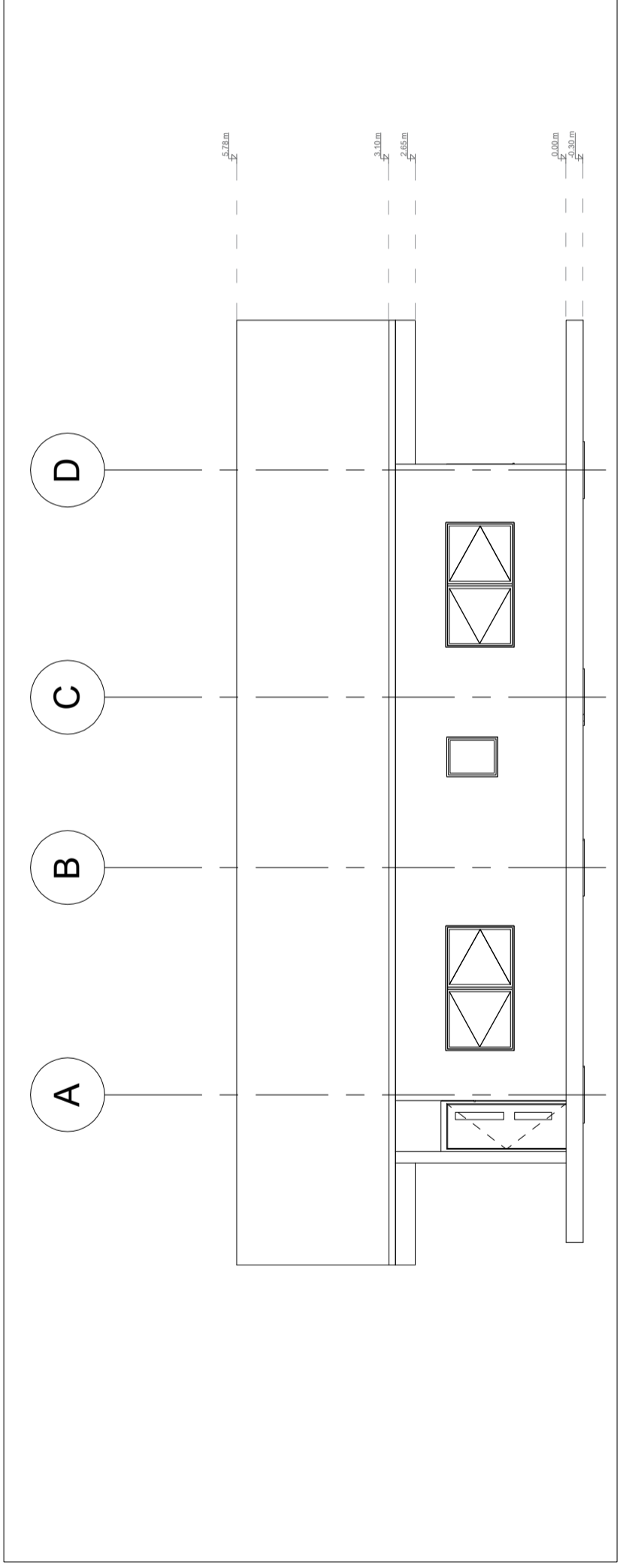


Planta

1 : 100



1 Norte
Esc. 1 : 100



2 Sur
Esc. 1 : 100

PROYECTO:
Diseño de una cubierta fotovoltaica integrada arquitectónicamente: Aplicación a vivienda aislada en Falcón, Venezuela

TÍTULO:
Vivienda Unifamiliar - Alzados 1

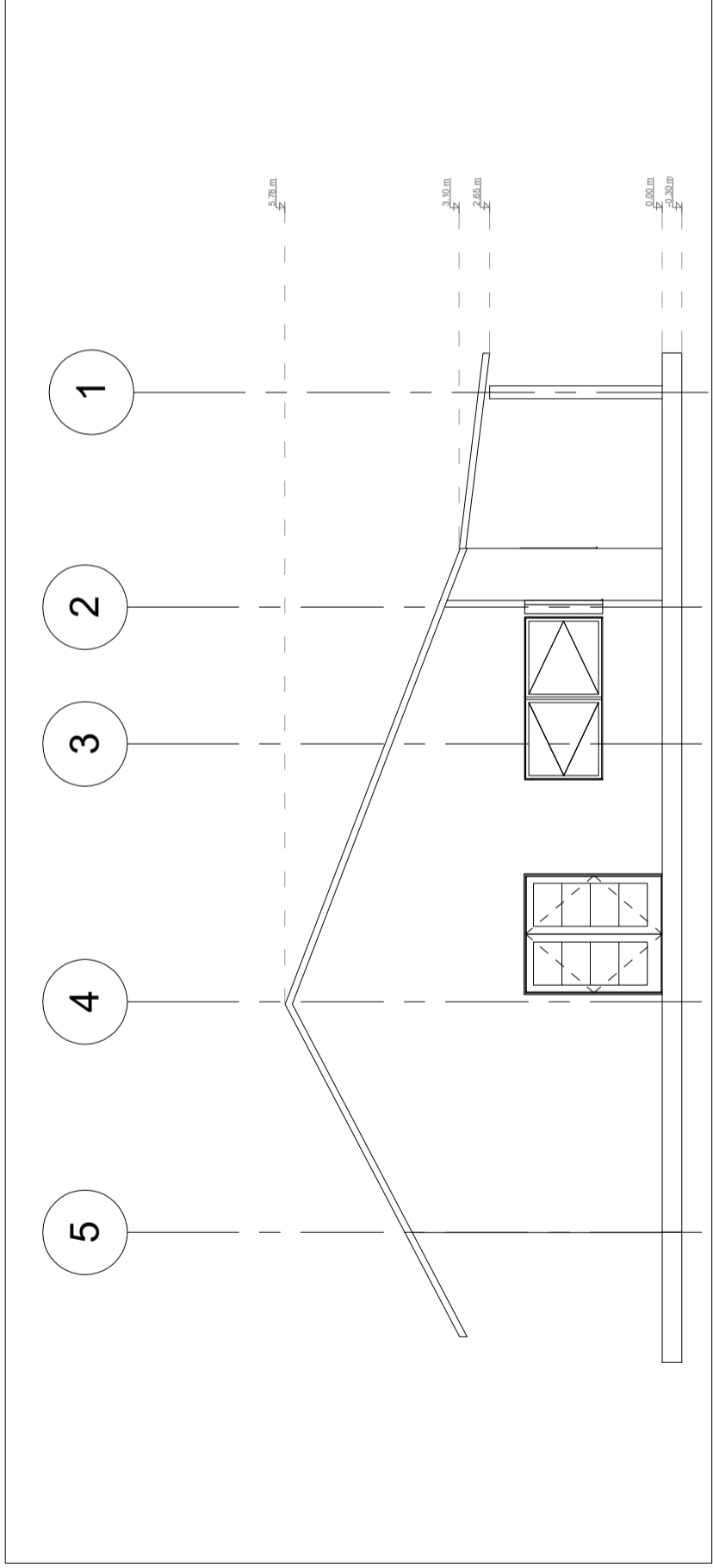
AUTOR:
Ing. Stephanie Carolina Martínez Romero

TUTOR ACADÉMICO:
Vicente Gómez Lozano
Departamento de Física Aplicada

Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Edificación
Universidad Politécnica de Valencia
Máster en Edificación: especialidad en Tecnología

TRABAJO FINAL DE MÁSTER
Curso 2015-16

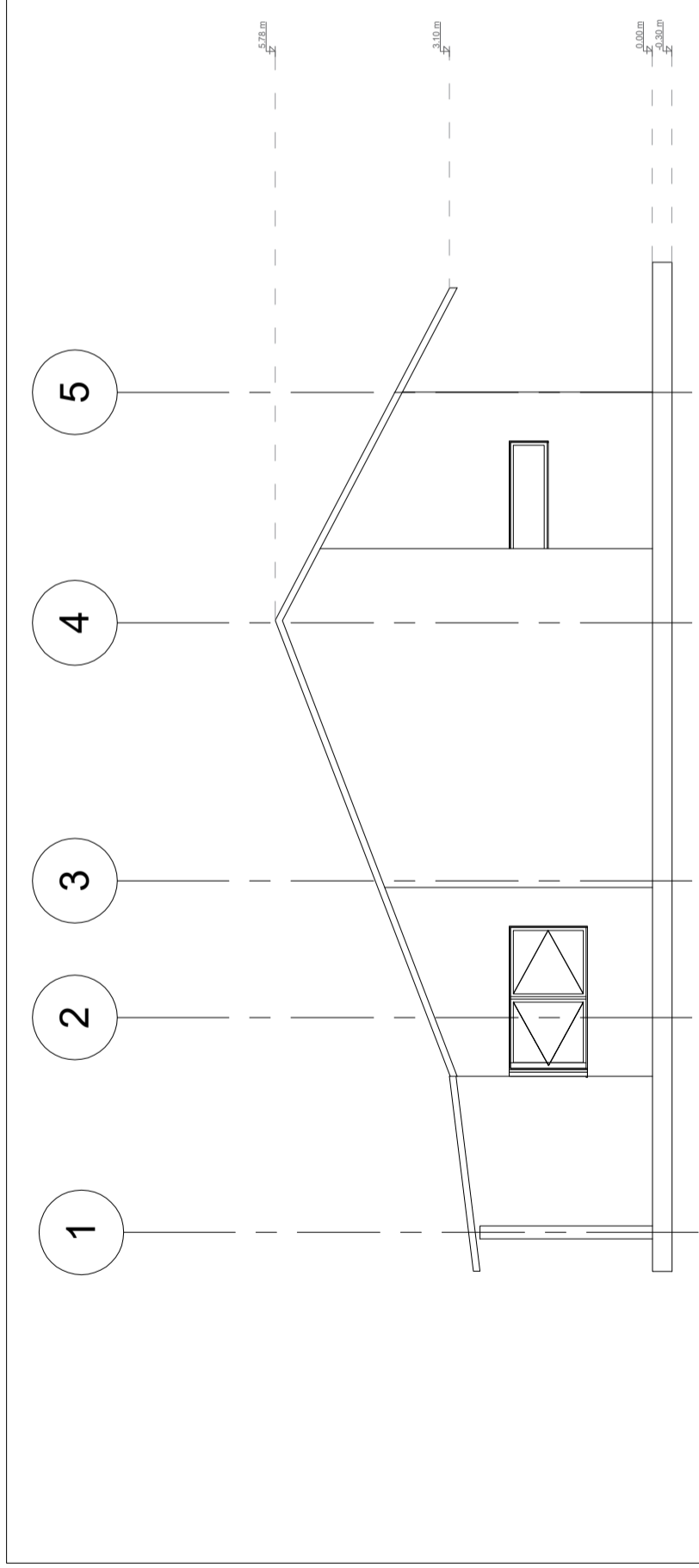




Este

Esc. 1 : 100

1



Oeste

Esc. 1 : 100

2

PROYECTO:

Diseño de una cubierta
fotovoltaica integrada
arquitectónicamente:
Aplicación a vivienda aislada
en Falcón, Venezuela

TÍTULO:

Vivienda Unifamiliar -
Alzados 2

AUTOR:

Ing. Stephanie Carolina
Martínez Romero

TUTOR ACADÉMICO:

Vicente Gómez Lozano
Departamento de Física Aplicada

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería de la Edificación

Universidad Politécnica de Valencia

Máster en Edificación:
especialidad en
Tecnología



TRABAJO FINAL DE MÁSTER
Curso 2015-16

PROYECTO:

Diseño de una cubierta fotovoltaica integrada arquitectónicamente: Aplicación a vivienda aislada en Falcón, Venezuela

TÍTULO:

Vivienda Unifamiliar -
Vistas

AUTOR:

Ing. Stephanie Carolina
Martínez Romero

TUTOR ACADÉMICO:

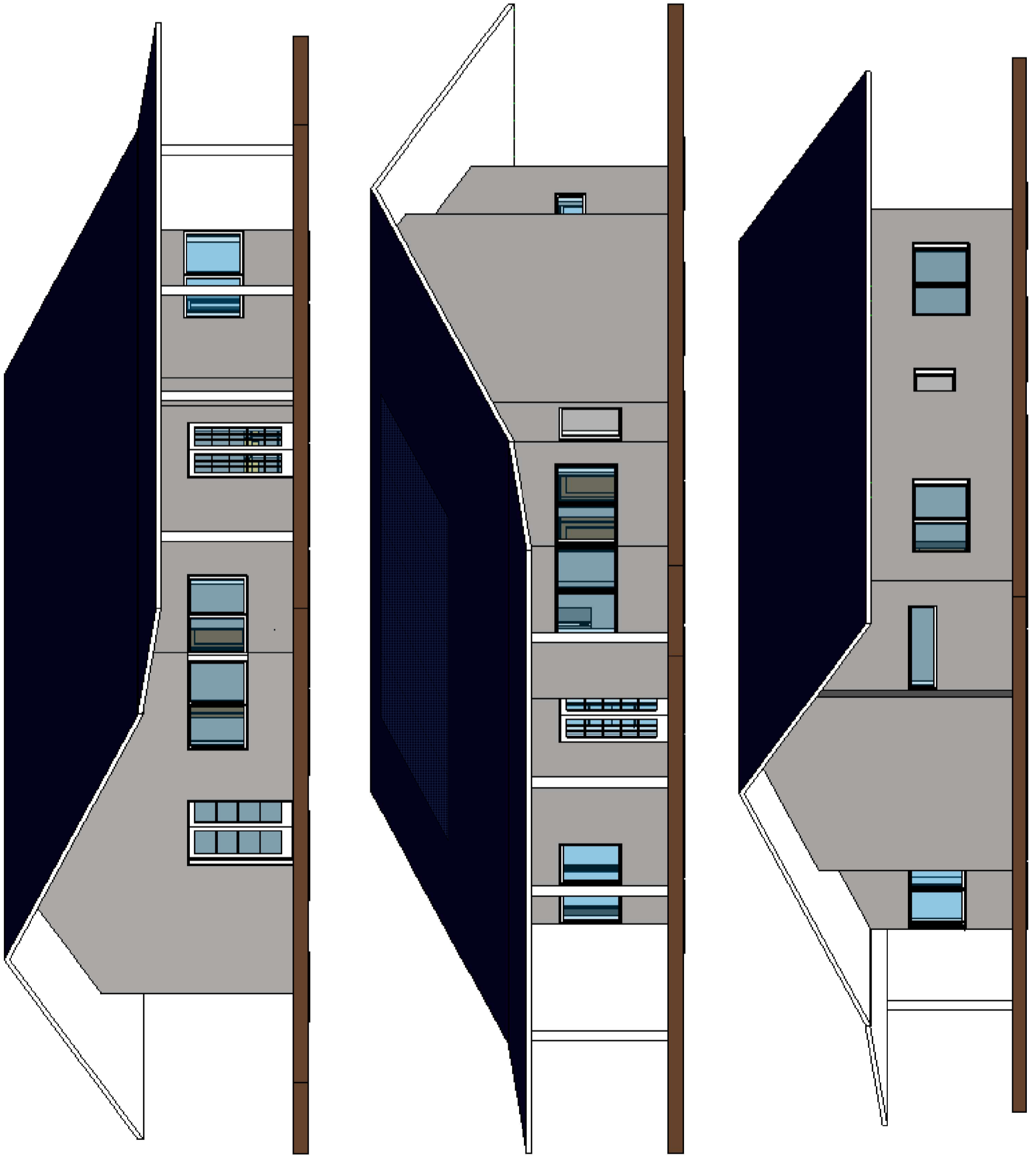
Vicente Gómez Lozano
Departamento de Física Aplicada

Escuela Técnica Superior de
Ingeniería de la Edificación
Universidad Politécnica de Valencia

Máster en Edificación:
especialidad en
Tecnología



TRABAJO FINAL DE MÁSTER
Curso 2015-16



RESUMEN DE LA INSTALACIÓN

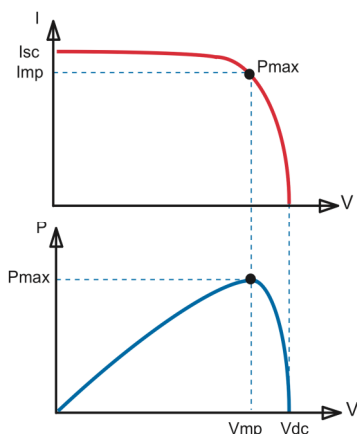
GENERADOR FOTOVOLTAICO	Nº módulos:		10
	Conexión:		2 en serie x 5 en paralelo
	Potencia máxima (W):		2314,15
	Tensión con la Potencia máxima (V):		53,26
	Corriente con la Potencia máxima (A):		43,45
	Tensión de circuito abierto (V):		60,68
	Corriente de cortocircuito (A):		45,85
	<i>Diodos de Bypass:</i>		5 (1 x 2 módulos)
		Marca:	Vishay
		Modelo:	VBT6045CBP-M3
		Vf:	0,33V.
		If:	2 x 30A.
	<i>Diodos de Bloqueo:</i>		1
		Marca:	Windy Nation
	Modelo:	DIO-600W-75	
	Vmáx:	600V.	
	Imáx:	75 A.	
REGULADOR	Corriente de carga necesaria (A):		91,7
	Marca:		BlueSolar MPPT 100/50
	Corriente de carga nominal (A):		50 A.
	Tensión nominal (V):		24
	Nº de equipos:		2
	Conexión:		En paralelo
INVERSOR CON CARGADOR DE BATERÍAS	Potencia requerida (W):		9990
	Marca:		Victron
	Potencia nominal (W):		5000
	Tipo		Onda senoidal pura
	Tensión nominal (V):		24
	Corriente de carga batería (A):		120
	Nº de equipos:		2
	Conexión:		En paralelo
	Sensor de temperatura de la batería:		Sí
Relé programable:		Sí	
SISTEMA DE ACUMULACIÓN	Capacidad nominal requerida (A x h):		1561
	Marca:		Exide - Enersol T880
	Capacidad nominal (A x h):		880
	Tipo:		Plomo-ácido tubular estacionaria
	Corriente de cortocircuito (A):		4660
	Nº de equipos:		2
Conexión:		En paralelo	
CABLEADO	Parte de corriente continua:		
		Marca:	Topsolar PV ZZ
		Tipo:	Conductor de cobre flexible
		Aislamiento:	Polietileno reticulado RV-K 0,6/1kV
	Parte de corriente alterna:		
		Marca:	Firex H07V-K
	Tipo:	Conductor de cobre flexible	
	Aislamiento:	PVC tipo TI-1	

Controlador de carga BlueSolar MPPT 75/50 y 100/50

www.victronenergy.com



**Controlador de carga solar
MPPT 75/50**



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:

Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V). El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de $I \times V$ alcanza su pico.

Curva inferior:

Potencia de salida $P = I \times V$ como función de tensión de salida. Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a V_{mp} .

Corriente de carga hasta 50 A y tensión FV hasta 75 V ó 100 V, respectivamente

Los controladores de carga BlueSolar podrán cargar una batería de tensión nominal inferior a partir de unas placas FV de tensión nominal superior.

Los controladores ajustarán automáticamente la tensión nominal de la batería a 12 ó 24 V.

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés).

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo. El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%. Corriente de salida completa hasta los 40 °C (104 °F).

Algoritmo de carga flexible

Ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información)

Amplia protección electrónica

Protección de sobretemperatura y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa las tensiones de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 75/50	MPPT 100/50
Tensión de la batería	Selección automática:12/24 V	
Corriente de carga nominal	50 A	
Potencia FV máxima, 12 V 1 a,b)	700 W (rango MPPT 15 V y 70 V respectivamente, 95 V)	
Potencia FV máxima, 24 V 1 a,b)	1400 W (rango MPPT 30 V y 70 V respectivamente, 95 V)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	75 V	100 V
Eficacia máxima	98 %	
Autoconsumo	10 mA	
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 V/28,8 V	
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 V/27,6 V	
Algoritmo de carga	variable multietapas	
Compensación de temperatura	-16 mV / °C y -32 mV / °C respectivamente	
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible) Polaridad inversa FV Cortocircuito de salida Sobretemperatura	
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)	
Humedad	95 %, sin condensación	
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct Consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web	
	CARCASA	
Color	Azul (RAL 5012)	
Terminales de conexión	13 mm ² / AWG6	
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)	
Peso	1,25 kg	
Dimensiones (al x an x p)	130 x 186 x 70 mm	
1a) Si hubiese más potencia FV conectada, el controlador limitará la potencia de entrada a 700 W o 1400 W, resp.		
1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.		

Inversor/cargador MultiPlus

800VA – 5kVA

Compatible con baterías de Litio-Ion

www.victronenergy.com



MultiPlus
24/3000/70

Multi funcional, con gestión de potencia inteligente

El MultiPlus reúne, en una sola carcasa compacta, un potente inversor sinusoidal, un sofisticado cargador de baterías con tecnología adaptable y un conmutador de transferencia de CA de alta velocidad. Además de estas funciones principales, el MultiPlus dispone de varias características avanzadas, tal y como se describe más abajo.

Dos salidas CA

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

La segunda salida sólo está activa cuando a una de las entradas del MultiPlus le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo (segunda salida disponible sólo en los modelos con conmutador de transferencia de 50A).

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 6 Multis pueden funcionar en paralelo para alcanzar una mayor potencia de salida. Seis unidades 24/5000/120, por ejemplo, darán una potencia de salida de 25 kW/30 kVA y una capacidad de carga de 720 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Además de la conexión en paralelo, se pueden configurar tres unidades del mismo modelo para una salida trifásica. Pero eso no es todo: se pueden conectar en paralelo hasta 6 juegos de tres unidades que proporcionarán una potencia de salida de 75 kW / 90 kVA y más de 2000 amperios de capacidad de carga.

PowerControl – Potencia limitada del generador, del pantalán o de la red

El Multi es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la red del pantalán (casi 10 A por cada Multi de 5kVA a 230 VCA). En el Panel Multi Control puede establecerse una corriente máxima proveniente del generador o del pantalán. El MultiPlus tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantalán.

PowerAssist – Aumento de la capacidad eléctrica del pantalán o del generador

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

Cargador variable de cuatro etapas y carga de bancadas de baterías dobles

La salida principal proporciona una potente carga al sistema de baterías por medio de un avanzado software de "carga variable". El software ajusta con precisión el proceso automático de tres etapas adaptándose a las condiciones de la batería y añade una cuarta etapa para prolongados periodos de carga lenta. El proceso de carga variable se describe con más detalle en la hoja de datos del Phoenix Charger y en nuestro sitio web, en el apartado "Información Técnica". Además de lo anterior, el MultiPlus puede cargar una segunda batería utilizando una salida de carga limitada independiente, pensada para cargar una batería de arranque del motor principal o del generador (dicha salida disponible únicamente en los modelos de 12V y 24V).

La configuración del sistema no puede ser más sencilla

Una vez instalado, el MultiPlus está listo para funcionar.

Si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un nuevo procedimiento de configuración del conmutador DIP. Con los conmutadores DIP se puede incluso programar el funcionamiento en paralelo y el trifásico: ¡sin necesidad de ordenador!

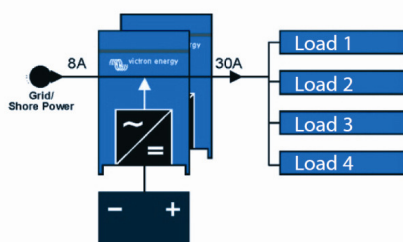
También se puede utilizar un VE.Net en vez de los conmutadores DIP.

Y hay disponible un sofisticado software (VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator) para configurar varias nuevas y avanzadas características.

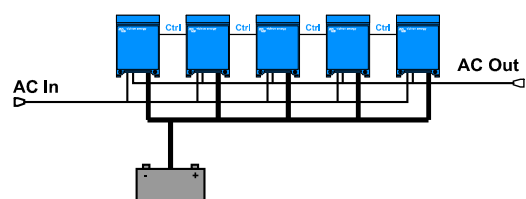


MultiPlus Compact
12/2000/80

PowerAssist con 2 MultiPlus en paralelo



Cinco unidades en paralelo: potencia de salida 25 kVA



MultiPlus	12 voltios 24 voltios 48 voltios	C 12/800/35 C 24/800/16	C 12/1200/50 C 24/1200/25	C 12/1600/70 C 24/1600/40	C 12/2000/80 C 24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70 48/3000/35	24/5000/120 48/5000/70
PowerControl		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
PowerAssist		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Conmutador de transferencia (A)		16	16	16	30	16 ó 50	50
Funcionamiento en paralelo y en trifásico		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí

INVERSOR

Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17 V		19 – 33 V		38 – 66 V		
Salida	Tensión de salida: 230 VAC ± 2%				Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)		
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	800	1200	1600	2000	3000	5000	
Potencia cont. de salida a 25 °C (W)	700	1000	1300	1600	2500	4500	
Potencia cont. de salida a 40 °C (W)	650	900	1200	1450	2200	4000	
Pico de potencia (W)	1600	2400	3000	4000	6000	10.000	
Eficacia máxima (%)	92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95	
Consumo en vacío (W)	8 / 10	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25	
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	5 / 8	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20	
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	2 / 3	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6	

CARGADOR

Entrada CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA		Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz		Factor de potencia: 1		
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)					14,4 / 28,8 / 57,6		
Tensión de carga de flotación (V CC)					13,8 / 27,6 / 55,2		
Modo de almacenamiento (V CC)					13,2 / 26,4 / 52,8		
Corriente de carga batería casa (A) (4)	35 / 16	50 / 25	70 / 40	80 / 50	120 / 70 / 35	120 / 70	
Corriente de carga batería de arranque (A)					4 (solo modelos de 12 y 24V)		
Sensor de temperatura de la batería					sí		

GENERAL

Salida auxiliar (A) (5)	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Sí (16A)	Sí (25A)
Relé programable (6)	Sí					
Protección (2)	a - g					
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema					
Puerto com. de uso general (7)	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Sí (8)	Sí
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a + 50°C (refrigerado por aire) Humedad (sin condensación) : máx. 95%					

CARCASA

Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Categoría de protección: IP 21			
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros			Pernos M8	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)	
Conexión 230 V CA	Conector G-ST18i			Abrazadera de resorte	Bornes de tornillo de 13 mm.² (6 AWG)	
Peso (kg)	10	10	10	12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110			520x255x125	362x258x218	444x328x240

NORMATIVAS

Seguridad	EN 60335-1, EN 60335-2-29	
Emisiones / Inmunidad	EN55014-1, EN 55014-2, EN 61000-3-3	
Directiva de automoción	2004/104/EC	

1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita

2) Claves de protección:

a) cortocircuito de salida

b) sobrecarga

c) tensión de la batería demasiado alta

d) tensión de la batería demasiado baja

h) temperatura demasiado alta

f) 230 V CA en la salida del inversor

g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta

3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1

4) a 25 °C de temperatura ambiente

5) Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible

6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como alarma general,

subvoltaje CC o señal de arranque para el generador

Capacidad nominal CA: 230V/4A

Capacidad nominal CC: 4A hasta 35VDC, 1A hasta 60VDC

7) Entre otras funciones, para comunicarse con una batería BMS de Litio-Ion



Multi Control Digital

Este programa está diseñado tanto para el Multi como para el Quattro. Permite configurar el límite de corriente de PowerControl y PowerAssist para dos fuentes CA: la corriente de un generador y la del pantalán, por ejemplo. Rango de ajuste: hasta 200 amperios. La luminosidad de los LED se reduce automáticamente durante la noche.

Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:

- Convertidor MK2.2 VE.Bus a RS232

Se conecta al puerto RS232 de un ordenador (ver "Guía para el VEConfigure")

- Convertidor MK2-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver Guía para el VEConfigure")

- Convertidor VE.Net a VE.Bus

Interfaz del VE.Net (ver la documentación VE.Net)

- Convertidor VE.Bus a E-PLEX

Interfaz para el sistema E-PLEX. El sistema de conmutación y supervisión digital más avanzado y comprobado en situaciones reales.

- Victron Global Remote

El Global Remote es un módem que envía alarmas, avisos e informes sobre el estado del sistema a teléfonos móviles mediante mensajes de texto (SMS). También puede registrar datos de monitores de baterías Victron, Multi, Quattro e inversores a una web mediante una conexión GPRS. El acceso a esta web es gratuito.

- Victron Ethernet Remote

Para conectar a Ethernet.

Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería. Hay varios modelos disponibles (ver la documentación del monitor de baterías).

Classic EnerSol T

Powerful and universal, suitable for every application

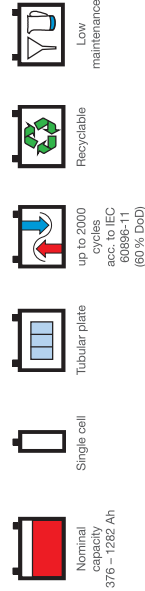
Classic EnerSol T batteries are universal, low maintenance energy supplies for medium industrial solar systems. These lead acid batteries with liquid electrolyte are renowned for being safe and reliable due to their high performance. Typical applications are small solar and wind power systems, holiday and weekend houses.

Your benefits:

- > **Positive tubular plates** – extremely robust design and enhanced cycling performance
- > **Low maintenance** – saving costs
- > **Completely recyclable** – low CO₂ footprint

Specifications:

- > Nominal capacity (C₁₀₀ at 25 °C): 376 - 1282 Ah
- > Containers made from translucent plastics for easy topping up
- > Screw connectors for a better contact and reliability



Classic EnerSol T

Technical data, Drawings

Technical characteristics and data

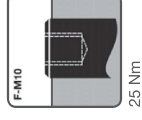
Type	Part number	Nom. voltage	Nominal capacity	Length (l)	Width (b/w)	Height* (h)	Installed length (L)	Weight Incl. acid	Weight acid**	Internal resistance	Short circuit current	Terminal	Pole pairs
		V	C ₁₀₀ V/c 25 °C/Ah	max. mm	max. mm	max. mm	max. mm	approx. kg	approx. kg	mΩ/m	A		
EnerSol T 370	INTS020370WCOFA	2	376	83.0	199	445	93.0	17.3	5.10	0.70	2900	F-M10	1
EnerSol T 460	INTS020460WCOFA	2	462	101	199	445	111	21.0	6.30	0.56	3825	F-M10	1
EnerSol T 560	INTS020560WCOFA	2	542	119	199	445	129	24.7	7.50	0.46	4350	F-M10	1
EnerSol T 650	INTS020650WCOFA	2	668	119	199	508	129	29.5	8.60	0.45	4500	F-M10	1
EnerSol T 760	INTS020760WCOFA	2	779	137	199	508	147	31.0	10.0	0.38	5250	F-M10	1
EnerSol T 880	INTS020880WCOFA	2	897	137	199	566	147	38.0	11.0	0.43	4680	F-M10	1
EnerSol T 1000	INTS021000WCOFA	2	1025	155	199	566	165	43.1	12.6	0.38	5325	F-M10	1
EnerSol T 1130	INTS021130WCOFA	2	1154	173	199	566	183	47.7	14.1	0.34	5991	F-M10	1
EnerSol T 1250	INTS021250WCOFA	2	1282	191	199	566	201	52.8	15.6	0.30	6657	F-M10	1

* The above nominal height can differ depending on the used vent(s).
** Acid density ρ₂₀ = 1,28 kg/l

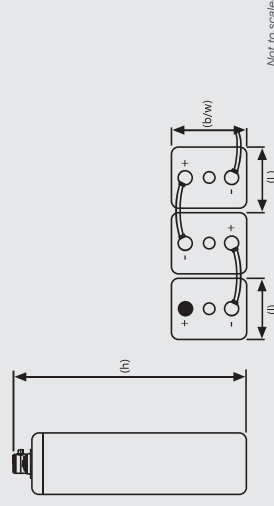
Type	C ₁₇₅ V/c	C ₁₃₀ V/c	C ₁₀₀ V/c	C ₈₀ V/c	C ₆₀ V/c	C ₄₀ V/c	C ₂₀ V/c	C ₁₀ V/c	C ₅ V/c	C ₂ V/c
EnerSol T 370	260	280	294	333	361	388	369	376	383	383
EnerSol T 460	327	350	367	416	437	460	444	452	478	478
EnerSol T 560	393	425	441	499	524	553	533	542	574	574
EnerSol T 650	492	527	552	625	656	688	647	668	719	719
EnerSol T 760	574	615	645	729	766	780	755	779	839	839
EnerSol T 880	654	714	742	840	864	953	869	887	966	966
EnerSol T 1000	755	809	848	960	1008	1089	983	1025	1104	1104
EnerSol T 1130	850	910	954	1080	1134	1225	1117	1154	1242	1242
EnerSol T 1250	944	1011	1060	1200	1260	1361	1241	1282	1380	1380

The capacities are given in Ah at 25 °C after 5 cycles.

Terminal and torque



Drawings with terminal position



Not to scale!

PROYECTO:

Diseño de una cubierta fotovoltaica integrada arquitectónicamente: Aplicación a vivienda aislada en Falcón, Venezuela

TÍTULO:

Conexión entre módulos

AUTOR:

Ing. Stephanie Carolina Martínez Romero

TUTOR ACADÉMICO:

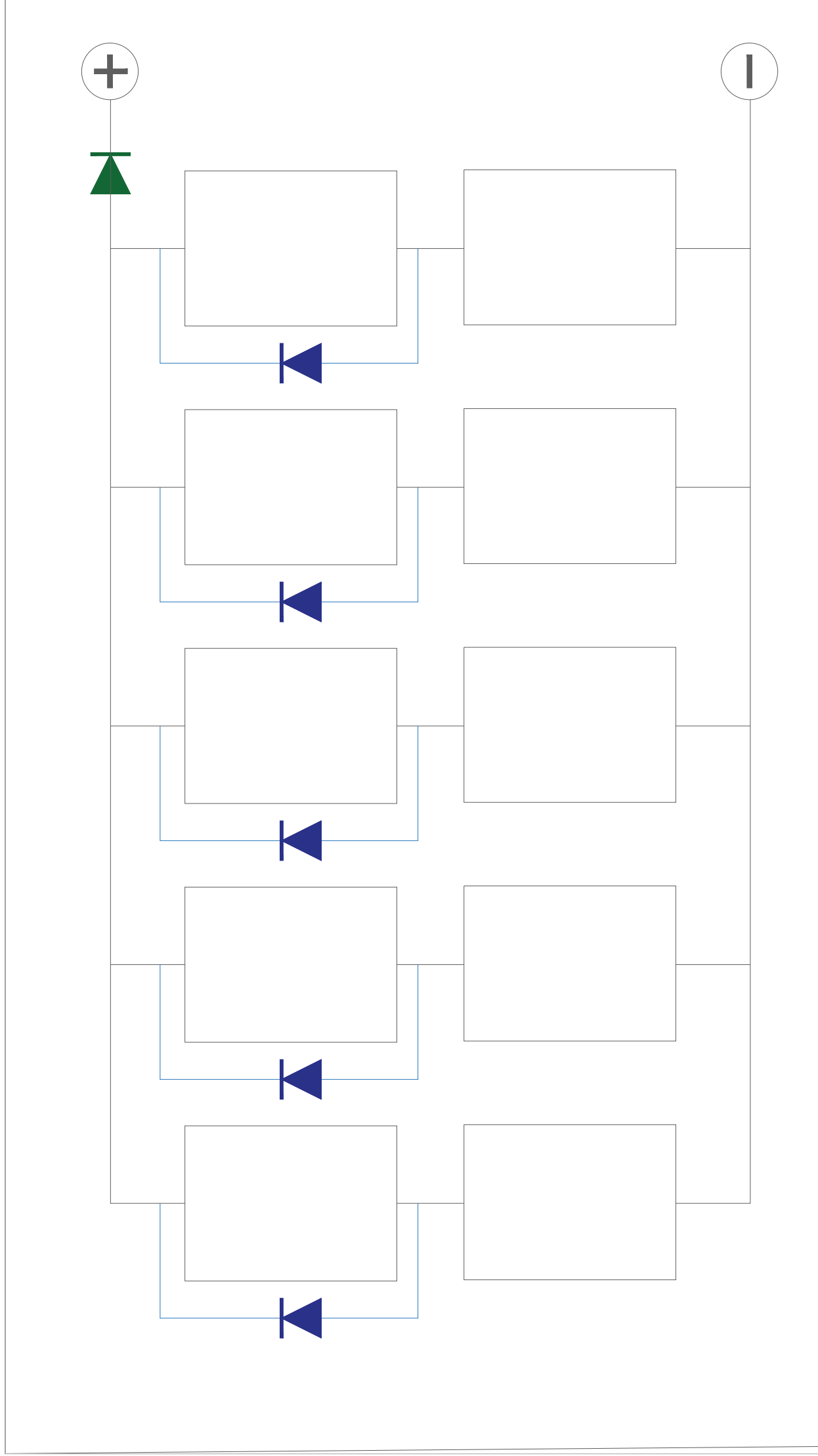
Vicente Gómez Lozano
Departamento de Física Aplicada

Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Edificación
Universidad Politécnica de Valencia

Máster en Edificación: especialidad en Tecnología



TRABAJO FINAL DE MÁSTER
Curso 2015-16



LEYENDA

▲ Diodo de By-pass

▲ Diodo de bloqueo

Fecha: 15/08/2016

Presupuesto Módulo Integrado

MATERIALES

Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe
mt13ccg010b	m ²	Chapa perfilada de acero galvanizado, espesor 1 mm.	1,95	8,12	15,85 €
mt16lvp015b	m ²	Manta de lana mineral, T1021 Ursa Terra Manta Papel "URSA IBÉRICA AISLANTES", revestida por una de sus caras con papel kraft que actúa como barrera de vapor, de 80 mm de espesor, resistencia térmica 1,9 m ² K/W, conductividad térmica 0,042 W/(mK), según UNE-EN 13162, Euroclase F de reacción al fuego, con código de designación MW-UNE-EN 13162-T1-Z3.	1,95	2,7	5,27 €
mt16aaa030	m	Cinta autoadhesiva para sellado de juntas	5,70	0,3	1,71 €
mt13ccg010a	m ²	Chapa perfilada de acero galvanizado, espesor 0,6 mm.	1,95	6,25	12,20 €
--	m ²	Lámina TPT-TEDLAR para cubierta posterior de módulos fotovoltaicos	3,16	11	34,76 €
--	Ud.	Células solares C-SUN monocristalinas de 156x156mm. Con potencia máxima de 4,92 W, Isc de 9,42A. y Uoc de 0,644V.	50	4,98	249,00 €
--	m ²	Lámina EVA para encapsulado de células solares	3,16	5	15,80 €
mt13ccg010a	m ²	Chapa perfilada de acero galvanizado, espesor 0,6 mm.	2,15	0,3	0,65 €
--	m	Cinta conductora de cobre de 3,2mm.	16,00	3,34	53,44 €
--	--	Cables y conectores	--	18	18,00 €
--	Ud.	Diodos de protección	5	5	25,00 €
--	m	Espuma de caucho cordón EPDM de 2mm de espesor, color negro	5,70	0,471	2,69 €
				Sub-total Materiales (1)	434,35 €

FABRICACIÓN

Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe
mo051	h	Oficial de 1era. Montador de cerramientos industriales	0,2	17,820	3,56 €
mo098	h	Ayudante de 1era. Montador de cerramientos industriales	0,2	16,100	3,22 €
mo003	h	Oficial de 1era electricista	0,4	17,820	7,13 €
				Sub-total Manufactura (2)	13,91 €

OTROS COSTES

Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe
--	Ud.	Utilidades, depreciación y otros	1	44,826	44,83 €

Sub-total Otros Costes (3) 44,83 €

TOTAL (1+2+3) 493,09 €

Área p/ módulo 1,91 m²TOTAL (1+2+3) por m² 258,37 €

Fecha: 15/08/2016

Presupuesto Cubierta Fotovoltaica Integrada

MATERIALES

Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe
Equipos					
--	m ²	Módulo solar fotovoltaico integrado de células de silicio monocristalino para cerramiento de cubierta inclinada con pendiente mínima del 10%, potencia máxima de 231,26 W, Isc de 9,13 y Uoc de 31,23V. Eficiencia de 14,92%, 50 células en serie. Con caja de conexiones	18,60	258,37 €	4.805,74 €
--	Ud.	Regulador Maximizador BlueSolar MPPT 100/50 automático	2	270	540,00 €
--	Ud.	Batería EnerSol T 880- EXIDE, 12V.	2,00	1269	2.538,00 €
--	Ud.	Inversor Phoenix 24/5000 - VICTRON	2	1945,8	3.891,60 €
Accesorios y remates					
mt13ccg030d	Ud.	Tornillo autorroscante de 6,5x 180 mm de acero inoxidable, con arandela.	56	0,63	35,28 €
--	m	Remate Estándar: cumbreira simple de 0,6mm de espesor	16,64	21,33	354,93 €
--	m	Remate lateral de 0,60mm de espesor	48,38	17,82	862,13 €
--	m	Remate tapa frontal 0,60mm de espesor	15,10	15,75	237,83 €
Protecciones eléctricas					
--	Ud.	Interruptor seccionador 4 polos 63A	1,00	23,76	23,76 €
--	Ud.	Protector contra sobre tensiones, bipolar (1P+N), tensión de 230V	2,00	88,51	177,01 €
--	Ud.	Interruptor automático magnetotérmico de 2x63A. Poder de corte: 6000A.	3,00	3,13	9,39 €
--	Ud.	Interruptor diferencial electromagnético 2 polos 63A 30mA Clase A inmunizado - O.Electric	1,00	16,54	16,54 €
--	--	Material eléctrico para conexión de la instalación: cajas, cables, conectores, fusibles.	1,00	103,20 €	103,20 €
Sub-total Materiales (1)					13.595,41 €

MANO DE OBRA

Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe
mo051	h	Oficial de 1era. Montador de cerramientos industriales	8	17,820	142,56 €
mo098	h	Ayudante de 1era. Montador de cerramientos industriales	8	16,100	128,80 €
mo003	h	Oficial de 1era electricista	16	17,820	285,12 €
	h	Ayudante de 1era. electricista	16	16,100	257,60 €
Sub-total Mano de Obra (2)					257,60 €

EQUIPOS

Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe
mng12a	h	Grúa autopropulsada de 12T.	8	57,33	458,64
Sub-total Equipos (3)					458,64 €

Costes directos complementarios

Código	Unidad	Descripción	Rend.	Precio Unitario	Importe
--	Ud.	Prestaciones y Seguridad	4	31,800	127,20 €
Sub-total Costes complementarios (4)					127,20 €

IVA (10%)

1.443,89 €

TOTAL (1+2+3+4)**15.882,74 €**

AMORTIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Valor de Inversión	21.522,74
Valor de Rescate	-
Vida útil	30,00
Fecha de inicio de amortización	01/01/2017

PERIODO	COSTO AMORTIZABLE	AMORTIZACIÓN			IMPORTE POR AMORTIZAR	PERIODO	Costo Consumo Eléctrico	Ahorro anual	Ahorro acumulado
		TASA %	PERIODO	ACUMULADA					
2016	15.882,74	3,33%	529,42 €	529,42 €	15.353,32 €	2016	1.012,93 €	483,51 €	483,51 €
2017	15.882,74	3,33%	529,42 €	1.058,85 €	14.823,89 €	2017	1.032,20 €	502,78 €	986,29 €
2018	15.882,74	3,33%	529,42 €	1.588,27 €	14.294,47 €	2018	1.052,11 €	522,68 €	1.508,97 €
2019	15.882,74	3,33%	529,42 €	2.117,70 €	13.765,04 €	2019	1.072,67 €	543,24 €	2.052,21 €
2020	15.882,74	3,33%	529,42 €	2.647,12 €	13.235,62 €	2020	1.093,91 €	564,48 €	2.616,69 €
2021	15.882,74	3,33%	529,42 €	3.176,55 €	12.706,19 €	2021	1.115,85 €	586,42 €	3.203,12 €
2022	15.882,74	3,33%	529,42 €	3.705,97 €	12.176,77 €	2022	1.138,51 €	609,09 €	3.812,20 €
2023	15.882,74	3,33%	529,42 €	4.235,40 €	11.647,34 €	2023	1.161,92 €	632,50 €	4.444,70 €
2024	15.882,74	3,33%	529,42 €	4.764,82 €	11.117,92 €	2024	1.186,11 €	656,68 €	5.101,38 €
2025	15.882,74	3,33%	529,42 €	5.294,25 €	10.588,49 €	2025	1.211,09 €	681,67 €	5.783,05 €
2026	18.702,74	4,34%	811,42 €	6.105,67 €	12.597,07 €	2026	1.236,90 €	425,47 €	6.208,52 €
2027	18.702,74	4,34%	811,42 €	6.917,10 €	11.785,64 €	2027	1.263,56 €	452,13 €	6.660,65 €
2028	18.702,74	4,34%	811,42 €	7.728,52 €	10.974,22 €	2028	1.291,09 €	479,67 €	7.140,32 €
2029	18.702,74	4,34%	811,42 €	8.539,95 €	10.162,79 €	2029	1.319,54 €	508,12 €	7.648,44 €
2030	18.702,74	4,34%	811,42 €	9.351,37 €	9.351,37 €	2030	1.348,93 €	537,50 €	8.185,94 €
2031	18.702,74	4,34%	811,42 €	10.162,79 €	8.539,95 €	2031	1.379,28 €	567,86 €	8.753,80 €
2032	18.702,74	4,34%	811,42 €	10.974,22 €	7.728,52 €	2032	1.410,64 €	599,22 €	9.353,02 €
2033	18.702,74	4,34%	811,42 €	11.785,64 €	6.917,10 €	2033	1.443,03 €	631,61 €	9.984,63 €
2034	18.702,74	4,34%	811,42 €	12.597,07 €	6.105,67 €	2034	1.476,50 €	665,07 €	10.649,70 €
2035	18.702,74	4,34%	811,42 €	13.408,49 €	5.294,25 €	2035	1.511,06 €	699,64 €	11.349,34 €
2036	21.522,74	3,77%	811,42 €	14.219,92 €	7.302,82 €	2036	1.546,77 €	735,34 €	12.084,68 €
2037	21.522,74	3,77%	811,42 €	15.031,34 €	6.491,40 €	2037	1.583,65 €	772,23 €	12.856,91 €
2038	21.522,74	3,77%	811,42 €	15.842,77 €	5.679,97 €	2038	1.621,75 €	810,33 €	13.667,23 €
2039	21.522,74	3,77%	811,42 €	16.654,19 €	4.868,55 €	2039	1.661,11 €	849,69 €	14.516,92 €
2040	21.522,74	3,77%	811,42 €	17.465,62 €	4.057,12 €	2040	1.701,77 €	890,35 €	15.407,27 €
2041	21.522,74	3,77%	811,42 €	18.277,04 €	3.245,70 €	2041	1.743,77 €	932,35 €	16.339,61 €
2042	21.522,74	3,77%	811,42 €	19.088,47 €	2.434,27 €	2042	1.787,16 €	975,73 €	17.315,34 €
2043	21.522,74	3,77%	811,42 €	19.899,89 €	1.622,85 €	2043	1.831,97 €	1.020,55 €	18.335,89 €
2044	21.522,74	3,77%	811,42 €	20.711,32 €	811,42 €	2044	1.878,27 €	1.066,84 €	19.402,74 €
2045	21.522,74	3,77%	811,42 €	21.522,74 €	0,00 €	2045	1.926,09 €	1.114,67 €	20.517,41 €

Índice de retorno sobre la inversión **95,3%**