

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto / Trabajo Fin de Carrera

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA
HUERTA ECOLÓGICA.**

**(Design of a Solar Photovoltaic Installation
Isolated for an ecological farm)**

**Para acceder al Título de
INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRÓNICA INDUSTRIAL**

Autor: Alberto Díaz Marcano

Octubre- 2012



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



ÍNDICE



ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO Nº1. MEMORIA

- 1.1 Agradecimientos.**
- 1.2 Antecedentes.**
- 1.3 Objetivos del proyecto.**
- 1.4 Descripción del entorno de la obra.**
- 1.5 Descripción y justificación de la solución adoptada.**
- 1.6 Documentación empleada.**
 - 1.6.1 Bibliografía.**
 - 1.6.2 Páginas Web.**

ANEXOS A LA MEMORIA

A.1 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

- A.1.1 Historia de la energía Solar.**
- A.1.2 El Sol como fuente de Energía.**
- A.1.3 El efecto fotoeléctrico.**

A.2 ANEXO DE DATOS DE PARTIDA

- A.2.1 Ubicación.**
- A.2.2 Datos de partida del proyecto.**
- A.2.3 Elementos que componen la instalación.**
 - A.2.3.1 Estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos.**
 - A.2.3.2 Módulos fotovoltaicos.**
 - A.2.3.3 Baterías.**
 - A.2.3.4 Regulador.**
 - A.2.3.5 Inversor CC – CA.**
 - A.2.3.6 Dispositivos de Seguridad.**
 - A.2.3.7 Armario envolvente.**
 - A.2.3.8 Aparatos de Control.**
 - A.2.3.9 Aislamiento de los conductores eléctricos.**



A.3 ANEXO DE CÁLCULOS

- A.3.1 Definición de las cargas de consumo.**
- A.3.2 Tensión de trabajo de la instalación.**
- A.3.3 Tensión nominal del campo solar.**
- A.3.4 Tiempo de utilización.**
- A.3.5 Cálculo de la energía mensual necesaria.**
- A.3.6 Dimensionado del campo de paneles.**
- A.3.7 Dimensionado del sistema de acumulación.**
- A.3.8 Dimensionado del sistema de regulación y control.**
- A.3.9 Dimensionado del inversor.**
- A.3.10 Cableado.**
- A.3.11 Aislamiento de los conductores eléctricos.**
- A.3.12 Controles de protección y control.**

A.4 ANEJO DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO

- A.4.1 Seguridad en el Montaje.**
- A.4.2 Seguridad Pública.**
- A.4.3 Mantenimiento y garantía de instalación.**



DOCUMENTO Nº2. PLANOS

- 2.1 Plano Nº1: Localización.**
- 2.2 Plano Nº2: Emplazamiento.**
- 2.3 Plano Nº3: Edificio.**
- 2.4 Plano Nº4: Ubicación y detalles edificio.**
- 2.5 Plano Nº5: Esquema de un sistema solar fotovoltaico.**
- 2.6 Plano Nº6: Captador.**
- 2.7 Plano Nº7: Disposición de captadores.**
- 2.8 Plano Nº8: Fijación placas en cubierta.**



DOCUMENTO Nº3. PLIEGO DE CONDICIONES

3.1 Objeto.

3.2 Generalidades.

3.3 Definiciones.

3.3.1 Radiación solar.

3.3.2 Generadores fotovoltaicos.

3.3.3 Acumuladores de plomo-ácido.

3.3.4 Reguladores de carga.

3.3.5 Inversores.

3.3.6 Cargas de consumo.

3.4 Diseño.

3.4.1 Orientación, inclinación y sombras.

3.4.2 Dimensionado del sistema.

3.4.3 Sistema de monitorización.

3.5 Componentes y materiales.

3.5.1 Generalidades.

3.5.2 Generadores fotovoltaicos.

3.5.3 Estructura de soporte.

3.5.4 Acumuladores de plomo-ácido.

3.5.5 Reguladores de carga.

3.5.6 Inversores.

3.5.7 Cargas de consumo.

3.5.8 Cableado.

3.5.9 Protecciones y puesta a tierra.

3.6 Recepción y pruebas.

3.7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.

3.7.1 Generalidades.

3.7.2 Programa de mantenimiento.

3.7.3 Garantías.



DOCUMENTO N°4. PRESUPUESTO

4.1 Estudio de la rentabilidad de una instalación fotovoltaica aislada.

4.1.1 Criterios de rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica.

4.1.2 Rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica.

4.2 Mediciones y Presupuestos.

4.2.1 Presupuestos.

4.2.2 Presupuesto de Ejecución por Contrata.



DOCUMENTO N°1.

MEMORIA



1. MEMORIA

1.1 Agradecimientos.

En primer lugar quiero agradecer a mi tutor D. Cristian Brañas Reyes, profesor de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación de la Universidad de Cantabria que ha puesto a mi disposición toda su experiencia y conocimientos durante la realización del Proyecto.

Al dueño de la finca de Camargo, por la ayuda y facilidades prestadas a la hora de hacer mediciones y tomar datos de sus instalaciones.

Por último quiero agradecer también la ayuda que me han ofrecido todas aquellas personas que de alguna manera han hecho posible la conclusión de este trabajo.

1.2 Antecedentes.

Los crecientes niveles de confort, la mecanización de las tareas, la demanda de mayores cotas de rápida y cómoda comunicación, la modernización de nuestra sociedad, el crecimiento demográfico y la inherente aceleración de los ritmos de vida, conllevan inexorablemente mayores demandas energéticas. En los últimos años hemos conocido un gran incremento de su demanda, cuestionándose la sostenibilidad de las fuentes actuales.

Por ello, se han buscado diferentes fuentes de energía que sirvan para satisfacer las necesidades energéticas crecientes. Históricamente, las fuentes de energía han sido recursos naturales fósiles, principalmente la madera y posteriormente el carbón. Del carbón como fuente de energía principal, se evolucionó al petróleo y sus derivados, después el incremento en el aprovechamiento de los recursos hidráulicos, más tarde la energía nuclear y el gas natural.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



Pero el uso de estas fuentes de energía tiene efectos colaterales, que han derivado en un paulatino agotamiento de los recursos naturales y un mayor deterioro del entorno.

Es conveniente indicar, que al ritmo actual de consumo energético mundial, las reservas energéticas de petróleo y gas natural (esto es, las formas de energía que actualmente cubren el 60% del consumo de energía primaria a nivel mundial) no sobrepasarán los 70 años. Siendo esta cifra de 300 años para el carbón.

De manera que, factores que se asocian con el incremento de la contaminación, la desertización, el calentamiento del planeta “efecto invernadero”, lluvia ácida, daños a la fauna y flora, que conforman lo que se ha acordado denominar como problemática ambiental, tienen su origen en factores vinculados a la producción de energía y al consumo energético.

Podría afirmarse que gran parte de la problemática ambiental tiene su origen en factores asociados a la problemática energética: Desprendimiento de gases nitrogenados y sulfurados a la atmósfera, almacenamiento de residuos de la producción energética, incremento de la producción de dióxido de carbono y su efecto invernadero y otros muchos efluentes que son vertidos a la atmósfera, ríos y mares. Teniendo en cuenta que la gran demanda energética se produce en momentos puntuales del día, y que, para satisfacer la misma, es preciso disponer de posibilidades de producción que generen la suficiente energía como para responder a todos los picos de la demanda.

Por otra parte, cabe indicar que las sociedades más industrializadas están demandando mayor cantidad de energía, lo cual significa que una cuarta parte de la población mundial absorbe el 80 % de la producción energética. Por tanto, si el crecimiento que se produce en las otras tres cuartas partes restantes del mundo es similar al previsto, crecerá la demanda de energía y su satisfacción puede suponer el agotamiento definitivo de los recursos.



Es por ello por lo que los gobiernos y organismos institucionales con capacidad de actuación en el sector energético vienen desarrollando, sobre todo a partir de las dos últimas décadas, planes de actuación en todos los sectores poblacionales. Con la finalidad de concienciar acerca del consumo desmedido y sus consecuencias, la necesidad de mayor eficiencia energética en máquinas y equipos tecnológicos, las instalaciones térmicas, y la investigación en fuentes energéticas más respetuosas con el entorno, el medio ambiente y que no supongan un agotamiento de los recursos naturales.

Las energías renovables se presentan como una posibilidad de lograr estos objetivos, a través de una combinación entre la tecnología actualmente desarrollada y los conocimientos adquiridos acerca de su potencialidad.

La energía procedente de la biomasa, la energía hidráulica, la energía eólica, y por supuesto la captación directa de la energía solar, objeto de este proyecto, son fuentes de energía que se presentan como inagotables en lo que se refiere a recursos energéticos, y que apenas atentan contra el medio natural. Si a esto se une un aprovechamiento mayor de la ganancia directa de la energía de procedencia renovable, y un consumo racional, será posible paliar en gran parte el creciente deterioro ambiental y satisfacer al mismo tiempo las necesidades energéticas actuales y los niveles de confort social que las justifican.



1.3 Objetivos del proyecto.

El siguiente proyecto está realizado por Alberto Díaz Marcano, estudiante de Ingeniería Técnica Industrial especialidad en Electrónica, en la escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Cantabria, y consiste en el cálculo y dimensionado del suministro de energía eléctrica a una huerta ecológica, mediante un sistema fotovoltaico, durante todo el año.

El sistema fotovoltaico está formado por unos paneles o módulos fotovoltaicos encargados de convertir la energía solar en energía eléctrica para el consumo requerido para los servicios del mantenimiento de la huerta. La energía eléctrica procedente de los módulos fotovoltaicos será almacenada en unas baterías que suministrarán energía eléctrica.

Las baterías están dimensionadas para una autonomía de 6 días. Entre las baterías y los módulos fotovoltaicos se acoplará un regulador, encargado de proteger las baterías contra sobrecargas o sobredescargas de energía. Para el consumo de energía eléctrica alterna se utilizará un inversor que convertirá la energía continua procedente de las baterías en energía alterna. La instalación estará provista de sistemas de control y de protección, así como de aislamiento.

La finalidad del proyecto es la obtención del Título de Ingeniero Técnico Industrial por parte del autor del mismo, una vez cumplidos todos los requisitos impuestos por el Tribunal de Proyectos de Fin de Carrera.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



1.4 Descripción del entorno de la obra.

El proyecto que nos ocupa es una instalación eléctrica alimentada con energía solar fotovoltaica, se encuentra situada en Igollo, una localidad del municipio de Camargo, localizado en el norte de España dentro de la provincia de Cantabria. La población del municipio de Camargo es de 22.311 personas según el INE (Instituto Nacional de Estadística).

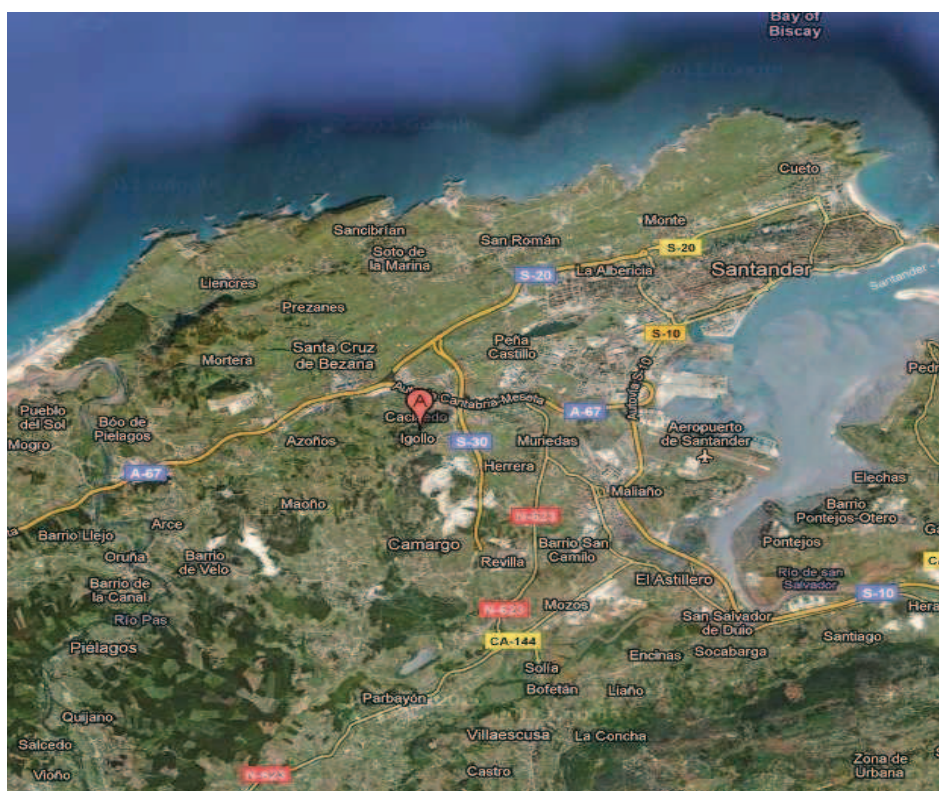


Fig.1.-Localización geográfica de la instalación.

A la hora de dimensionar la instalación del edificio hemos tenido en cuenta las necesidades energéticas de todos los aparatos utilizados en la huerta ecológica. Hemos supuesto una utilización total de todo el año.

El sistema de captación irá ubicado en el tejado del edificio de almacenaje, totalmente integrado en él, para una mejor estética, mientras que para el sistema de acumulación, automatización y demás elementos de la instalación, se aprovechará una sala existente en el interior de un edificio anexo a la huerta.



No existen obstáculos que puedan proyectar sombra sobre los colectores.

Los niveles de radiación solar en Cantabria no son muy altos: entre 3,2 y 4,2 kWh/m² por término medio diario, frente a los más de 5 kWh/m² del sur de España. De este modo, las horas de sol para Cantabria varían entre 1.500 y 1.800, mientras en el resto de España lo hacen entre 2.200 y 2.800.

La situación del sector energético cántabro es similar a la del conjunto de España, y se caracteriza por una fuerte dependencia del petróleo como fuente de energía principal y por la escasez de recursos energéticos convencionales.

Además, las distintas aplicaciones de las energías renovables son actividades intensivas en empleo local, generadoras de tecnología propia y de riqueza, son básicas para la conservación del medio ambiente y para conseguir un desarrollo sostenible. En este sentido, la conversión de la energía solar en energía útil debe ser meticulosamente cuidada, evitando otras transformaciones ineficientes que dejen en entredicho los beneficios medioambientales conseguidos. Por ello, se desaconseja, en concreto, la transformación directa de electricidad en energía térmica mediante el efecto Joule en una resistencia eléctrica.

El escaso grado de autoabastecimiento de energía primaria de Cantabria aconseja fomentar el aprovechamiento de recursos propios en el que, por otra parte, se minimice el impacto medio ambiental. Las energías renovables principalmente la solar, la eólica y la contenida en la biomasa, así como en alguna mini-hidráulica, por su carácter de renovables permiten, en general, una transformación en energía aprovechable compatible con una preservación del medio ambiente.

Por otro lado, al ser la energía un bien escaso, el uso racional y eficiente por los usuarios finales es uno de los objetivos de toda política energética.

Por otra parte, las insuficiencias y carencias en cuanto de infraestructura eléctrica, especialmente el medio rural aconsejaron proseguir la política de apoyo a las inversiones destinadas a nuevas instalaciones de suministro público de energía eléctrica en zonas rurales o la mejora de las existentes, con la finalidad de alcanzar en estas zonas una calidad y potencialidad de suministro similares a las del resto del territorio de la Comunidad Autónoma.

La limitación de recursos disponibles hace aconsejable dirigir estas actuaciones hacia aquellas zonas de más bajos índices socio-económicos y que, al mismo tiempo, presenta mayores carencias en infraestructuras eléctricas.

1.5 Descripción y justificación de la solución adoptada.

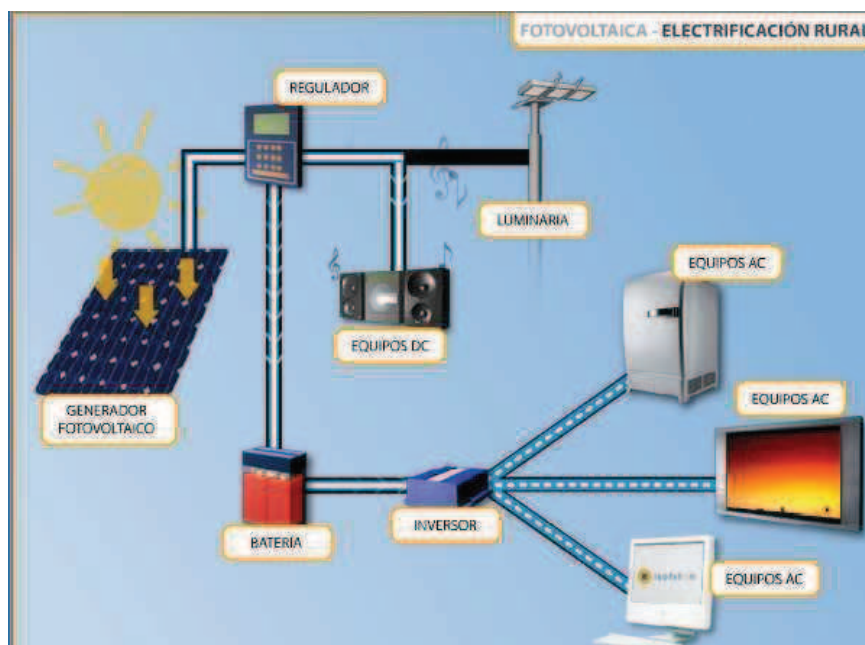


Fig. 2.- Funcionamiento de una instalación Solar Fotovoltaica.

Básicamente un sistema fotovoltaico consta de los siguientes elementos:

- Subsistema de captación de energía o Generador fotovoltaico: Transforma la energía del sol en energía eléctrica y carga las baterías.



- Subsistema de acumulación o Batería: Acumulan la energía entregada por los paneles. Cuando hay consumo, la electricidad la proporciona directamente la batería y no los paneles.
- Subsistema de Regulación de carga: Controla la carga de la batería evitando que se produzcan sobrecargas o descargas excesivas, que disminuyen la vida útil del acumulador. Puede incorporar un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, que es un dispositivo que aumenta el rendimiento de la instalación.
- Subsistema de adaptación de corriente o Inversor: La corriente que entrega la batería es corriente continua y la mayoría de los electrodomésticos que se comercializan, funcionan con corriente alterna. Por este motivo se utilizan inversores que convierten la corriente continua en alterna.

Una célula solar es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica.

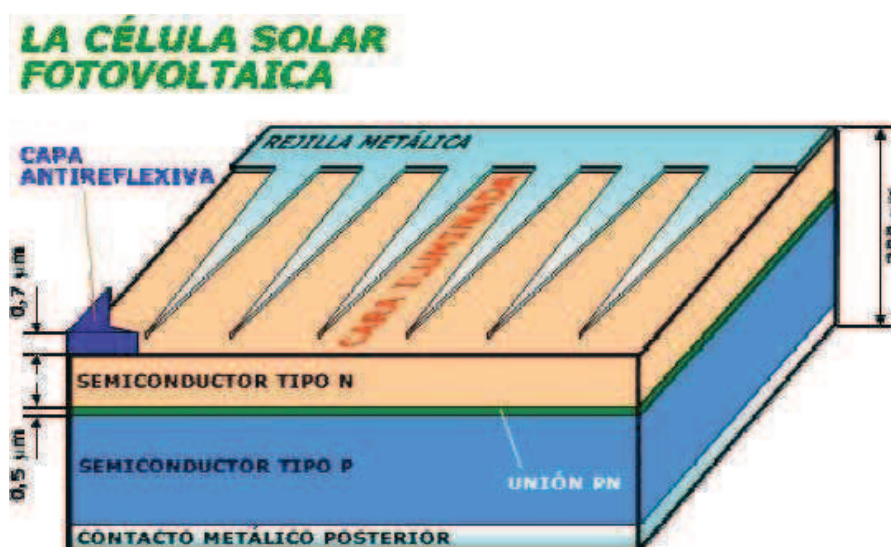


Fig. 3.- Célula Solar Fotovoltaica.



La gran mayoría de las células solares que actualmente están disponibles comercialmente son de Silicio mono o policristalino. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia.

Por otra parte, la experimentación con materiales tales como el Telurio de Cadmio o el Diseleniuro de Indio-Cobre está llevando a las células fabricadas con estas sustancias a situaciones próximas a aplicaciones comerciales, contándose con las ventajas de poderse trabajar con tecnologías de láminas delgadas.

Cuando conectamos una célula solar a una carga y la célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga y circula una corriente por ella (efecto fotovoltaico). La corriente entregada a una carga por una célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

- Corriente de iluminación: debida a la generación de portadores que produce la iluminación.
- Corriente de oscuridad: debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

Los fotones serán los que formarán, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y, debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N, se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y la carga aplicada.

La materia prima para la fabricación de las células fotovoltaicas más utilizada actualmente es el silicio. El silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno. Dado que la combinación de ambos forma el 60% de la corteza terrestre.



El silicio utilizado actualmente en la fabricación de las células que componen los módulos fotovoltaicos se presenta en tres formas diferentes:

a) Silicio monocristalino. En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero, sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.

b) Silicio policristalino. No está formado por un solo cristal. El proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior pero se obtienen rendimientos ligeramente inferiores.

c) Silicio amorfo. En el silicio amorfo no hay red cristalina y se obtiene un rendimiento inferior a los de composición cristalina. Sin embargo posee la ventaja, además de su bajo coste, de ser un material muy absorbente por lo que basta una fina capa para captar la luz solar.

Los rendimientos actuales de las diferentes tecnologías de módulos solares en fase de comercialización son:

- Silicio monocristalino 13 - 15 %
- Silicio policristalino 11 %
- Silicio amorfo 7 %

También existen otras tecnologías o procesos de aceptable rendimiento, no todas basadas en el silicio, que se encuentran en fase de desarrollo en laboratorio o iniciando su fabricación en pequeñas plantas.



La selección de los elementos que configurarán el sistema de electrificación de la huerta solar, mediante energía solar fotovoltaica, es muy importante debido a que de ello depende el funcionamiento de la instalación, su rendimiento, aporte solar de energía, nivel de satisfacción de las necesidades de consumo eléctrico y el coste de la instalación, que es un factor determinante en la realización de la instalación.

Se ha elegido este proyecto como suministro de energía eléctrica en la huerta ecológica por el encarecimiento de los otros sistemas existentes en el mercado, como es el abastecimiento de energía mediante una línea de media tensión durante todos los días del año.

Los criterios para seleccionar los equipos, entre todos los disponibles en el mercado, son los siguientes:

- El nivel en que sus características técnicas, se adaptan a las necesidades de la instalación, cumpliendo todos los requisitos, que se especifican en los diferentes reglamentos de obligado cumplimiento, por la instalación objeto del proyecto.
- El precio de los equipos, teniendo en cuenta sus prestaciones, de manera que sean adecuados a la instalación.

Para el correcto funcionamiento de nuestra instalación solar fotovoltaica, hemos optado finalmente por instalar los siguientes elementos:

- Elección de los Módulos Fotovoltaicos:

El módulo fotovoltaico es el encargado de la captación de la energía solar y convertirla, mediante materiales semiconductores, en energía eléctrica. Por lo tanto es el elemento clave de esta instalación, ya que de su eficiencia depende toda la instalación.



El módulo fotovoltaico elegido es de 250W. Se podría haber hecho una elección de paneles que suministraran menor potencia, pero la estructura y el espacio ocupado tendría mayores dimensiones. El valor total de la instalación es menor.

La marca del módulo fotovoltaico es SANYO, ya que le fabrica la empresa de fabricación de módulos solares más grande del mundo y su eficiencia es de las mayores del mercado.

- Elección del Regulador:

Debido a la gran cantidad de energía que suministran los paneles fotovoltaicos, el regulador escogido es uno de los más avanzados que existen en el mercado. El regulador es el Xantrex C40, un regulador capaz de suministrar una cantidad de intensidad de 41,5 A a 48 V.

Tiene un sistema de autodesconexión del consumo por baja tensión, con rearme automático cuando la tensión vuelva a establecerse en su nivel normal.

Además se puede elegir la tensión de trabajo entre las opciones de 12 V, 24 V y 48 V según las conveniencias que tenga la instalación de consumo. Las tensiones de la batería están prefijadas con la opción de personalización.

- Elección de las Baterías:

Las baterías elegidas son de la marca OPZS TAB y el modelo 420 Ah C10, de un voltaje de 2 V. Se han elegido 24 baterías conectadas en serie entre sí para conseguir una tensión de 48 V, porque de esta manera es más eficiente el suministro de energía para alimentar a la huerta durante 6 días de insuficiencia energética de energía solar.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



Las baterías elegidas son capaces de suministrar 630 Ah en 100 h. Las baterías irán protegidas mediante un fusible de 100 A en su cables de conexión.

La vida útil estimada de cada batería es mayor de 20 años, con más de 1500 ciclos de carga y una descarga al 80%. Muy bajo nivel de auto descarga. Ideal para sistemas fotovoltaicos.

Las baterías se colocarán aisladas de cualquier elemento capaz de producir chispa, en una habitación existente en el edificio. Las baterías estarán separadas una de otra a la distancia indicada en el pliego de condiciones.

Como el suministro de energía solar no es constante a lo largo del día, se utilizan estas baterías para el período que el sol no suministre radiaciones electromagnéticas a los módulos fotovoltaicos, como puede ser por la noche y en días nublados.

Estas baterías están compuestas de ácido sulfúrico diluido $d = 1.24$ kg/l, con unos tapones de seguridad antideflagrante y parácido. La temperatura de funcionamiento es de 20 °C.

- Elección de un Inversor:

Se colocará un inversor CC-AC a la salida de los reguladores de 2.000 W, porque de esta forma se podrá suministrar corriente alterna a los distintos aparatos que la necesiten. Es bien sabido que hoy en día hay más aparatos de corriente alterna que de continua, aunque muchos de estos aparatos se pueden encontrar también en corriente continua, pero es más difícil encontrarlos y más caros. Por este motivo, utilizando el inversor los receptores de corriente alterna tienen resuelto su problema.



El inversor elegido pertenece a una de las mejores marcas dentro del mundo de suministros eléctricos COTEK y es de una alta eficiencia (más de un 90 %). Se ha elegido el inversor de 2.000 W porque de esta forma la potencia que suministra la línea eléctrica fotovoltaica al inversor no se pierde en las peores condiciones, que serán cuando exista una demanda del 100% de suministro.

El inversor dispone de un sistema automático de desconexión de la carga, si no existe ningún aparato de corriente alterna conectado a la red. A la vez, ambos están protegidos tanto a sus entradas como en sus salidas mediante fusibles, de cortocircuitos y de sobrecargas.

El inversor está capacitado para aguantar un 200 % de su potencia.

- Elección de los Sistemas de Seguridad:

Estos elementos son imprescindibles para la protección de las distintas partes y componentes del sistema. Se ha optado por utilizar interruptores magnetotérmicos en la salida del campo de módulos o paneles fotovoltaicos, en las entradas y salidas del regulador y en la entrada del edificio. También se usarán unos fusibles tanto a la entrada como a la salida del inversor, de las baterías y del campo de paneles fotovoltaicos. Los interruptores magnetotérmicos evitarán los cortocircuitos y las sobrecargas.

Los interruptores magnetotérmicos que se colocarán a la salida de los módulos fotovoltaicos, serán del tipo Vigicompact para protecciones de baja tensión de corriente continua. En las entradas y salidas del regulador también llevará un interruptor magnetotérmico.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



Otro sistema de protección que se utilizará es el de diferenciales que van acoplados a los interruptores magnetotérmicos, estos aparatos se encargan de evitar la electrocución por contactos directos o indirectos teniendo en cuenta las derivaciones por la toma de tierra.

Se colocarán a la entrada, al lado de los magnetotérmicos. Se han elegido los de marca Merlin Gerin por ser la más avanzada en protecciones diferenciales. Estos sistemas están inmunizados contra sobretensiones transitorias evitando el disparo intempestivo. Tienen una sensibilidad de 30 mA.

Podemos decir que este sistema satisface con mucho las prestaciones y necesidades que solicita,

En Igollo (Camargo) a 25 de Octubre de 2012

Alberto Díaz Marcano



1.6 Documentación empleada.

1.6.1 Bibliografía.

- “Energía solar: Cálculo y diseño de instalaciones”
Autor: Enrique Alaiz Fernández.
Editorial: E.T.S. de ingenieros industriales, 1981.

- “Sistemas fotovoltaicos: introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica”
Autor: Miguel Alonso Abella.
Editorial: Madrid: S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, 2001.

- “Sistemas fotovoltaicos”
Autor: Ángel Antonio Bayod Rújula.
Editorial: Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009.

- “Guía de las Energías Renovables”
Autor: Instituto para la diversificación y ahorro de la energía.
Editorial: Instituto para la diversificación y ahorro de la energía, 1996.

- “El Sol, un viejo conocido: introducción a la energía solar.”
Autor: Centro de estudios de la Energía.
Editorial: Centro de estudios de la Energía.

- “Energía solar térmica y fotovoltaica: Guía del Usuario”
Autor: Ente regional de la energía.
Editorial: Junta de Castilla y León, 2003.

- “Guía de las energías renovables”
Autor: Instituto para la diversificación y ahorro de la energía
Editorial: Instituto para la diversificación y ahorro de la energía, 1996



- Revistas y Catálogos :

“Ferrolí”

“Salvador Escoda”

“Grundfos”

“Thisa”

“Tejas Borja”

“Maydisa”

- Reales decretos y publicaciones del boletín oficial de Cantabria.
- Proyectos fin de carrera de la universidad de Cantabria.

1.6.2 Páginas Web.

www.portalsolar.com

www.idae.es

www.ensolnor.com

www.aenor.es

www.cantabria.es

www.genercan.es

www.censolar.es

www.salvadorescoda.com

www.ferroli.es

www.solarweb.net

www.solarshop-europe.net

www.stihl.es

www.enerpal.com

www.thisaonline.com

www.mtas.es

www.mma.es

www.schoenau-ag.de



ANEXOS DE LA MEMORIA



A.1 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

A.1.1 Historia de la energía Solar.

Las primeras utilizaciones de la energía solar se pierden en la lejanía de los tiempos. No obstante, por algunas tablillas de arcilla halladas en Mesopotamia, se sabe que hacia el año 2000 antes de J.C. las sacerdotisas encendían el fuego sagrado de los altares mediante espejos curvados de oro pulido.

En Egipto, hacia el año 1450 antes de J.C., existían unas estatuas sonoras del faraón Amenhotep III. El sonido producido por estas estatuas era consecuencia del aire calentado en sus enormes pedestales, que eran huecos, y que comunicaban con el exterior por un orificio muy pequeño.

Arquímedes utilizó espejos cóncavos, con los cuales incendió las naves romanas durante el renacimiento.

Kicher (1601-1680) encendió una pila de leña a distancia utilizando espejos por un procedimiento similar al utilizado por Arquímedes.

Ehrenfried von Tschirnhaus (1651-1700), que era miembro de la Academia Nacional Francesa de la Ciencia, logró fundir materiales cerámicos mediante la utilización de una lente de 76 cm. de diámetro.

George Louis Leclerc (1707-1788) fabricó un horno solar compuesto por 360 espejos con un foco común e hizo una demostración en los jardines del Palacio de Versailles, encendiendo una pila de leña a 60 m.

El primer colector solar plano fue fabricado por el suizo Nicholas de Saussure (1740-1799), y estaba compuesto por una cubierta de vidrio y una placa metálica negra encerrada en una caja con su correspondiente



aislamiento térmico. Este colector solar se utilizó para cocinar alimentos que se introducían en su interior.

Antoine Lavoisier (1743-1794), célebre químico francés descubridor del oxígeno, experimentó con lentes de 130 cm. de diámetro y fundió el platino, cuyo punto de fusión es de 17600C.

John Herschell, hijo del célebre astrónomo británico William Herschell, descubridor del planeta Urano, utilizó colectores solares de dos cubiertas también para cocinar alimentos, obteniendo en 1837 un prototipo que alcanzaba los 1160C.

En 1874 se instaló en Las Salinas (Chile) un destilador solar pasivo, consistente en 4700 m² de superficie acristalada que producían 23.000 litros de agua dulce al día. Este destilador funcionó durante 40 años hasta que fue traída el agua mediante una tubería desde Antofagasta.

En 1875, el francés Mouchont realizó un colector cónico de 18.6 m² de área de abertura, destinado a la producción de vapor y que fue presentado en París. Este colector tuvo un accidente como consecuencia de haberse quedado sin agua.

Abel Pifre utilizó en la Exposición de París del año 1878 un colector doble parabólico para la producción de vapor, con el cual se accionaba una pequeña imprenta.

El primer colector cilíndrico parabólico fue ideado por el norteamericano John Ericsson en 1883.

Hacia finales del siglo antepasado existía ya un cierto interés por la energía solar, puesto de manifiesto por las diversas revistas científicas de la época.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



A principios del siglo pasado la utilización de la energía solar tuvo especial interés en Estados Unidos, principalmente en California, donde se hicieron algunos trabajos y estudios en colaboración con astrónomos, construyéndose algunos prototipos de grandes dimensiones.

El abaratamiento de los combustibles, como consecuencia de la I Guerra Mundial, dio al traste con todos estos trabajos.

Un ejemplo de los aludidos fue el colector del portugués Himilaya en San Louis (Missisipi) del año 1904, con un factor de concentración de 2000, destinado a fundir metales, así como un colector cónico realizado por el norteamericano Eneas, contemporáneo del anterior.

En 1913, los también norteamericanos Shuman y Boys instalaron, primero en Filadelfia (USA) y luego en Egipto, colectores cilíndrico que producían vapor para el accionamiento mecánico de bombas hidráulicas destinadas a irrigación. El colector de Egipto proporcionaba una potencia de 37 a 45 Kw durante un período de cinco horas.

En la década de los años 30 de nuestro siglo se popularizaron en Japón equipos de circulación natural para obtener agua caliente sanitaria con una capacidad de almacenamiento de 100-200 litros.

Después de la II Guerra Mundial este tipo de sistemas se extendió también en Israel, pero debido al bajo precio de los combustibles convencionales, el uso de la energía solar quedó relegado a un segundo plano.

El resurgimiento de la energía solar como una disciplina científica se produce en 1953, cuando Farrington Daniels organiza en la Universidad de Wisconsin un Simposio Internacional sobre la utilización de la Energía Solar, auspiciado por la National Science Foundation de Estados Unidos. Dos años más tarde, en Tucson (Arizona), se celebró otro simposio y se formó la Asociación para la Aplicación de la Energía Solar.



Como consecuencia de estos simposios se creó la revista “Solar Energy”, de muy alto nivel científico, que edita la Sociedad Internacional de la Energía Solar con sede en Australia, entidad que sucedió a la asociación para la aplicación de la energía solar.

En esta misma época (1954) se descubrió la fotopila de silicio en los laboratorios de la bell Telephone, los cuales recibieron por ello un fuerte impulso debido a las inminentes necesidades de fotopilas para actividades espaciales.

En la década de los años 60, el excesivo abaratamiento de los combustibles convencionales hizo que se dedicase poca atención al tema de la energía solar, si bien en esta época se construyó el horno solar de Font Romeu (Francia).

Fue en 1973 cuando, como consecuencia de la cuarta guerra árabe-israelí, la OPEP decidió elevar enormemente los precios del petróleo y se produjo un fuerte resurgimiento mundial de la energía solar, al poder ser ya competitiva con los nuevos y altos precios del petróleo y de los productos energéticos en general.

A.1.2 El Sol como fuente de energía.



El sol es una inmensa fuente de energía inagotable con un diámetro de $1.39 \times 10^9 \text{ m}$ situado a la distancia media de $1.5 \times 10^{11} \text{ m}$ respecto de la Tierra, esta distancia se llama unidad astronómica (UA).

Fig.4.-El sol fuente de energía.



Los datos más interesantes acerca del Sol son los siguientes:

- El Sol = Estrella = Horno Nuclear.
- Su diámetro es 1.400.000 km.
- Su Masa es 2,227 toneladas; 300.000 veces la masa de la tierra.
- Formado por hidrógeno y helio.
- Su temperatura superficial es de 5.600°K.
- Su vida estimada es de 5.000 millones de años.
- La distancia Tierra - Sol es de 150 millones de km.
- La luz solar tarda 8 minutos en llegar a la tierra.
- El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión que se llevan a cabo en su núcleo.
- La generación de energía proviene de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein, $E=m \cdot c^2$, donde "E" es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa "m"; "c" es la velocidad de la luz.
- Su flujo radiante es de $3,8 \times 10^{26} \text{W}$ equivalente a una densidad de 62,5MW por cada metro cuadrado de superficie solar. De toda ella solo una pequeña parte, 1,37KW por metro cuadrado aproximadamente, llega a la superficie de la tierra como consecuencia de la distancia que los separa. La radiación que llega varía de forma aleatoria debido a muy diversos efectos que provoca sobre ella la atmósfera terrestre. Una gran parte es absorbida y dispersa por los propios agentes variables que allí se encuentran, tales como la polución y la nubosidad.

La energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar. El espectro de la radiación solar esta compuesto por:

1. Luz ultravioleta [7%]
2. Luz visible [47%]
3. Luz infrarroja [46%]



Las transformaciones producidas en el Sol consisten en transformaciones de hidrógeno en helio, a través de pasos intermedios, entre los que figura la obtención del deuterio. El resultado global es que cuatro átomos de hidrógeno se convierten en uno de helio. Ahora bien, esta transformación se realiza con una pérdida de masa. El átomo de helio obtenido tiene una masa inferior a la de cuatro átomos de hidrógeno. Esta pérdida de masa se transforma en energía, se ha calculado que el Sol pierde cada segundo 4.2 millones de toneladas de materia que se transforma en energía.

A.1.3 El efecto Fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un material cuando se le ilumina con radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general).

Los fotones tienen una energía característica determinada por la frecuencia de onda de la luz. Si un electrón absorbe energía de un fotón que tiene mayor energía que la necesaria para expulsarlo del material y que además posee una velocidad bien dirigida hacia la superficie, entonces el electrón puede ser extraído del material. Si la energía del fotón es demasiado pequeña, el electrón es incapaz de escapar de la superficie del material. Los cambios en la intensidad de la luz no modifican la energía de sus fotones, tan sólo el número de electrones que pueden escapar de la superficie sobre la que incide y por lo tanto la energía de los electrones emitidos no depende de la intensidad de la radiación que le llega, sino de su frecuencia. Si el fotón es absorbido parte de la energía se utiliza para liberar el electrón del átomo y el resto contribuye a dotar de energía cinética a la partícula libre.

En principio, todos los electrones son susceptibles de ser emitidos por efecto fotoeléctrico. En realidad los que más salen son los que necesitan menos energía para salir.



En un aislante (dieléctrico), los electrones más energéticos se encuentran en la banda de valencia. En un metal, los electrones más energéticos están en la banda de conducción. En un semiconductor de tipo N, son los electrones de la banda de conducción los más energéticos. En un semiconductor de tipo P también, pero hay muy pocos en la banda de conducción. Así que en ese tipo de semiconductor hay que ir a buscar los electrones a la banda de valencia.

A temperatura ambiente, los electrones más energéticos se encuentran cerca del nivel de Fermi (salvo en los semiconductores intrínsecos en los cuales no hay electrones cerca del nivel de Fermi). La energía que hay que dar a un electrón para llevarlo desde el nivel de Fermi hasta el exterior del material se llama función trabajo, y la frecuencia mínima necesaria para que un electrón escape del metal recibe el nombre de frecuencia umbral. El valor de esa energía es muy variable y depende del material, estado cristalino y, sobre todo de las últimas capas atómicas que recubren la superficie del material.

Por encima de la frecuencia de corte, la energía cinética máxima del fotoelectrón emitido es independiente de la intensidad de la luz incidente, pero depende de la frecuencia de la luz incidente. El tiempo de retraso entre la incidencia de la radiación y la emisión del fotoelectrón es muy pequeño, menos que 10^{-9} segundos.

Para analizar el efecto fotoeléctrico cuantitativamente utilizando el método derivado por Einstein es necesario plantear las siguientes ecuaciones:

“Energía de un fotón absorbido = Energía necesaria para liberar 1 electrón + energía cinética del electrón emitido”



Algebraicamente: que puede también escribirse $hf = hf_0 + \frac{1}{2}mv_m^2$

donde h es la constante de Planck, f_0 es la frecuencia de corte o frecuencia mínima de los fotones para que tenga lugar el efecto fotoeléctrico, Φ es la función trabajo, o mínima energía necesaria para llevar un electrón del nivel de Fermi al exterior del material y E_k es la máxima energía cinética de los electrones que se observa experimentalmente. Si la energía del fotón (hf) no es mayor que la función de trabajo (Φ), ningún electrón será emitido.

La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente (producidas a partir de silicio monocristalino) está alrededor del 11-12%, pero según la tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 14-19% de las células de silicio monocristalino. También existen las células multicapa, normalmente de Arseniuro de Galio, que alcanzan eficiencias del 30%. En laboratorio se ha superado el 42% con nuevos paneles experimentales.

La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye.

Una célula fotoeléctrica, también llamada célula, fotocélula o celda fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotoeléctrico.

Se denominan células solares de tercera generación a aquellas que permiten eficiencias de conversión eléctrica teóricas mucho mayores que las actuales y un precio de producción mucho menor. Actualmente se trabaja en diversas líneas de investigación, entre las que se encuentran:

- Dispositivos de más de un ancho de banda prohibida para la conversión óptima de fotones a varias longitudes de onda diferentes.



- Modificación del espectro de luz incidente.
- Aprovechamiento del calor producido dentro de la célula.

El Efecto Fotovoltaico:

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica están basadas en el aprovechamiento del efecto fotovoltaico. De forma muy resumida y desde el punto de vista eléctrico, el “efecto fotovoltaico” se produce al incidir la radiación solar (fotones) sobre los materiales que definimos al principio como semiconductores extrínsecos. La energía que reciben estos, proveniente de los fotones, provoca un movimiento caótico de electrones en el interior del material.

Al unir dos regiones de un semiconductor al que artificialmente se había dotado de concentraciones diferentes de electrones, mediante los elementos que denominábamos dopantes, se provocaba un campo electrostático constante que reconducía el movimiento de electrones. Recordemos que este material formado por la unión de dos zonas de concentraciones diferentes de electrones la denominábamos unión PN, pues la célula solar en definitiva es esto; una unión PN en la que la parte iluminada será la tipo N y la no iluminada será la tipo P.

De esta forma, cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre los bornes de una pila. Mediante la colocación de contactos metálicos en cada una de las caras puede “extraerse” la energía eléctrica, que se utilizará para alimentar una carga.



A.2 ANEXO DE DATOS DE PARTIDA

A.2.1 Ubicación.

La instalación estará ubicada en un edificio de una finca particular. Consiste en una instalación eléctrica alimentada con energía solar fotovoltaica. Este edificio se situará en Igollo de Camargo, un municipio del norte de España emplazado en la provincia de Cantabria.

Sus coordenadas geográficas son:

- Latitud: 43° 26' N
- Longitud: 3° 53' W
- Altitud: 45,5 m sobre el nivel del mar.

El clima es oceánico costero, con temperaturas suaves. Con una media anual de 13,90°. Las precipitaciones rondan los 1.290 mm anuales. La velocidad anual del viento es de 16,5 km / h.

Por estas características climatológicas y de situación, la instalación fotovoltaica puede realizarse sin problemas con un ahorro económico considerable frente otros sistemas de suministro de energía eléctrica.

A.2.2 Datos de partida del proyecto.

Los datos de partida son de gran importancia en el desarrollo de un proyecto, ya que de ellos dependen los cálculos realizados, y por lo tanto los resultados del proyecto. De manera que estos datos serán definidos con la mayor exactitud posible para obtener unos resultados satisfactorios en el desarrollo del proyecto. Siendo estos datos los siguientes:



La huerta tendrá una utilización durante todo el año (12 meses) y los aparatos eléctricos serán los mismos durante todo el período.

Los datos meteorológicos de la provincia de Cantabria son los siguientes, valores medios de cada fenómeno meteorológico durante diez años. No obstante, se resumen los de más importancia para el diseño de la instalación fotovoltaica:

- La temperatura mínima media registrada en la provincia a lo largo de 10 años es de $-0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- La temperatura máxima registrada en la provincia a lo largo de 10 años es de $35,4\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- El número de horas de Sol es de 1720 h.
- La velocidad promedio anual del viento es de $17,66\text{ Km / h}$.

A.2.3 Elementos que componen la instalación.

Una instalación solar fotovoltaica consta de diferentes elementos, cumpliendo una función diferente cada uno de ellos, todos ellos son necesarios para un funcionamiento eficiente y seguro de la instalación. No obstante la importancia de cada elemento depende de la función que realice. Estos elementos se indicarán a continuación:

- Estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos.
- Módulos fotovoltaicos.
- Baterías.
- Regulador.
- Inversor.
- Cableado.
- Dispositivos de seguridad.
- Dispositivos de control.
- Aislamiento.



A.2.3.1 Estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos.

El diseño de la estructura garantiza una perfecta captación de la irradiación solar. Calculada según la Norma MV-103, proporcionando firmeza al conjunto de paneles, permitiendo soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos tales como viento, nieve, seísmos.

Construida con perfiles de acero laminado según Norma MV-102 que garantiza todas sus características mecánicas y de composición química. Galvanización en caliente atendiendo a las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508 de espesor aproximado de 200 micras, que alargan la vida útil de cada uno de los elementos tratados y eliminan las necesidades de mantenimiento de los mismos. Tornillería realizada en acero inoxidable cumpliendo la Norma MV-106.

Versatilidad y fiabilidad quedan unidas en una estructura cuyo cómodo transporte hasta pie de obra se ve favorecido por realizarse de forma desmontable y sin que todo ello reste simplicidad a la hora de su ensamblaje “in situ”. El modelo de estructura elegido es el de poste debido a la gran extensión de superficie que se dispone para su ubicación.

A.2.3.2 Módulos fotovoltaicos.

El número de módulos fotovoltaicos es de 8 paneles del modelo HIT-H250E01 de la marca Sanyo, conectados en 4 ramas en paralelo y con 2 módulos en serie cada rama. Los módulos fotovoltaicos son monocristalinos y están situados sobre estructuras de tipo poste de acero laminado.



Fig.5.-Módulo solar fotovoltaico.



Las características de los módulos son las siguientes:

➤ Físicas:

- Altura: 1610 mm.
- Ancho: 881 mm.
- Espesor: 35 mm.
- Peso: 16,5 Kg.

➤ Eléctricas:

- Potencia máxima (Pmax): 250 W.
- Corriente de cortocircuito (Isc): 7,74 A.
- Tensión de circuito abierto (Voc): 43,1 V.
- Corriente de máxima potencia (Imax): 7,18 A.
- Tensión de máxima potencia (Vmax): 34,9 V.

Valores típicos a: 1000 W/m², Espectro AM 1.5, Temperatura de la célula de 25 °C (0.5 °C).

Los 8 módulos fotovoltaicos representan una potencia total instalada de 2.000 Wp. Suministrarán una energía suficiente para alimentar todas las necesidades a cubrir por la huerta ecológica diariamente en los 12 meses de funcionamiento.

A.2.3.3 Baterías.

El número de baterías necesarias para esta instalación es de 24 bloques compactos modelo 420 Ah C10, de la marca OPZS TAB. Las baterías van conectadas en serie para alcanzar los 48 V. Las 24 baterías dan un total de 632 Ah, energía suficiente para poder abastecer a la instalación en 6 días de autonomía.



Fig.6.- Baterías.



Las características de las baterías son las siguientes:

➤ Generales:

- Recipientes fabricados en estirenoacrilnitrilo (SAN), un material extraordinariamente resistente a las influencias electroquímicas y a los daños mecánicos.
- Se fabrican de acuerdo a las normas:
 - DIN 40736.
 - EN 60896.
 - IEC 896-1.

➤ Constructivas:

- Electrodo positivo: Placa tubular.
- Electrodo negativo: Placa plana.
- Separadores: Pasta y fibra.
- Electrolito: Ácido sulfúrico diluido $d=1.24 \text{ Kg/l}$
- Diseño de bornes: Bornes de diseño especial antifugas, reforzadas mediante cobre.
- Tornillería de conexión: Acero resistente a la corrosión.
- Conexiones: Fabricadas en cobre macizo y totalmente aisladas.
- Tapones de seguridad: Tapón de seguridad antideflagrante y parácido.
- Carga: Todos los procedimientos de carga de acuerdo a normas DIN.
- Temperatura de funcionamiento: $0^\circ \text{ } -+55^\circ \text{ } ^\circ\text{C}$ (temperatura recomendada 25°C).

Modelo: 420 Ah C10.

- Voltaje: 12 V.
- Capacidad en 100 horas: 650 Ah.
- Largo: 275 mm.
- Ancho: 210 mm.
- Alto: 375 mm.
- Peso con ácido: 54 Kg.



A.2.3.4 Regulador.

Los responsables de controlar el buen funcionamiento del conjunto de la instalación evitando la sobrecarga y sobredescarga de la batería, y proporcionando información al usuario sobre el estado del sistema y de la batería es el regulador. En este caso el modelo escogido es el Xantrex C40, con sus siguientes características:



Fig.7.- Regulador.

➤ Físicas:

- Alto: 254 mm.
- Ancho: 127 mm.
- Fondo: 63,5 mm.
- Peso: 1,4 kg.
- Caja: Acero con revestimiento pulverizado con discos de 1,91 cm y 2,54 cm.

➤ Eléctricas:

- Configuraciones de voltajes: 12 V / 24 V / 48 V.
- Tensión máx. del conjunto en circuito abierto: 125 V_{cc}.
- Corriente de carga a 25 ° C: 40 A.
- Corriente de pico máx. : 85 A.
- Caída de tensión máxima a través del controlador: 0,3 V.
- Consumo en normal funcionamiento: 15 mA.
- Consumo normal en estado inactivo: 3 mA.
- Tamaño de breaker recomendado: 50 A.



➤ Constructivas:

- Silencioso microprocesador de control de estado sólido que aumenta el rendimiento y maximiza la duración de la batería.
- Botones (setpoints) de campo ajustables con botones desmontables que impiden la manipulación de personal no cualificado. Ambas, las escalas calibradas y los botones de campo, están provistos para permitir el preciso ajuste y la verificación de la posición.
- Electrónicamente protegido contra cortocircuito, sobrecargas, sobre temperaturas e inversión de polaridad.
- Voltaje de batería 12, 24 y 48V (C-40) manualmente seleccionable en el propio lugar de instalación (previene problemas que pueden ser causados por sistemas automáticos de selección de voltaje usados en otros controladores de carga).
- Protección electrónica de sobrecarga con auto-reconexión.
- Dos etapas de salida y aumento del intervalo mediante componentes de protección activa y pasiva.
- Visualizador LCD con iluminación de fondo, visualiza constantemente el amperaje, el voltaje de la batería y los amperios hora acumulados, provee reset para posicionar a cero el contador de amperios.
- Puede ser montado al frente del C-40 (modelo DVM) o ubicado a un máximo de 15 metros (modelo “display remoto”), usando cable de tipo de teléfono (incluido).
- Regulador silencioso con modulación de ancho de impulso (PWM) de cuatro etapas: carga, absorción, flotación y ecualización (esta última anulable para baterías herméticas).
- Posibilidad de cambiar los valores de carga máxima, absorción y flotación manualmente, incrementando la posibilidad de uso de baterías tipo alcalino.
- El modo ecualizador tiene activación manual y automática cada 30 días (puede ser anulado para el uso de baterías selladas).
- El sensor de temperatura de batería opcional enchufable desde el interior, extensible y reemplazable, ideal para baterías selladas.



A.2.3.5 Inversor CC – CA.

El inversor estará conectado a la salida de los reguladores para convertir la energía eléctrica continua en energía alterna para que se pueda consumir en las viviendas. Las características de funcionamiento del inversor estarán referidas en las especificaciones facilitadas por el fabricante.



Fig.8.- Inversor.

Los valores indicados cumplirán con las Especificaciones Técnicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos.

Modelo SK2000-248:

- 2000 de COTEK. C.C-C.A.
- Tensión de entrada nominal: 48 V.
- Tensión de salida nominal: 220 V.
- Variación de tensión de salida: Inferior al 3 %.
- Potencia nominal de salida: 2.000 W.
- Variación de frecuencia: 3%.
- Frecuencia nominal: 50 / 60 Hz.
- Rango de temperaturas de actuación: 0 °C a +40 °C.
- Rendimiento en función de la carga: 0,9.

El inversor utilizado en esta instalación fotovoltaica estará protegido contra:

- Cortocircuitos.
- Sobrecargas.
- Sobrecalentamiento.



Características:

- Salida de onda sinusoidal pura (THD3%).
- Diseño de entrada/salida completamente aisladas.
- Modo de suspenso para conservar energía.
- Carga controlada con ventilador de enfriamiento.
- Controlado por el más avanzado microprocesador.
- Protección contra alto y bajo voltaje.
- Cumple con la norma UL458.

El tipo de inversor seleccionado es compatible en cuanto a potencia nominal, forma de onda y factor de distorsión con los equipos a los que vaya a conectarse.

A.2.3.6 Dispositivos de Seguridad.

I. Interruptores Magnetotérmicos:

Son dispositivos de seguridad que se utilizan para proteger las instalaciones de cortocircuitos o sobrecargas en la instalación.

Conceptos:

- **Poder de corte último (Icu):** Es el valor máximo de cortocircuito al que el interruptor puede hacer frente una vez, pudiendo, tres minutos después, cerrar de nuevo, con la condición de que:
 - El interruptor mantenga una rigidez dieléctrica de al menos 1000 V.
 - Admita una sobrecarga de $2.5 I_n$ y dispare en el tiempo correspondiente a $2 I_n$.



- **Poder de corte en servicio (Ics):** Es el valor máximo de cortocircuito al que el interruptor puede hacer frente tres veces, espaciadas tres minutos, y poder cerrar de nuevo, a condición de que:
 - La rigidez dieléctrica esté por encima del doble de la tensión de empleo.
 - Una sobrecarga de $1.45 I_n$ provoque el disparo en 1h para $I_n < 63 \text{ A}$ y 2h para $I_n > 63 \text{ A}$.
- **Disparador térmico:** Tiene por misión proteger los cables contra sobrecargas. La imagen térmica la realiza un bimetálico que sigue una curva definida por la norma, con actuación a partir de dos valores, según el estado frío o caliente del interruptor al iniciar el ensayo.
- **Disparador magnético:** Tiene por misión proteger los cables contra cortocircuitos. Cuando la corriente de paso alcanza un valor determinado, excita una bobina que provoca el disparo instantáneo del interruptor. Se fabrican con tres zonas posibles de disparo:
 - Entre 3 y 5 veces I_n de aplicación en cargas resistivas.
 - Entre 5 y 10 veces I_n para aplicaciones generales.
 - Entre 10 y 20 veces I_n para cargas con fuertes corrientes de conexión.

Estos valores dan lugar a tres tipos de curvas, que por similitud con la norma IEC 898, se conocen como curva B, C y D, respectivamente. El tarado se realiza con corriente alterna de 50 Hz. A 400 Hz el disparo magnético se produce con valores un 50 % menor. Con corriente continua el disparo requiere una intensidad un 40 % mayor.



Se colocarán 4 interruptores magnetotérmicos:

1- Un magnetotérmico de 25 A correspondiente al tramo del campo de paneles al regulador.

Características Principales:

- Tecnología usada para unidad d: Térmico-magnético.
- Código de curva de disparo ins: B.
- Clase de limitación 3 IEC 60947-2.
- Adecuación para aislamiento: Sí IEC 60947-2.
- Pasos de 9 mm: 2.
- Rango de producto: C60.
- Nombre de modelo de dispositivo: C60L.
- Descripción de polos: 1P.
- Número de polos protegidos: 1.
- Corriente nominal: 25 A 40 °C.
- Tipo de red: CC.
- Frecuencia de red 50/60 Hz.

Características Complementarias:

- Tensión funcionamiento nominal: 12...440 V AC 50/60 Hz.
- Límite de enlace magnético: 7...10 x I_n .
- Tensión de aislamiento nominal 500 V AC 50/60 Hz IEC 60947-2.
- Indicación de contacto positivo: Sí.
- Tipo de control: Palanca de conmutación.
- Señalización local: Indicación encendido/apagado.
- Modo de montaje: Fijo.
- Soporte de montaje: Perfil DIN simétrico de 35 mm.
- Alto: 81 mm.
- Ancho: 18 mm.
- Fondo: 73 mm.



- Peso del producto: 0,12 kg.
- Vida útil mecánica: 20000 cycles.
- Conexiones – terminales: Terminales de tipo túnel 25 mm² rígido.
- Terminales de tipo túnel: 16 mm² flexible.

2- Un magnetotérmico de 2 A correspondiente al tramo del regulador al consumo en DC.

Características Principales:

- Tecnología usada para unidad d: Térmico-magnético.
- Código de curva de disparo ins: B.
- Clase de limitación: 3 IEC 60947-2.
- Adecuación para aislamiento: Sí IEC 60947-2.
- Pasos de 9 mm: 2.
- Rango de producto: C60.
- Nombre de modelo de dispositivo: C60N.
- Descripción de polos: 1P.
- Número de polos protegidos: 1.
- Corriente nominal: 2 A 30 °C.
- Tipo de red: CC.
- Frecuencia de red 50/60 Hz.

Características Complementarias:

- Tensión funcionamiento nominal: 12...440 V AC 50/60 Hz.
- Límite de enlace magnético: 3...5 x I_n.
- Tensión de aislamiento nominal: 500 V AC 50/60 Hz IEC 60947-2.
- Indicación de contacto positivo: Sí.
- Tipo de control: Palanca de conmutación.
- Señalización local: Indicación encendido/apagado.
- Modo de montaje: Fijo.
- Soporte de montaje: Perfil DIN simétrico de 35 mm.



- Alto: 81 mm.
- Ancho: 18 mm.
- Fondo: 73 mm.
- Peso del producto: 0,12 kg.
- Vida útil mecánica 20000 cycles.
- Conexiones – terminales: Terminales de tipo túnel 16 mm² flexible.
- Terminales de tipo túnel: 25 mm² rígido.
- Estándares: EN 60898.
IEC 60947-2.

3- Un magnetotérmico de 100 A correspondiente al tramo de baterías al inversor.

Características Principales:

- Gama de producto: C120.
- Nombre de gama: C120N.
- Número de polos protegidos: 1.
- Tipo de tensión: AC, CC.
- Tipo de unidad de control: Magnetotérmico.
- Código de curva de disparo ins: B.
- Idoneidad para el seccionamiento: Sí de acuerdo con IEC 60947-2.

Características Complementarias:

- Calibre In: 100 A (30 °C).
- Frecuencia asignada de empleo: 50/60 Hz.
- Tensión asignada de empleo: 440 V AC 50/60 Hz.
- Límite de disparo magnético: 3...5 x In.
- Clase de limitación: 3 de acuerdo con IEC 60947-2.
- Señalizaciones frontales: Indicación de corte positiva.
- Modo de montaje: Fijo.
- Soporte de montaje: Perfil DIN simétrico de 35 mm.



- Compatibilidad de juego de barras: Sí.
- Pasos de 9 mm: 6.
- Alto: 81 mm.
- Ancho: 54 mm.
- Profundidad: 73 mm.
- Peso: 0,41 kg.
- Durabilidad mecánica: 20000 cycles.
- Endurancia eléctrica: 5000 cycles de acuerdo con IEC 60947-2.
- Conexiones – terminales: Bornes de caja 1,5...35 mm² flexible.
- Bornes de caja: 1...50 mm² rígido.
- Longitud de cable pelado: 15 mm.
- Par de apriete: 3,5 N.m.

4- Un magnetotérmico de 40 A correspondiente al tramo del inversor al consumo en AC.

Características Principales:

- Gama de producto: C60.
- Nombre de gama: Vigi C60.
- Número de polos: 2P.
- Posición de polo de Neutro: Izquierda.
- Tipo de tensión: AC.

Características Complementarias:

- Ubicación dispositivo sistema: Salida.
- Calibre In: 40 A.
- Frecuencia asignada de empleo: 50/60 Hz.
- Tensión asignada de empleo: 220...415 V AC 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2.
- Tecnología de disparo corriente residual: Electromagnética.
- Sensibilidad de fuga a tierra: 30 mA.



- Nivel de retardo: Instantáneo.
- Prot. c. fuga a tier. (tabular): Clase A SiE.
- Tensión asignada de aislamiento: 500 V AC 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2.
- Soporte de montaje: Perfil DIN simétrico de 35 mm.
- Pasos de 9 mm: 4.
- Alto: 87 mm.
- Ancho: 72 mm.
- Profundidad: 74 mm.
- Peso: 0,12 kg.
- Durabilidad mecánica: 20000 cycles.
- Conexiones – terminales: Bornes de caja 0,5...25 mm² flexible.
- Bornes de caja: 0,5...35 mm² rígido.
- Longitud de cable pelado: 14 mm.
- Par de apriete: 3,5 N.m.

II. Fusibles

Se utilizará 1 fusible que soporte una intensidad máxima de 100 A y otro de 40 A para las entradas y salidas del inversor de C.C – C.A. De la marca Vigicompact.

Se colocará un fusible de 2 A a la salida del regulador y 2 fusibles de 25 A a las salidas de los módulos fotovoltaicos en el campo fotovoltaico.

III. Diferenciales

Los diferenciales se colocarán acoplados con los interruptores magnetotérmicos. Los dispositivos de protección diferencial sirven para evitar el riesgo de electrocución del cuerpo humano por contacto directo o indirecto con el sistema eléctrico.



Características:

- Marca: Merlin Gerin
- Interruptores diferenciales ID superinmunizados.
- Los interruptores diferenciales ID "si" interrumpen automáticamente un circuito en caso de un defecto de aislamiento con una fuga igual o superior a 30 o 300 mA.
- Los ID "si" son una gama adaptada para asegurar la protección y continuidad de servicio en instalaciones que presenten riesgos de disparo intempestivos de los diferenciales convencionales provocados por rayos, iluminación fluorescente, maniobras bruscas de la red, etc. o bien riesgo de no disparo de los diferenciales convencionales en presencia de defecto por bloqueo o cegado debido a la presencia de altas frecuencias en la red, a la presencia de componentes continuos y a bajas temperaturas.
- Son clase A, con lo que aseguran la correcta protección y el disparo ante corrientes de fuga de tres tipos: alternas, continuas pulsantes, continuas pulsantes con corriente superpuesta de tipo continuo alisada de hasta 6 mA.
- Inmunidad contra disparos intempestivos: 3 kA cresta para los instantáneos.
- Resistencia ante cortocircuitos:
- Poder de corte y de cierre asignado: $I_m = 1500 \text{ A}$.
- Poder de corte y de cierre diferencial asignado: $I_{\Delta m} = 2500 \text{ A}$.
- Poder de corte en asociación con un dispositivo de protección contra cortocircuitos: $I_{nc} = I_{\Delta c} = 10 \text{ kA}$ con fusible gG.
- Temperatura mínima de utilización: $-25 \text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Vida eléctrica: 20.000 maniobras de apertura-cierre a calibre nominal.
- Tropicalización: ejecución 2 (95% de humedad a $55 \text{ }^{\circ}\text{C}$).
- Mando manual por maneta frontal.
- Seccionamiento con corte plenamente aparente.



- Visualización de disparo por defecto diferencial: mediante indicador mecánico rojo en el frontal del aparato.
- Conexión por bornes de caja para cable flexible de hasta 35 mm² y cable rígido de hasta 50 mm².
- Auxiliares eléctricos: Admite idénticos auxiliares que las gamas C60 y DPN N.
- Peso (g): 230.
- Ancho por polo: 1 módulo de 18 mm.
- Compatibilidad electromagnética (CEM) reforzada.
- Esta gama es conforme a la norma UNE-EN 61008.1.

A.2.3.7 Armario envolvente.

En el armario envolvente se guardan los interruptores magnetotérmicos y los conectores de los cables de conexión del campo de paneles fotovoltaicos, para protegerlos de la intemperie. El armario estará situado dentro de la habitación donde se instalarán las baterías.

Tiene las siguientes características:

Sistema VP Grado de protección:

- Grado de protección con puerta cerrada: IP 54-9.
- Grado de protección con puerta abierta: IP 30-9.
- Aislamiento total con cubiertas de cierre aislantes.
- Resistencia al choque: 20 Julios.

Características eléctricas:

- Tensión nominal: 660 V.-40/60 Hz.
- Intensidad nominal máxima: 400 A.
- Resistencia dinámica al cortocircuito: hasta 50 kA. cresta.
- Resistencia térmica al cortocircuito: hasta 25 kA. ef. 0.3 seg.



Normas:

- CEI 439-1
- NBN EN 60439-1
- DIN VDE 0660/500
- KEMA
- BS 5486.1
- NEN EN 60439-1
- EN 60439-1

Se suministra con chasis constituido por dos montantes simples.

El armario es reversible, por lo que puede montarse hacia arriba o hacia abajo, en uno de estos lados está abierto para colocar placas pasa-cables.

Es un armario para montaje mural.

El cuerpo del armario es de poliéster con fibra de vidrio autoextinguible y está exento de previsto para instalar los conjuntos de montaje del sistema VP, éstos permiten una rápida y sencilla instalación.

Los conjuntos de montaje incluyen las cubiertas de cierre, de poliéster-fibra de vidrio exento de halógenos, color RAL 7035.

A.2.3.8 Aparatos de Control.

Los aparatos de control que se utilizan en esta instalación son los de medida. Como son los voltímetros tanto de corriente alterna como de continua.



El regulador lleva voltímetro y amperímetro a la entrada del regulador, en la línea de las baterías y a la salida del regulador, por lo que se colocará un voltímetro a la salida de los módulos fotovoltaicos para ir comprobando la tensión que entregan a los reguladores.

Características del voltímetro:

Normas: Los indicadores se ajustan a las necesidades de precisión de la norma DIN 43780, las prescripciones de seguridad de la DIN VDE 0410, la normalización de carcasas de la DIN 43700, la norma para ejecución de escalas de la DIN 43802 y las condiciones técnicas de suministro de la DIN 43701.

Precisión: Los indicadores se ajustan, en general, a la clase 1.5. Los indicadores M01616 y M01620 (excepto el M01620-M) pueden suministrarse en clase 1. La clase está indicada en la escala. Valores finales del ámbito de medida: Según norma DIN 43701. Conexión a rectificadores de medida DIN 42600.

Tensión de prueba: Para tensiones de servicio hasta 40 V, 500 V, 50 Hz, > 40 V hasta 650 V para M01616, M01617, M01620 y M01622 2 kV, 50 Hz. > 40 V hasta 890 V para M01601, M01603, M01604 y M01606: 3 kV 50 Hz.

Tipo de protección (DIN 40050). Carcasa: IP52, bornes: IP00. Bornes protegidos contra contacto a la conexión: IP 30.

Marco frontal Suministro: marco estrecho en color negro mate, ajustador del punto cero en color blanco; medidas principales según DIN 43718.

Altura para 72 * 72 y 96 * 96: 5 mm, para 144 * 144: 8 mm.



Protección frente a contactos de las conexiones: Los indicadores, excepto las ejecuciones para potencia y factor de potencia, se suministran con protección frente a contactos de las conexiones sin ningún coste adicional.

Con sistema de bobina móvil.

Precisión: clase 1.5

Sobrecarga: 1.2 veces permanentemente.

Voltímetro: 2 veces 5s.

Precisión nominal: M01620.

Conexión: En indicaciones a conectar a resistencias secundarias, se contrasta una resistencia de 60 miliohmios para las conducciones eléctricas.

Se conectará mediante una resistencia secundaria clase 0.5 con una caída de tensión de 60 mV.

A.2.3.9 Aislamiento de los conductores eléctricos.

Tubos corrugados (Flexiplast):

- Color: Negro.
- Material: PVC.
- Norma: UNE EN 50.086 – UNE EN 60.423
- Código Clasificación: 222122412010 – 222130540010
- Resistencia a la compresión: 320 N
- Resistencia al impacto: 1 Julio.
- Temperatura de trabajo: -5 °C hasta 60 °C
- Propiedades eléctricas: Aislante – No propagador de la llama.
- Aplicaciones: Instalaciones eléctricas y fontanería, empotrados, paredes y techos.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



Diámetro Nominal		10	16	20	25	32	40	50
Diámetro m.m	Exterior	10	16	20	25	32	40	50
	Interior	7,8	12,6	16,4	20,6	27,1	33,9	42,8
Rollo (m)		100	100	100	50	50	25	25

Tabla 1.-Características aislamiento.

Tubos corrugados (Ico):

- Color: Gris.
- Material: PVC.
- Norma: UNE EN 50.086 – UNE EN 60.423.
- Código Clasificación: 222122412010 – 222130540010.
- Resistencia a la compresión: 750 Nw a 20 °C.
- Resistencia al impacto: 2 Julio.
- Temperatura de trabajo: -5 °C hasta 60 °C.
- Propiedades eléctricas: Rigidez dieléctrica = 2 Kv – 50 Hz.
Resistencia eléctrica de aislamiento = 100 ohmios / bajo 500 V en C.C.
- Características: Aislante, curvable. Debido a su perfil de ondulación, se obtiene una Máxima Flexibilidad, incluso a baja temperatura. No propagador de la llama = Ordinario.
- Aplicaciones: Instalaciones eléctricas, paredes, falsos techos, tabiques etc.

Diámetro Nominal		10	16	20	25	32	40	50
Diámetro m.m	Exterior	10	16	20	25	32	40	50
	Interior	6,3	10,7	14,1	18,3	24,3	31,2	39,6
Rollo (m)		100	100	100	50	50	25	25

Tabla 2.-Características aislamiento.



Tubos rígidos blindados (Enchufable y roscado):

- Color: Blanco.
- Material: PVC.
- No propagador de la llama.
- Norma: UNE EN 50.086 – UNE EN 60.423.
- Código Clasificación: 432121422010 – 432112540010.
- Resistencia a la compresión: 1.250 N.
- Resistencia al impacto: 2 Julio.
- Temperatura de trabajo: -5 °C hasta 60 °C.
- Propiedades eléctricas: Aislante. Rigidez dieléctrica = 2 Kv – 50 Hz. Resistencia.
- Aplicaciones: Instalaciones eléctricas, exteriores en canalizaciones superficiales ordinarias y fijas etc.
- Accesorios: Curvas, manguitos, codos y curvas flexibles.

Diámetro Nominal		10	16	20	25	32	40	50
Diámetro m.m	Exterior	10	16	20	25	32	40	50
	Interior	7,2	11,5	15,4	19,9	26,3	33,9	42,5
Fardo (m)		102	102	51	51	30	30	15
Longitud (m)		3	3	3	3	3	3	3

Tabla 3.-Características aislamiento.

Tubo corrugado “Uflex”:

- Material: Tubo Corrugado, material PVC, no propagador de la llama, curvable.
- Norma: UNE EN 50.086.2.4, resistencia a la compresión: 250 N. Tipo L (ligero).
- Aplicaciones: Protección de cables para instalaciones eléctricas.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



Diámetro Nominal		32	50	65	80
Diámetro m.m	Exterior	32,5	50,5	65,5	80,5
	Interior	26	43,9	58	71,5
Longitud (m)		100	100	100	100

Tabla 4.-Características aislamiento.



A.3 ANEXO DE CÁLCULOS

A.3.1 Definición de las cargas de consumo

Se definirán las cargas de consumo de la huerta, para después calcular las necesidades mínimas.

Elementos	Tipo de Corriente	Nº de Elementos	Potencia (W)	Horas/Día	Total Wh/Día
Iluminación	Continua	4	20	1,5	120
Cortacésped	Alterna	1	1600	0,6	960
Motosierra	Alterna	1	1300	0,4	520
Soplador	Alterna	1	1100	0,3	330
Cortabordes	Alterna	1	540	0,5	270
Cortasetos	Alterna	1	600	0,3	180
Radiocasete	Alterna	1	10	4	40
Total DC					120
Total AC					2300
TOTAL					2420

Tabla 5.- Consumos de las cargas.

Se necesitan 2.420 Wh al día para abastecer las necesidades energéticas de la huerta. La distribución de la potencia necesaria al día será:

- Continua: 120 Wh/día
- Alterna: 2300 Wh/día



A.3.2 Tensión de trabajo de la instalación

En corriente continua la instalación trabajará a 48 V.

En corriente alterna la instalación trabajará a 230 V.

A.3.3 Tensión del campo solar

La tensión que establecerá el campo solar es de 48 V.

A.3.4 Tiempo de utilización

Emplazamiento:

Igollo de Camargo (Cantabria)			
Meses	Días	Horas al día de la Energía Solar	Horas al Mes
Enero	31	2,00	62
Febrero	28	4,50	128
Marzo	31	6,45	200
Abril	30	4,45	133
Mayo	31	5,10	158
Junio	30	6,75	202
Julio	31	6,15	190
Agosto	31	5,50	171
Septiembre	30	6,12	184
Octubre	31	4,70	146
Noviembre	30	2,70	81
Diciembre	31	2,20	68

Tabla 6.- Cálculo aproximado horas solares diarias.



El número total de horas de aprovechamiento de la energía solar al año es de: **1.723 h.**

A.3.5 Cálculo de la Energía Mensual necesaria

Para nuestra huerta se necesita la siguiente energía mensual:

$$E_m = \frac{W/I}{V} \times D$$

Donde:

E_m : Energía mensual necesaria en Amperios. Hora/mes de cada equipo.

V : Tensión de trabajo de la instalación en corriente continua. (48 V)

W : Potencia nominal de la carga en vatios.

I : Índice calculado a través de la eficiencia del inversor (90%).

D : Número de días de funcionamiento de la carga al mes.

Elementos	Total Wh/Día	I	E Ah / día	Días de uso al mes	TOTAL Ah/mes
Iluminación	120	1	2	30	75
Cortacésped	960	0,9	22	4	90
Motosierra	520	0,9	12	4	48
Soplador	330	0,9	7,5	8	60
Cortabordes	270	0,9	6	3	19
Cortasetos	180	0,9	4	3	13
Radiocasete	40	0,9	1	30	28
Total DC	120		2		75
Total AC	2300		55		258
TOTAL	2420		57		333

Tabla 7.-Energía necesaria para el funcionamiento de los dispositivos.



El total de Amperios a la hora para cada mes es de: **333 A.**

A.3.6 Dimensionado del campo de paneles.

La energía que capta un panel solar fotovoltaico va a depender, tanto de la ubicación geográfica del lugar (climatología, latitud...) como del ángulo de inclinación que ésta posea respecto a los rayos solares.

Diferentes organismos han estudiado mediante estaciones de captación los datos de esta energía y construido con ellos los mapas de radiación en función de:

- Las coordenadas longitud y latitud: que consideran los factores ligados a la climatología.

- El ángulo de inclinación de los paneles. Para esta variable se indica la radiación mensual en el plano horizontal (instalaciones con seguimiento) así como la radiación mensual para el valor del ángulo indicado en las tablas que siguen el ángulo óptimo anual para instalaciones fijas que para el caso que nos ocupa es de 34° .



Gráfico de variación a lo largo del año del ángulo óptimo de inclinación en el punto considerado.

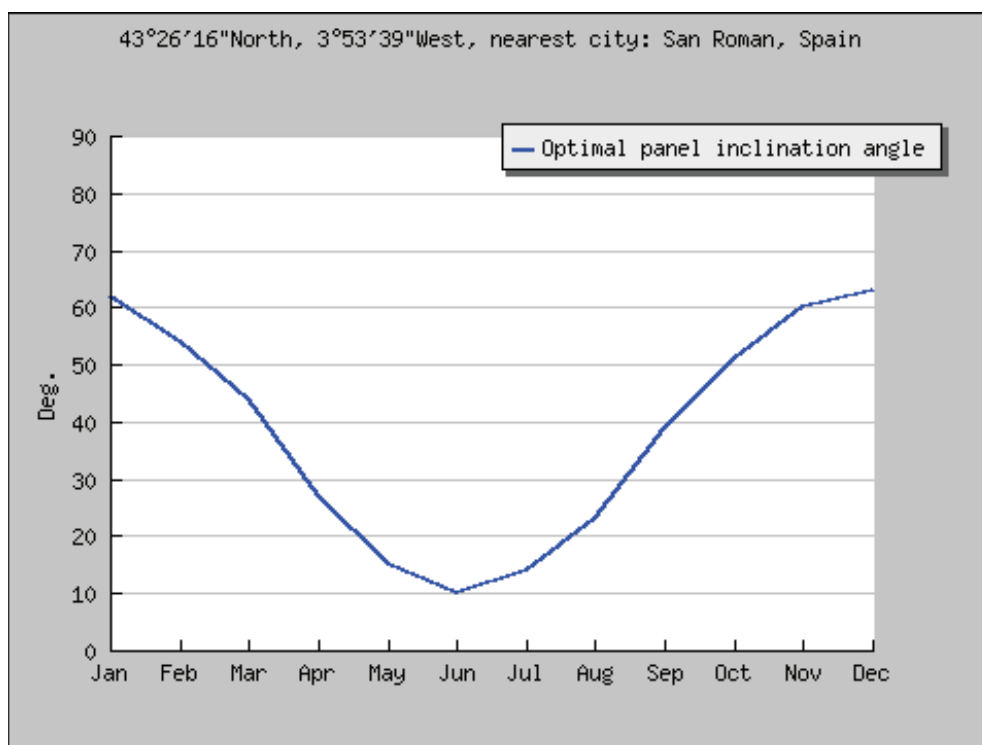


Fig. 9.- Gráfico de la variación del ángulo óptimo a lo largo del año.

Location: 43°26'16" North, 3°53'39" West.

Elevation: 35 m a.s.l, Nearest city: San Román, Spain (5 km away).

Land cover class: agro-forestry areas (CLC244).

Optimal inclination angle is: 34 degrees.

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



Month	Irradiation at inclination horizontal: (Wh/m ² /day)	Irradiation at inclination: (Wh/m ² /day)	Linke turbidity	Dif./global irradiation
	0 deg.	Opt. angle		
Jan	1426	2254	3.4	0.58
Feb	2062	2896	3.8	0.55
Mar	3457	4331	3.4	0.48
Apr	4172	4487	4.1	0.52
May	5102	5032	4.5	0.51
Jun	5566	5278	4.6	0.50
Jul	5525	5334	4.3	0.49
Aug	4903	5120	4.5	0.48
Sep	3976	4767	4.6	0.44
Oct	2636	3603	4.0	0.50
Nov	1597	2433	3.8	0.57
Dec	1214	1961	2.8	0.60
Year	3477	3964	4.0	0.50

Tabla 8.- Parámetros de irradiación anuales.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



Month	Optimal inclination (deg.)	Av. Daytime temperature	Av. Daily temperature	Degree days
Jan	62	10.8	10.1	227.0
Feb	54	10.6	9.9	214.0
Mar	44	12.9	11.9	174.0
Apr	27	13.4	12.6	132.0
May	15	16.0	15.3	44.0
Jun	10	18.7	18.1	4.0
Jul	14	20.5	19.9	0.0
Aug	23	21.3	20.6	1.0
Sep	39	19.8	18.7	21.0
Oct	51	17.8	16.9	80.0
Nov	60	13.2	12.4	197.0
Dec	63	11.1	10.4	219.0
Year	34	15.5	14.7	1313

Tabla 9.- Parámetros de temperatura anuales.



Variación a lo largo del día en el mes más desfavorable del periodo de uso de la instalación: diciembre.

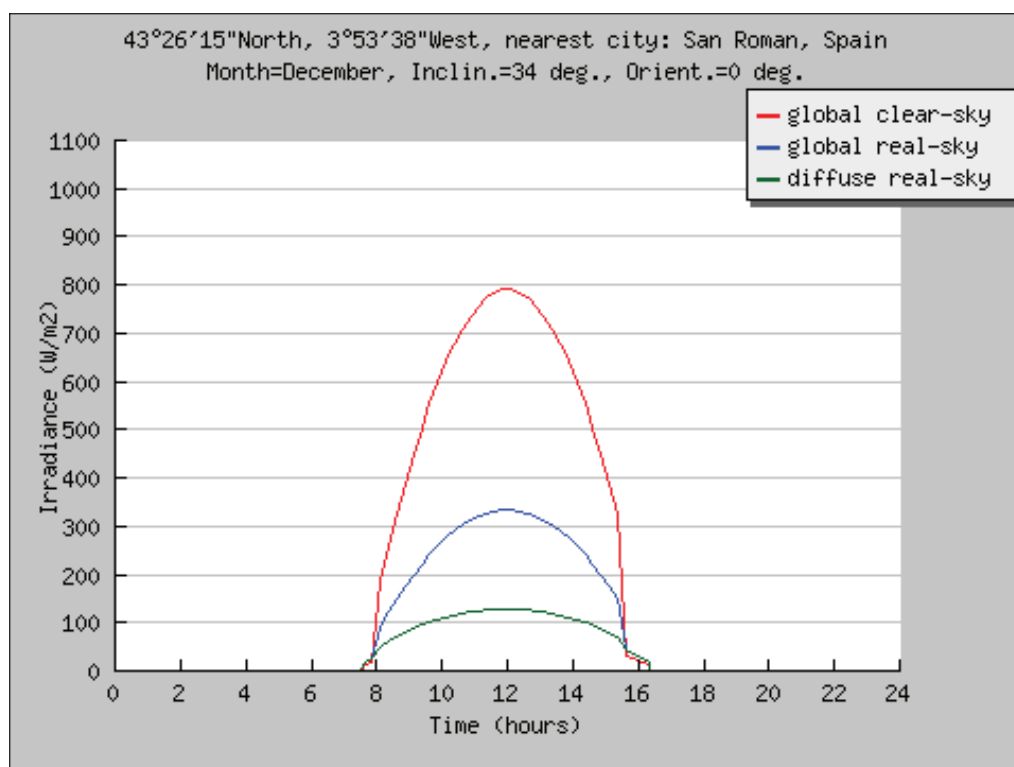


Fig. 10.- Variación horaria de la irradiancia en Igollo de Camargo.

El cálculo de módulos fotovoltaicos está referido al peor mes de estancia al año, (mes de diciembre). Radiación del mes más desfavorable en el periodo de uso para el valor de ángulo de inclinación óptimo de 34°:

$$H = 1.961 \text{ wh/m}^2 \cdot \text{día}$$

Sean:

- $G_N = 1.000 \text{ W/m}^2$ la radiación de referencia utilizada para definir la potencia nominal de los paneles.
- $G_T = 1.961 \text{ Wdía/m}^2$ la irradiación del mes de Diciembre, que resulta ser el más crítico del periodo de uso de la instalación.
- Margen de seguridad de captación: $E_b = 15 \%$



Para el factor de seguridad del dimensionado del campo de paneles, se ha tenido en cuenta los efectos que incrementan el valor de la carga de consumo y reducen la radiación absorbida, en particular los siguientes:

- Desviación de los valores de radiación esperados.
- Consumo de los equipos de regulación y control y auxiliares.
- Pérdidas en los conductores.
- Rendimiento de los procesos de carga y descarga de los acumuladores.
- Reducción de la radiación absorbida por el panel por efecto de acumulación de suciedad.

1.-Consumos ya calculados:

Continua: 120 Wh/día.

Alterna: 2.300 Wh/día.

Margen de seguridad de captación: $E_b = 15 \%$

$$G_c = \frac{100+E_b}{100} \times T_1 = \frac{100+15}{100} \times 120 = 138 \text{ Wh/día.}$$

Alimentando parte de la instalación eléctrica en continua conseguimos minimizar las pérdidas energéticas debidas a la eficiencia del inversor.

Eficiencia del inversor: 90 %

$$G_a = \frac{100+E_b}{E_i} \times T_2 = \frac{100+15}{90} \times 2300 = 2939 \text{ Wh/día.}$$



2.- Los Consumos totales:

$$G_c + G_a = \mathbf{3077 \text{ Wh/día.}}$$

3.-Radiación del mes más desfavorable:

$$H = 1.961 \text{ Wh/m}^2 \cdot \text{día}$$

4.-Relación: Consumos / Radiación

$$W = \frac{E \times G}{K \times H}$$

W: Potencia nominal del generador fotovoltaico.

G: Radiación sobre la que se indica la potencia nominal de los módulos fotovoltaicos. Siempre es 1000 W/m^2

E: Demanda energética diaria en Wh.

K: Factor de corrección de inclinación de los módulos 0,95

$$W = \frac{3077 \frac{\text{Wh}}{\text{día}} \times 1.000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{0,95 \times 1.961 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2 \times \text{día}}} = \mathbf{1651 \text{ W}_p}$$

5.-Número de paneles necesarios:

El panel escogido es el SANYO HIT-H250E01. La potencia de este panel es de 250 Wpp. Consideramos una eficiencia de la captación del 85% debido a la turbidez y otros factores ambientales.

$$N_p = \frac{C}{K \times P_{max}} = \frac{1651}{0.85 \times 250} = \mathbf{8 \text{ paneles}}$$



Nº de paneles en serie: 2 paneles para conseguir los 48 V.

Nº de ramas de paneles en paralelo: 4 ramas con 2 paneles en serie. Esta configuración está determinada por la tensión de trabajo de los módulos solares, la suma de la tensión nominal de dos paneles supone la tensión de trabajo de la instalación.

Los paneles de la instalación tendrán las mismas características eléctricas, teniendo cada asociación en serie diodos de bloqueo apropiados.

6.-Potencia de captación a instalar:

$$P = P_{\max} \times N_p = 250 \text{ W}_p \times 8 \text{ paneles} = \mathbf{2000 \text{ W}_p}$$

- Son 2 filas de 4 paneles cada una.
- Los paneles van colocados sobre estructuras de tipo poste de acero laminado, cada una llevará una toma de tierra mediante un cable de 16 mm²
- Distancia entre columnas: 0,5 m.
- Distancia entre filas: 1,5 m.

A.3.7 Dimensionado del sistema de acumulación.

Para evaluar el tamaño del sistema de acumulación es necesario definir previamente los siguientes factores, que son:

- Días de autonomía (n), que corresponden al tiempo que podrá funcionar la instalación sin recibir la radiación solar en condiciones adecuadas. Este parámetro está fuertemente condicionado por las características climáticas del emplazamiento y por las necesidades de fiabilidad del suministro. Habitualmente, para instalaciones de electrificación rural este factor puede ser de 4 ó 6 días, mientras que para aplicaciones profesionales puede superar los 10. Para este proyecto definimos 6.



- Profundidad de descarga máxima (Pf), correspondiente al límite de descarga que puede alcanzar la batería, sin perjudicarla de cara a sus prestaciones. Para los casos más habituales de electrificación rural, puede tomarse este valor como de un 70%. Las baterías empleadas en otros tipos de sistemas pueden permitir profundidades de descarga superiores al 90%. Retenemos el 70% para este proyecto.

- Tensión de trabajo de la instalación (U), elegido en función de las características de la instalación. En el caso de instalaciones de electrificación rural, lo más usual son tensiones de 12, 24 o 48 Vcc. Para el proyecto, dado el tamaño de la instalación y al objeto de reducir intensidades, hemos seleccionado 48 V.

Capacidad de acumulación:

Cdtotal = Cantidad de energía que se ha de acumular.

n = número de días sin funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Pf = La profundidad de descarga en %.

U = Tensión a la que trabajará el grupo de baterías.

E1 = Energía necesaria en c.c

E2 = Energía necesaria en c.a.

η_{inv} = Grado de eficiencia del inversor, describe sus pérdidas de conversión.

η_{BC} = Grado de eficiencia de las conducciones relevantes de transporte; describe las pérdidas por transporte en las conducciones de la batería al consumo.

$$C_d = \frac{E \times n}{U \times Pf \times \eta_{inv} \times \eta_{BC}}$$

$$C_d = \frac{120 \frac{Wh}{día} \times 6 \text{ días}}{48 V \times 0,7 \times 1 \times 0,9} = 24 \text{ Ah} \rightarrow \text{En corriente continua.}$$



$$C_d = \frac{2300 \frac{Wh}{dia} \times 6 \text{ días}}{48 V \times 0,7 \times 0,9 \times 0,9} = 508 \text{ Ah} \rightarrow \text{En corriente alterna.}$$

$$C_{dtotal} = 532 \text{ Ah}$$

Cada batería de las elegidas es capaz de suministrar 630 Ah en 100 h. Por lo que se necesitarán 24 baterías en serie. La capacidad de acumulación es para un total de 6 días de baja insolación. Las baterías del sistema de acumulación tendrán las mismas características eléctricas. Las baterías irán protegidas mediante un fusible de 100 A en su cables de conexión.

Se conectarán todas las baterías en serie conectadas al regulador, para luego repartir la demanda de energía a la huerta. La vida útil estimada de cada batería es mayor de 20 años, con más de 1500 ciclos de carga y una descarga al 80%. Muy bajo nivel de auto descarga. Ideal para sistemas fotovoltaicos.

Batería:

- Marca: OPZS TAB.
- Modelo: 420 Ah C10.
- Tipo de electrolito: Ácido sulfúrico diluido $d = 1,24 \text{ Kg/l}$.
- Nº de baterías: 24.

Tensión de conexión 48 V; 24 baterías $\cdot 2 \text{ V}$.

A.3.8 Dimensionado del sistema de regulación y control.

Si la potencia instalada de los paneles es de 2000 Wp a una tensión de 48V nos da una intensidad de 41,5 A. Intensidad que tendrán que soportar el regulador.



Se ha elegido el regulador Xantrex C40 porque cumple con todas estas exigencias. Un controlador de carga es un componente importante del sistema que regula el voltaje generado por el sistema de energía renovable y para un mantenimiento correcto de las baterías. Impide que la carga de las baterías sea demasiado elevada o demasiado baja, y garantiza la máxima duración de las mismas. Los controladores de carga Xantrex están considerados como los mejores de la industria y ofrecen diversas funciones.

La Memoria de Diseño de la instalación fotovoltaica incluye las características eléctricas y funcionales del Sistema de Regulación y Control seleccionado. El sistema de Regulación y Control seleccionado cumple con las especificaciones:

- Las características de funcionamiento de los Reguladores están referidas a las especificaciones facilitadas por el fabricante.
- Los valores indicados cumplen con las Especificaciones Técnicas de Reguladores para Sistemas Fotovoltaicos.
- El sistema de regulación y control de una instalación fotovoltaica incluye un voltímetro y un amperímetro.
- El sistema de Regulación y Control seleccionado cubre como mínimo las siguientes funciones:
 - Funcionamiento muy eficaz, silencioso, con modulación de la anchura entre impulsos.
 - Carga de las baterías en tres etapas (en bruto, absorción y flotación) con compensación de temperatura opcional.
 - Protección automática contra sobrecargas, tanto en modo activo como pasivo.
 - Protección contra inversión de polaridad y cortocircuitos de grupo FV.
 - Construcción duradera.
 - Controlado por procesador.



- Posee un indicador de advertencia de desconexión de baja tensión y puntos de ajuste de control para su utilización sobre el terreno que gestionan desconexión automática de alta y baja tensión.
- Interruptor de puesta a cero manual para funcionamiento de emergencia con baja tensión.
- Sensor de temperatura de la batería remoto (BTS) incorporado para aumentar la precisión de carga.
- Medidor de amperios-hora acumulativo que se puede instalar en la parte frontal del controlador o de forma remota hasta una distancia de 30 metros.

A.3.9 Dimensionado del inversor.

La eficiencia del inversor, conectado a una carga entre el 30 y el 100 % de su carga máxima, será como mínimo del 70%, según la normativa vigente.

El inversor elegido tiene una eficiencia del 90 %.

El inversor seleccionado está dotado de un dispositivo automático que procede a su desconexión del acumulador cuando no sea necesario para la carga. La potencia de entrada del inversor se calcula mediante la expresión:

$$P_s = P_e \cdot n$$

Siendo:

P_e : Potencia de entrada del inversor.

P_s : Potencia de salida del inversor.

n : Eficiencia del inversor referida a la potencia de salida.

El peor de los casos para el dimensionado del inversor en C.A es cuando no se esté utilizando consumos de C.C y todo el consumo sea en C.A utilizando los 41,5 A.



Por lo tanto:

$$P_e = 48 \text{ V} \times 41,5 \text{ A} = 2.000 \text{ W}$$

$$P_s = 2000 \text{ W} \times 0.90 = 1.800 \text{ W}$$

Se elegirá un inversor de 2.000 W y el elegido es el COTEK SK2000 / 248. Este inversor irá protegido con dos fusibles: uno a su entrada y otro a su salida. El fusible de la entrada tendrá que soportar una intensidad de 41,5 A y el de la salida de 8,5 A.

El inversor estará conectado a la salida del regulador para convertir la energía eléctrica continua en energía alterna para que se pueda consumir en la huerta.

A.3.10 Cableado.

Aquí se especificará la sección y longitud de los cables que transportan la corriente eléctrica y los elementos de protección contra cortocircuitos y sobrecargas, así como los elementos conectados.

El cableado de una instalación fotovoltaica cumplirá el Reglamento Electrónico para Baja Tensión. Se utilizarán cables de cobre aislados con policloruro de vinilo de doble capa. Los cables no se situarán a la intemperie, sino que serán introducidos en tubos aisladores.

La sección de los cables de cobre se calculará mediante la expresión:

$$S = (3,448 \times L \times I) / (V \times (V_a - V_b))$$

Siendo:

S: Sección en mm².

L: Longitud en m.



I: Intensidad en Amperios.

Va – Vb: Caída de tensión en %. V: Tensión a la que trabaja el cable.

La sección de los cables calculada, debe ser tal que las máximas caídas de tensión comparadas con la tensión de trabajo estén por debajo de los límites expresados en la tabla:

Campo de Paneles - Acumulador	1%
Acumulador – Inversor	1%
Línea Principal	3%
Línea Principal – Iluminación	3%
Línea Principal – Equipos	5%

Tabla 10.- Porcentajes de máximas caídas de tensión admitidas.

1- Cables del Campo de Paneles al Regulador:

$$S = 3,448 * \frac{5 \text{ m} * 20 \text{ A}}{48 \text{ V} * 1} = 7,18 \text{ mm}^2 \rightarrow 1 \text{ cable de } 8 \text{ mm}^2$$

2- Cables del Regulador al sistema de Acumulación:

$$S = 3,448 * \frac{4 \text{ m} * 19 \text{ A}}{48 \text{ V} * 1} = 5,46 \text{ mm}^2 \rightarrow 1 \text{ cable de } 6 \text{ mm}^2$$

3- Cables desde el sistema de Acumulación al Inversor:

$$S = 3,448 * \frac{4 \text{ m} * 85 \text{ A}}{48 \text{ V} * 1} = 24,42 \text{ mm}^2 \rightarrow 1 \text{ cable de } 25 \text{ mm}^2$$

4- Cables del Inversor al consumo en AC:

$$S = 3,448 * \frac{3 \text{ m} * 28 \text{ A}}{230 \text{ V} * 1} = 1,26 \text{ mm}^2 \rightarrow 1 \text{ cable de } 2 \text{ mm}^2$$



A.3.11 Aislamiento de los conductores eléctricos.

1- Tubo de aislamiento para los cables del campo de paneles al regulador:

5 m de Tubo UFLEX de diámetro 10 mm. En 5 m se introduce 1 cable de 8 mm².

2- Tubo de aislamiento para los cables del regulador al sistema de acumulación:

4 m de Tubo ICO de 10 mm de diámetro. (PVC, corrugado). En 4 m se introduce 1 cables de 6 mm².

3- Tubo de aislamiento para los cables del sistema de acumulación al inversor:

4 m de Tubo Enchufable y Roscado de 25 mm de diámetro. (PVC, rígido). En 4 m se introduce 1 cables de 25 mm².

4- Tubo de aislamiento para los cables del inversor al consumo en AC:

3 m de Tubo ICO de 10 mm de diámetro. (PVC, corrugado). En 3 m se introduce 1 cables de 2 mm².

A.3.12 Controles de protección y control.

Funcionará con una tensión de 48 V, que es la tensión de trabajo del campo de paneles fotovoltaicos y soportará una intensidad nominal máxima de 100 A.



La protección del edificio consiste en unos interruptores magnetotérmicos con unos diferenciales. Los interruptores magnetotérmicos protegerán el circuito de cortocircuitos y sobrecargas, y el diferencial protegerá a cualquier persona de contactos directos o indirectos del sistema eléctrico de la vivienda.

Los interruptores diferenciales son de Merlin Gerin. Interruptores Diferenciales ID superinmunizados. Capaces de no provocar disparos intempestivos. Irán colocados al lado de los interruptores magnetotérmicos.

Los aparatos de control que se utilizan en esta instalación son los de medida. Como son los voltímetros tanto de corriente alterna como de continua. También el regulador lleva voltímetro y amperímetro a la entrada del regulador, en la línea de las baterías y a la salida del regulador, por lo que toda la medición está perfectamente controlada.



A.4 ANEJO DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO

Durante el montaje de la instalación fotovoltaica se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- El contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 "Contratación de Obras. Condiciones Generales".
- Los instaladores tendrán la titulación requerida para la realización de instalaciones solares fotovoltaicas. (Carné de instalador).

A.4.1 Seguridad en el Montaje.

El contratista está obligado a cumplir la siguiente reglamentación:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el reglamento electrotécnico para baja tensión. BOE núm.224 del miércoles 18 de septiembre.
- Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo y Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales.
- Cuantos preceptos sobre Seguridad e Higiene en el Trabajo contengan las Ordenanzas Laborales, Reglamentos de Trabajo, Convenios Colectivos y Reglamentos de Régimen Interior en vigor.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



Asimismo, deberá proveer cuanto sea preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en las debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos en tensión, o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en las suelas.

El personal de la contrata está obligado a usar todas las disposiciones y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidas para eliminar o reducir los riesgos profesionales tales como casco, gafas, etc... pudiendo el director de la obra suspender los trabajos, si estima que el personal de la contrata está expuesto a peligros que son corregibles.

El director de obra podrá exigir del contratista, ordenándolo por escrito, el cese de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

El director de obra podrá exigir del contratista en cualquier momento, antes o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social de todo tipo (afiliación, accidente, enfermedad, etc.) en la forma legalmente establecida.



A.4.2 Seguridad Pública.

El contratista deberá tomar todas las precauciones en las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales o cosas de los peligros procedentes del trabajo, asumiendo las responsabilidades que tales accidentes ocasionen.

El contratista contratará una póliza de seguros que lo proteja tanto a él como a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades de daños, responsabilidad civil, etc. En las que se pueda incurrir como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

A.4.3 Mantenimiento y garantía de instalación.

1.-El instalador garantizará el conjunto de la instalación y los equipos por un período de tres años.

2.-El instalador se responsabiliza del mantenimiento de la instalación por el mismo período de tiempo que la garantía.

3.-El mantenimiento implicará una revisión de la instalación con una periodicidad mínima de seis meses.

4.-Las operaciones de mantenimiento se reflejarán en un Libro de Mantenimiento de la Instalación, con indicación de las fechas y horas.

5.-Las revisiones periódicas incluirán como mínimo las operaciones referidas a los puntos 6, 7, 9, 10, 11 y 12.

6.-Comprobación del conexionado del Campo de Paneles, repasando el apriete de las conexiones.

7.-Comprobación del conexionado del Sistema de Acumulación, repasando el apriete de las conexiones.



8.-Comprobación del nivel del electrolito en los elementos de la batería rellenando éstos con agua destilada si se observa un nivel inferior al marcado por el fabricante.

9.-Si se observara una disminución anormal en el nivel del electrolito, se comprobará el valor asignado a la tensión de ajuste del regulador.

10.-Comprobación del conexionado del Sistema de Regulación y Control, repasando el apriete de las conexiones.

11.-Comprobación del tarado de la tensión de ajuste del regulador a la temperatura de comprobación.

12.-Registro de los Amperios hora generados y consumidos en la instalación desde la revisión anterior.

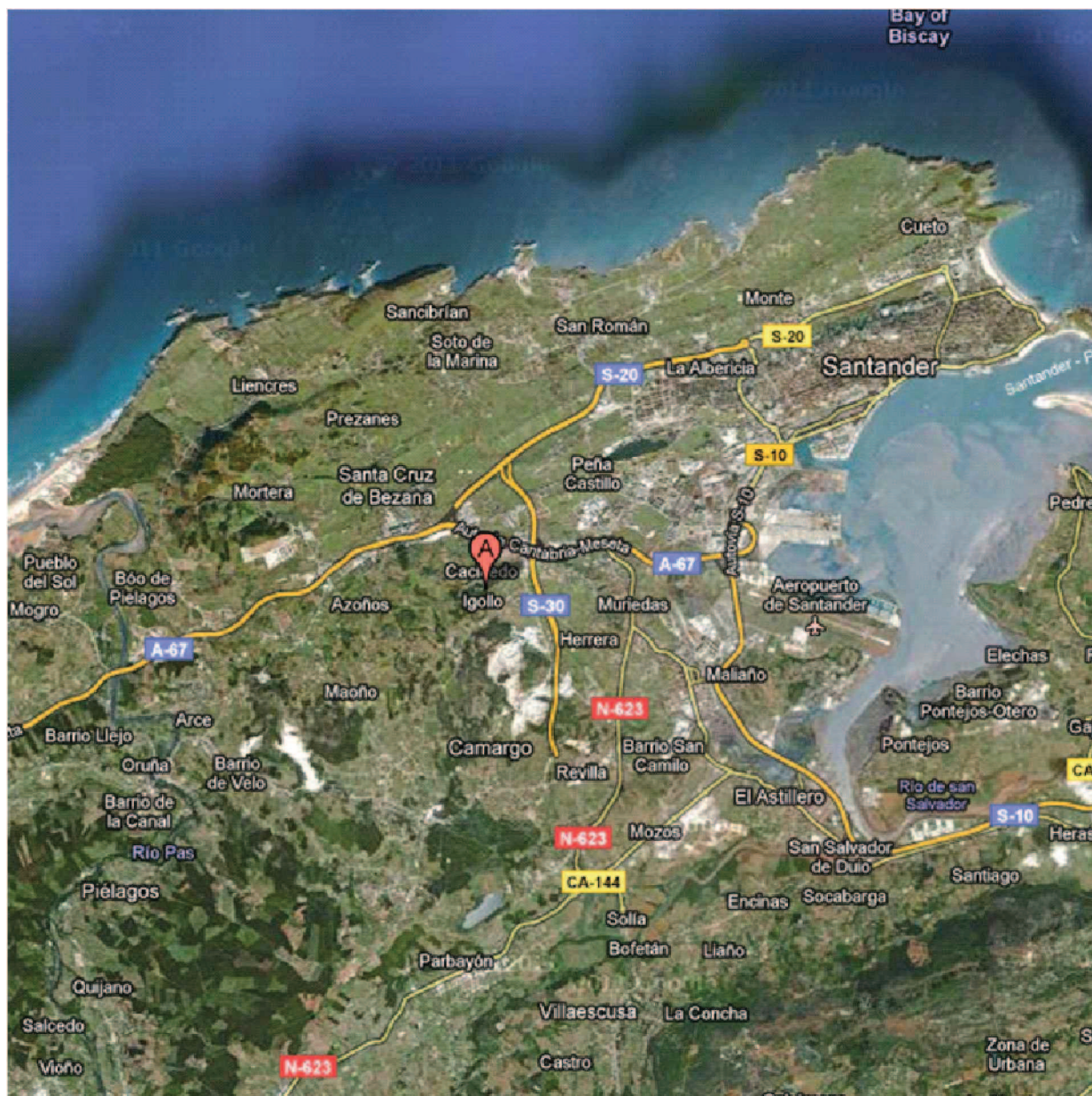
13.-Comprobación y registro de la densidad del electrolito del sistema de acumulación.

14.-Comprobación y registro de las cargas de consumo.



DOCUMENTO N°2.

PLANOS



PROYECTO FIN DE CARRERA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ELECTRÓNICA
PARA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE UNA HUERTA ECOLÓGICA

Creado por: **Alberto Díaz Marcano**

Título: **LOCALIZACIÓN**



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación

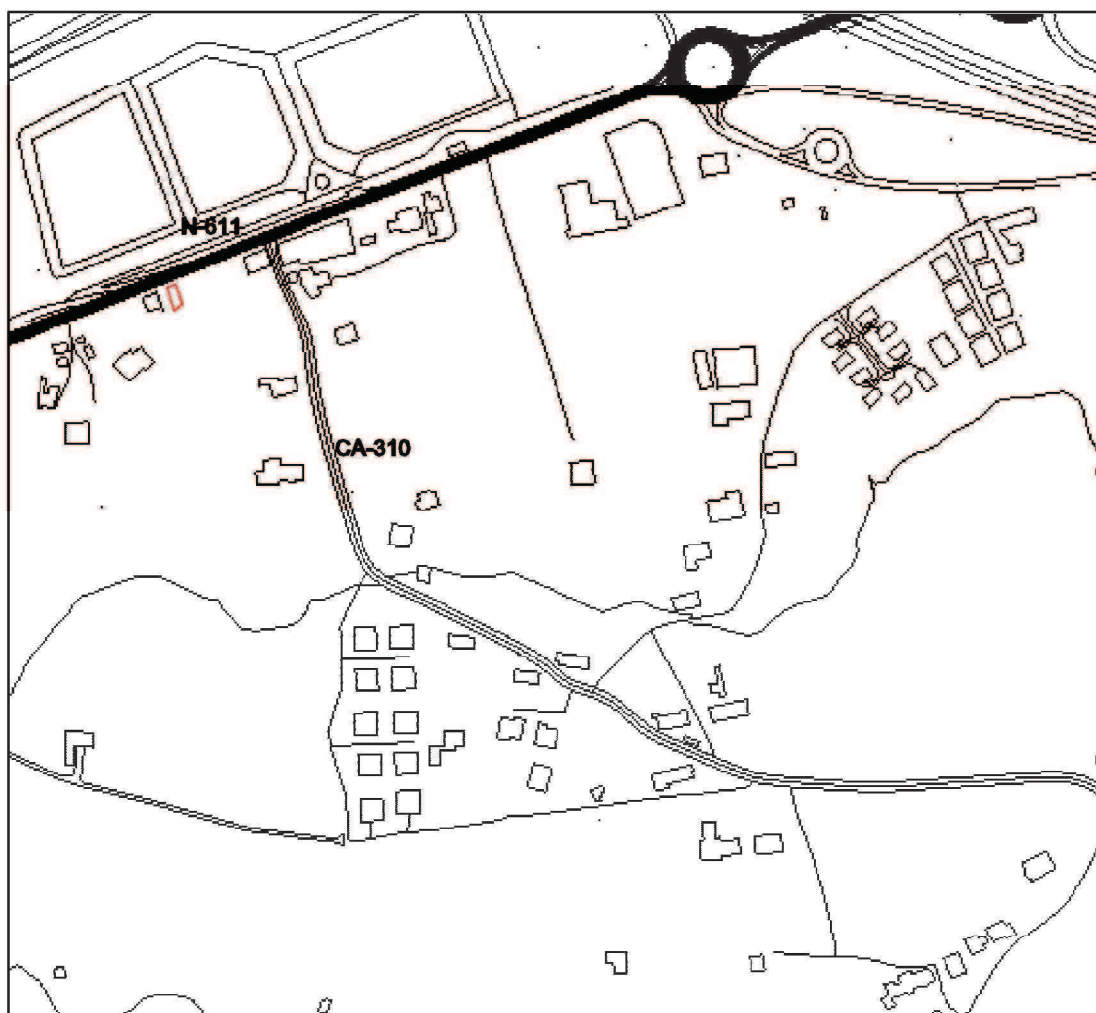
Fecha:

OCTUBRE
2012

Escala:

Nº Plano:

01



**PROYECTO FIN DE CARRERA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ELECTRÓNICA
PARA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE UNA HUERTA ECOLÓGICA**

Creado por: **Alberto Díaz Marciano**

Título: **EMPLAZAMIENTO**



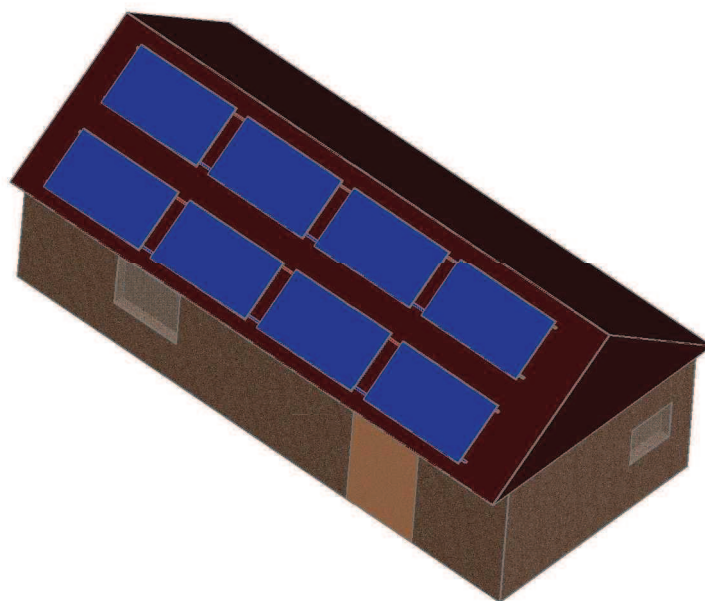
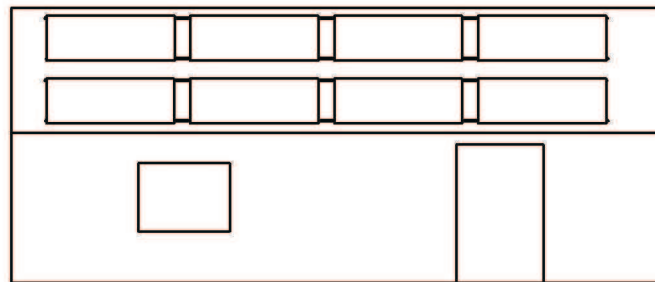
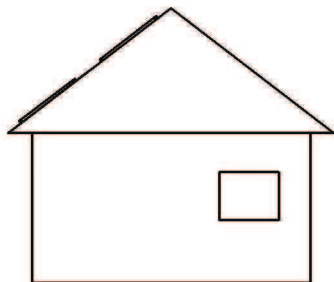
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación

Fecha:
**OCTUBRE
2012**

Escala:

Nº Plano:

02



**PROYECTO FIN DE CARRERA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ELECTRÓNICA
PARA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE UNA HUERTA ECOLÓGICA**

Creado por: **Alberto Díaz Marcano**

Título: **EDIFICIO**

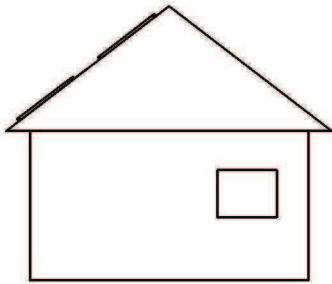


UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación

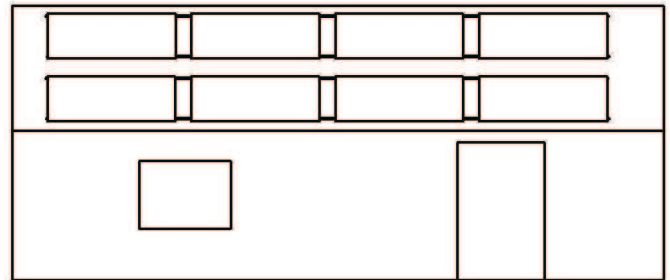
Fecha:
**OCTUBRE
2012**

Escala:
1/100

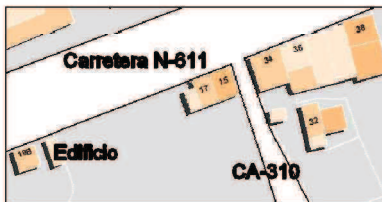
Nº Plano:
03



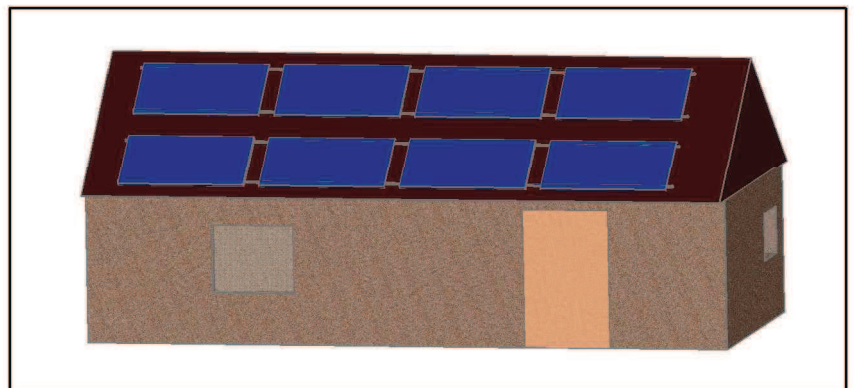
Vista desde N-611. Escala 1/100



Vista frontal del edificio. Escala 1/100



Detalle ubicación del edificio



**PROYECTO FIN DE CARRERA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ELECTRÓNICA
PARA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE UNA HUERTA ECOLÓGICA**

Creado por: **Alberto Díaz Marcano**

Título: **UBICACIÓN Y DETALLES
EDIFICIO**



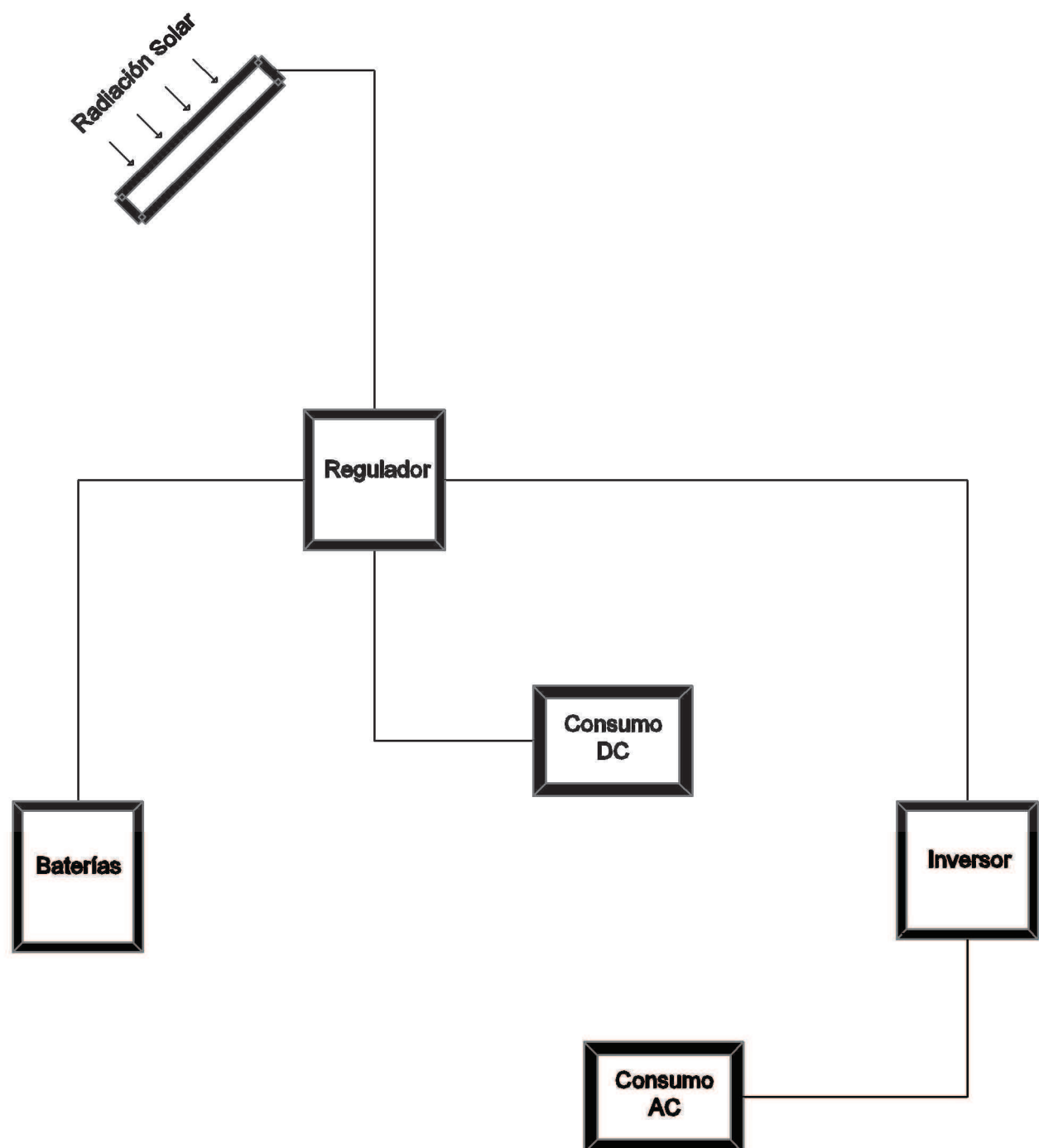
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación

Fecha:
**OCTUBRE
2012**

Escala:

Nº Plano:

04



**PROYECTO FIN DE CARRERA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ELECTRÓNICA
PARA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE UNA HUERTA ECOLÓGICA**

Creado por: **Alberto Díaz Marciano**

Título: **E.SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO**



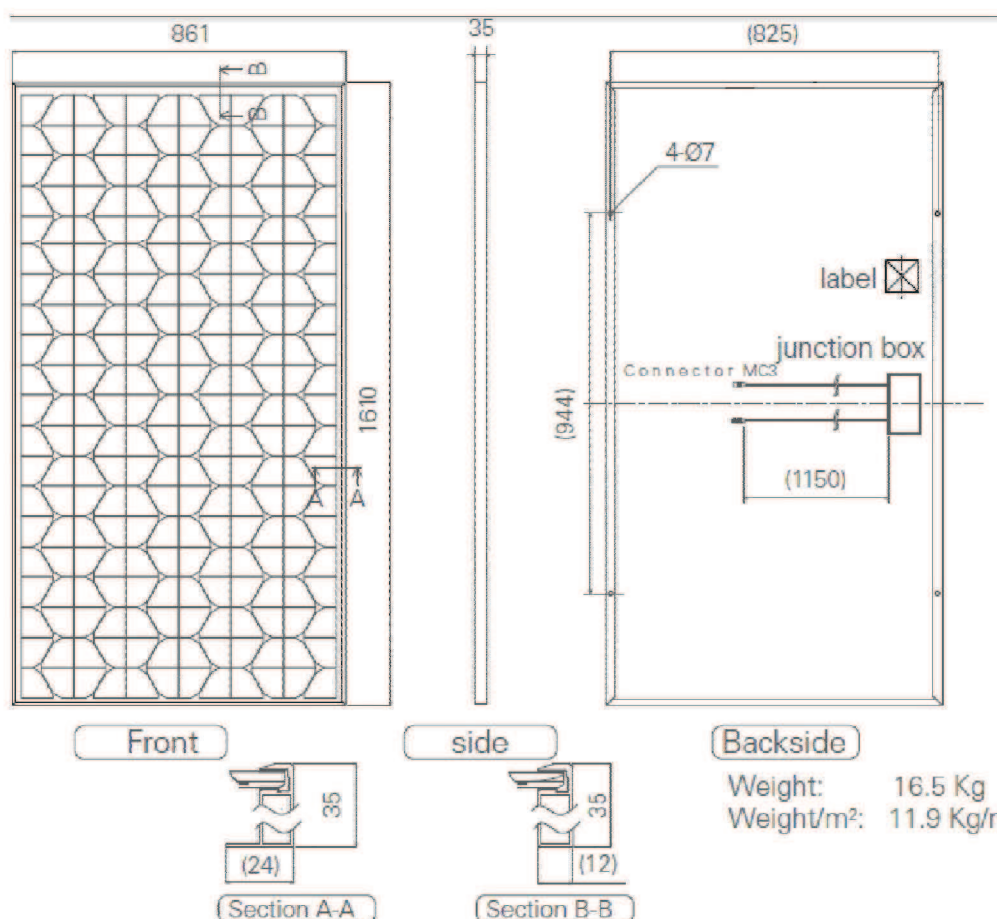
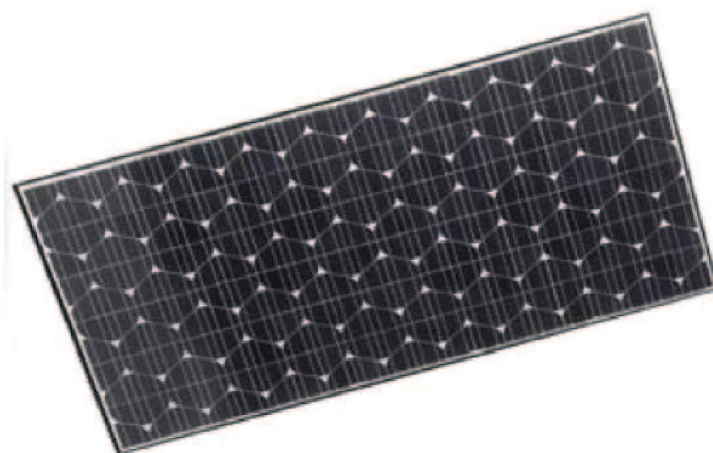
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación

Fecha:
**OCTUBRE
2012**

Escala:

Nº Plano:

05



PROYECTO FIN DE CARRERA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ELECTRÓNICA PARA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE UNA HUERTA ECOLÓGICA

Creado por: **Alberto Díaz Marciano**

Título: **CAPTADOR**

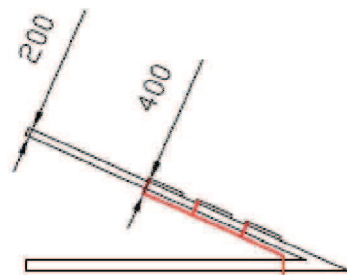
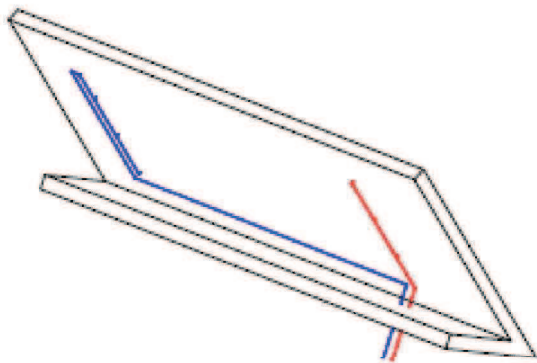
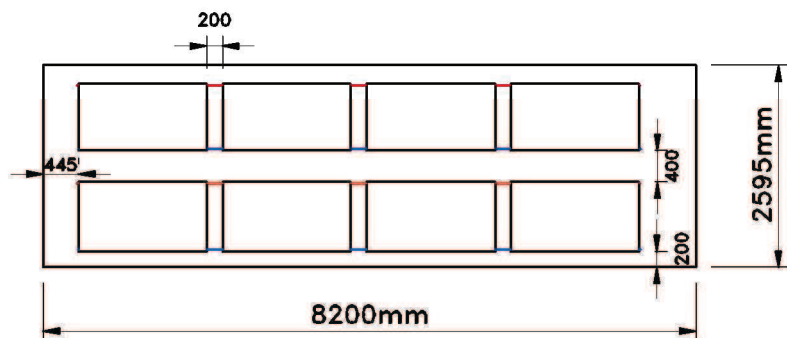


UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación

Fecha:
**OCTUBRE
2012**

Hoja:
1/20

Nº Plano:
06



**PROYECTO FIN DE CARRERA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ELECTRÓNICA
PARA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE UNA HUERTA ECOLÓGICA**

Creado por: **Alberto Díaz Marcano**

Título: **DISPOSICIÓN DE
CAPTADORES**



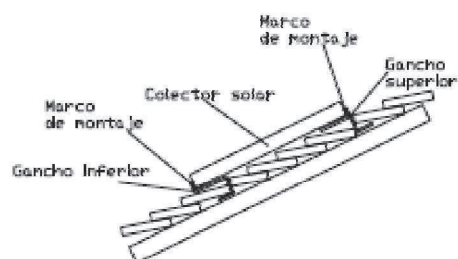
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación

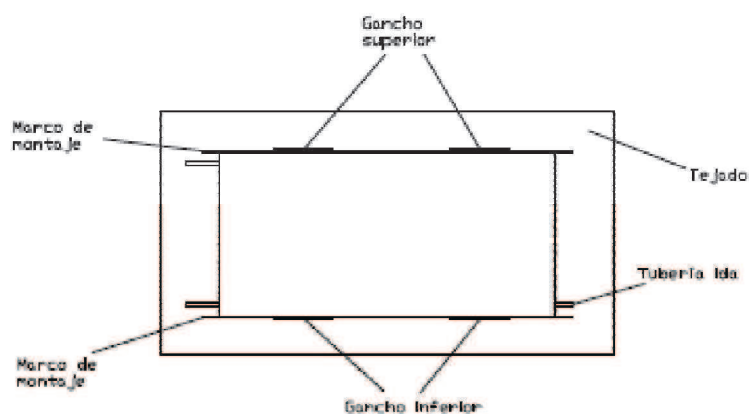
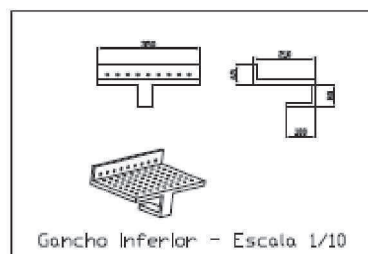
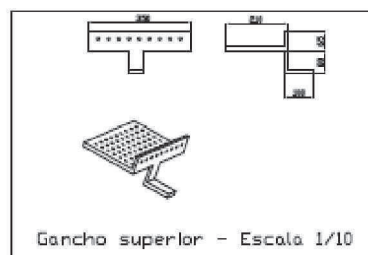
Fecha:
**OCTUBRE
2012**

Escala:
1/100

Nº Plano:
07



Detalle de la colocación de los ganchos y marcos



Vista en planta del montaje del captador solar



PROYECTO FIN DE CARRERA DE INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ELECTRÓNICA PARA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE UNA HUERTA ECOLÓGICA

Creado por: **Alberto Díaz Marcano**

Título: **FIJACIÓN PLACAS EN CUBIERTA**



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación

Fecha:
**OCTUBRE
2012**

Escala:

Nº Plano:

08



DOCUMENTO N°3.

PLIEGO DE

CONDICIONES



3. PLIEGO DE CONDICIONES

3.1 Objeto.

3.1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

3.1.2 Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

3.1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

3.1.4 En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

3.1.5 Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.



3.2 Generalidades.

3.2.1 Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

- Electrificación de viviendas y edificios.
- Alumbrado público.
- Aplicaciones agropecuarias.
- Bombeo y tratamiento de agua.
- Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables.

3.2.2 También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 3.2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

3.2.3 En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

3.2.3.1 Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

3.2.3.2 Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.

3.2.3.3 Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

3.3 Definiciones.

3.3.1 Radiación solar

3.3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.



3.3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

3.3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m^2 o kWh/m^2 .

3.3.1.4 Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

3.3.2 Generadores fotovoltaicos

3.3.2.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

3.3.2.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

3.3.2.3 Módulo fotovoltaico

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.3.2.4 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.



3.3.2.5 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.3.2.6 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidos del modo siguiente:

- Irradiancia (GSTC): 1000 W/m^2 .
- Distribución espectral: AM 1,5 G.
- Incidencia normal.
- Temperatura de célula: $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

3.3.2.7 Potencia máxima del generador (potencia pico)

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

3.3.2.8 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y la velocidad del viento de 1 m/s .

3.3.3 *Acumuladores de plomo-ácido*

3.3.3.1 Acumulador

Asociación eléctrica de baterías.

3.3.3.2 Batería

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.



3.3.3.3 Autodescarga

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C .

3.3.3.4 Capacidad nominal: C_{20} (Ah)

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. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas:

$$C_{100}/C_{20} \cdot 1,25, C_{40}/C_{20} \cdot 1,14, C_{20}/C_{10} \cdot 1,17.$$

3.3.3.5 Capacidad útil

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max} .

3.3.3.6 Estado de carga

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

3.3.3.7 Profundidad de descarga (PD)

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

3.3.3.8 Régimen de carga (o descarga)

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100$ Ah) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5$ A.



3.3.3.9 Vaso

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

3.3.4 Reguladores de carga

3.3.4.1 Regulador de carga

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

3.3.4.2 Voltaje de desconexión de las cargas de consumo

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

3.3.4.3 Voltaje final de carga

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

3.3.5 Inversores

3.3.5.1 Inversor

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

3.3.5.2 V_{RMS}

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

3.3.5.3 Potencia nominal (VA)

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.



3.3.5.4 Capacidad de sobrecarga

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

3.3.5.5 Rendimiento del inversor

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

3.3.5.6 Factor de potencia

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

3.3.5.7 Distorsión armónica total: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida.

3.3.6 *Cargas de consumo*

3.3.6.1 Lámpara fluorescente de corriente continua Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.



3.4 Diseño.

3.4.1 Orientación, inclinación y sombras

3.4.1.1 Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla I.

Pérdidas de radiación del generador	Valor máximo permitido (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

Tabla I

3.4.1.2 El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas.

3.4.1.3 En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 3.4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

3.4.2 Dimensionado del sistema

3.4.2.1 Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

3.4.2.2 Se realizará una estimación del consumo de energía.



3.4.2.3 Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp, \min}$) para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado.

3.4.2.4 El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al $P_{mp, \min}$ calculado en 3.4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.

3.4.2.5 Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido. En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

3.4.2.6 Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

3.4.3 Sistema de monitorización

3.4.3.1 El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.



- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

3.4.3.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

3.5 Componentes y materiales.

3.5.1 Generalidades

3.5.1.1 Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

3.5.1.2 Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

3.5.1.3 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V_{RMS} ó 120 V_{CC} . Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

3.5.1.4 Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.



3.5.1.5 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.

3.5.1.6 Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

3.5.1.7 Se incluirá en la Memoria toda la información requerida.

3.5.1.8 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 3.5.1.7, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

3.5.1.9 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

3.5.2 Generadores fotovoltaicos

3.5.2.1 Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.



3.5.2.2 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.

3.5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

3.5.2.3.1 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.

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

3.5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

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

3.5.2.4 Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

3.5.2.5 Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.



3.5.2.6 En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

3.5.3 Estructura de soporte

3.5.3.1 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

3.5.3.2 La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

3.5.3.3 La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

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

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



3.5.3.6 La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

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

3.5.3.8 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

3.5.3.9 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

3.5.3.10 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

3.5.4 Acumuladores de plomo-ácido

3.5.4.1 Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

3.5.4.2 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. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.



3.5.4.3 La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.

3.5.4.4 Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

3.5.4.5 La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

3.5.4.6 La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

3.5.4.7 La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

3.5.4.8 El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.



3.5.4.9 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.

3.5.5 Reguladores de carga

3.5.5.1 Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

3.5.5.2 Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- 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 (ver 3.5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- 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.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.



3.5.5.3 Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

3.5.5.4 Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

3.5.5.5 El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

3.5.5.6 El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

3.5.5.7 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.



3.5.5.8 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

3.5.5.9 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.

3.5.5.10 Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

3.5.5.11 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

3.5.6 Inversores

3.5.6.1 Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fija). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.



3.5.6.2 Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

3.5.6.3 Los inversores se conectarán 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, de acuerdo con lo especificado en el apartado 3.3.5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

3.5.6.4 El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

3.5.6.5 La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{\text{NOM}} \pm 5 \%, \text{ siendo } V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}} \text{ o } 230 V_{\text{RMS}}$$

$$50 \text{ Hz} \pm 2\%$$

3.5.6.6 El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

3.5.6.7 El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.



3.5.6.8 Los inversores estarán protegidos 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.

3.5.6.9 El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

3.5.6.10 Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

3.5.6.11 El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla II.

Tabla II

Tipo de inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal (*)	PNOM # 500 VA	> 80 %	> 70 %
	PNOM > 500 VA	> 85 %	> 80 %
Onda no senoidal		> 85 %	> 80 %

(*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.



3.5.6.12 Los inversores deberán estar etiquetados 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.

3.5.7 Cargas de consumo

3.5.7.1 Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

3.5.7.2 Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

3.5.7.3 Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

3.5.7.4 En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
 - La salida del balastro es cortocircuitada.
- Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.



- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

3.5.7.5 Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

3.5.7.6 Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

3.5.7.7 Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

3.5.7.8 Para sistemas de bombeo de agua:

3.5.7.8.1 Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.

3.5.7.8.2 Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.



3.5.7.8.3 Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.

3.5.7.8.4 Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo.

3.5.8 Cableado

3.5.8.1 Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

3.5.8.2 Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

3.5.8.3 Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

3.5.8.4 Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

3.5.8.5 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.



3.5.9 Protecciones y puesta a tierra

3.5.9.1 Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

3.5.9.2 El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

3.5.9.3 La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

3.6 Recepción y pruebas

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

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

3.6.2.1 Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.



3.6.2.2 Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

3.6.3 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

3.6.3.1 Entrega de la documentación requerida en este PCT.

3.6.3.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

3.6.3.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

3.6.4 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

3.6.5 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

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



3.7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.

3.7.1 Generalidades

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

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

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

3.7.2 Programa de mantenimiento

3.7.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

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

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



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

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 3.7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

3.7.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.



- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

3.7.2.7 En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

3.7.2.8 Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

3.7.3 Garantías

3.7.3.1 Ámbito general de la garantía:

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

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

3.7.3.2 Plazos:

3.7.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.



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

3.7.3.3 Condiciones económicas:

3.7.3.3.1 La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

3.7.3.3.2 Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

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

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



3.7.3.4 Anulación de la garantía:

3.7.3.4.1 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 del último punto del apartado 7.3.3.4.

3.7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación:

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

3.7.3.5.2 El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

3.7.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

3.7.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.



DOCUMENTO N°4.

PRESUPUESTO



4. PRESUPUESTO

4.1 Estudio de la rentabilidad de una instalación fotovoltaica aislada.

La aceptación que la energía solar tendrá y tiene en España, aplicada a procesos fotovoltaicos desde pequeñas instalaciones como puede ser el alumbrado de vías hasta grandes instalaciones como son las centrales fotovoltaicas de generación de electricidad, es función de la evolución que experimenten los factores económicos tales como: Coste de los combustibles, coste de los equipos solares, tasa de interés del dinero, índice de inflación, etc.

La factibilidad de la energía solar fotovoltaica para producir energía eléctrica para viviendas aisladas, viviendas conectadas a la red de locales comerciales e industriales, para iluminación pública, abastecimiento de agua, telecomunicaciones, locales agrícolas y ganaderos etc., está bastante desarrollada con los equipos actuales.

Se ha estudiado el estado tecnológico de las diferentes formas de conversión de la energía solar en energía útil, habiéndose llegado a la conclusión de que la conversión técnica mediante módulos solares fotovoltaicos para las aplicaciones citadas, es la que de forma más inmediata podría significar desde el punto de vista técnico un ahorro considerable de otras energías.

Concretamente en España, la sustitución de los combustibles clásicos por la energía solar fotovoltaica aplicada a todas las aplicaciones anteriormente citadas podría llegar a suponer un ahorro del 5 % de fuel-oil y gasóleo C consumido en nuestro país.



Esta cifra dependerá del interés económico que la adopción de estos equipos puede suponer a los usuarios, o se arbitren las medidas oportunas para que el usuario final resulte beneficiado por su utilización, como pueden ser las subvenciones que se dan actualmente en toda España.

El análisis de los factores económicos puede influir en la utilización de la energía solar en las aplicaciones citadas, así que dependiendo de éstos, se puede producir un mayor o menor uso de la energía solar fotovoltaica.

4.1.1 Criterios de rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica.

Con la excepción de que los usuarios utilicen los sistemas solares fotovoltaicos por razones distintas a las económicas y que en una sociedad industrializada como la nuestra, si existieran, serían una minoría, un sistema solar tendrá aceptación cuando pueda satisfacer las necesidades energéticas a un coste inferior al de un sistema energético convencional, a largo plazo.

Cuanto mayor sea esta diferencia, mayor será la rentabilidad del equipo solar y mayor y más rápida será la aceptación de la energía solar. El valor de esta diferencia dependerá del coste del equipo solar, de la cantidad de energía que el equipo solar puede suministrar, de la evolución del coste de las energías convencionales, del índice de interés del dinero y de la inflación general.

Dependiendo del valor de estas variables o de las hipótesis que se establezcan para determinar su evolución, y hasta incluso de lo que exactamente se entienda por rentabilidad, ésta puede oscilar de una posición opuesta a la otra. Estos factores deben ser manejados con mucha precaución para no llegar a conclusiones erróneas que puedan confundir a los usuarios y fabricantes.



4.1.2 Rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica.

Una instalación solar es económicamente rentable, cuando el ahorro que produce el menor consumo de combustibles convencionales, a lo largo de la vida del equipo solar es superior al coste que supone la instalación de energía solar.

En la práctica, resulta más ilustrativo decir que una instalación solar es rentable cuando el ahorro de combustible convencional permite pagar en un número de años (periodo de retorno de capital) inferior a la vida útil de la instalación, la inversión que supuso esta instalación. Por último, una instalación de energía solar resultará atractiva cuando este número de años necesarios para recuperar la inversión realizada sea pequeño.

Sin embargo, estos dos conceptos: El de ahorro, como diferencia entre el coste ahorrado por menor uso de energía convencional menos el coste de la instalación solar y el periodo de retorno del capital no son equivalentes entre sí. Para una misma aplicación concreta pueden hacerse distintas instalaciones solares en tamaño, lo que repercutiría en inversiones diferentes, en mayor o menor ahorro de energía convencional y en periodos de retorno del capital. La solución óptima desde el punto de vista económico, será aquella que proporcione una mayor diferencia entre el coste del combustible convencional ahorrado a lo largo de la vida del sistema y la inversión necesaria de la instalación más las cargas financieras que tal inversión supuso.

Esta solución óptima no tiene que coincidir necesariamente con la solución de periodo de retorno del capital mínimo. Una instalación puede ser pequeña, tener un periodo de retorno del capital corto debido a una inversión baja y, sin embargo no ser la instalación que presente mayor ahorro económico.



De manera que en términos generales diremos que un sistema fotovoltaico de captación de energía solar debe ser instalado, siempre y cuando la inversión requerida para su instalación y mantenimiento, sea inferior al coste equivalente de la energía ahorrada a lo largo de la vida en uso de la instalación solar.



4.2 Mediciones y presupuestos.

Las mediciones en un proyecto son de gran importancia, de ellas depende el coste total de la instalación. Siendo el caso que nos ocupa la electrificación de una huerta ecológica suministrada con energía fotovoltaica. Las mediciones se realizarán descomponiendo la instalación en sus distintas fases o actividades, esta descomposición se realizará de forma cronológica, conforme a la realización de la obra.

A cada una de las partes que conformarán la instalación se le asigna un número, con el fin de facilitar la identificación de cada unidad con su respectivo precio. Las mediciones se han realizado sobre los planos de la instalación, utilizando para ello la unidad de medida más representativa para cada fase de construcción y correspondiente con la forma de medición de la obra. Todo ello para conseguir unas mediciones lo más fidedignas posibles. Las distintas fases o actividades en que se han dividido la construcción de la instalación son las siguientes:

Nº	DESIGNACIÓN
1	SISTEMA FOTOVOLTAICO
2	MATERIAL ELÉCTRICO
3	MATERIAL AISLANTE
4	MATERIAL AUXILIAR
5	MATERIAL SEGURIDAD E HIGIENE LABORAL
6	MANO DE OBRA

Tabla 11.- Componentes del presupuesto.



4.2.1 Presupuestos.

1. SISTEMA FOTOVOLTAICO.			
DESIGNACIÓN	Nº UD.	PRECIO UD.	PRECIO TOTAL
1.1 SANYO HIT H250E01.	8	629,81 €	5.038,48 €
1.2 BATERIA OPZS TAB 420 AH C10.	24	175,00 €	4.200,00 €
1.3 REGULADOR XANTREX C40.	1	159,00 €	159,00 €
1.4 INVERSOR COTEK SK2000-248.	1	923,94 €	923,94 €
PRECIO TOTAL SISTEMA FOTOVOLTAICO:		1.887,75 €	10.321,42 €

Tabla 12.- Precios componentes del sistemas fotovoltaico.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



2. MATERIAL ELÉCTRICO.			
DESIGNACIÓN.	Nº UD.	PRECIO UD.	PRECIO TOTAL
2.1 PROTECCIÓN ELÉCTRICA.			
2.1.1 Interruptor automático Magnetotérmico de 2A.	1	84,90 €	84,90 €
2.1.2 Interruptor automático Magnetotérmico de 25A.	1	79,95 €	79,95 €
2.1.3 Interruptor automático Magnetotérmico de 40A.	1	81,60 €	81,60 €
2.1.4 Interruptor automático Magnetotérmico de 100A.	1	347,40 €	347,40 €
2.1.5 Fusible de 2A.	1	0,35 €	0,35 €
2.1.6 Fusible de 25A.	2	0,50 €	1,00 €
2.1.7 Fusible de 40A.	1	0,80 €	0,80 €
2.1.8 Fusible de 100A.	1	2,13 €	2,13 €
2.1.9 Diferencial de 30mA	4	47,14 €	188,56 €
2.2 CABLEADO.			
2.2.1 Cable de cobre de 1,5 mm², negro.	100 m	0,18 €	18,00 €
2.2.2 Cable de cobre de 1,5 mm², azul.	100 m	0,18 €	18,00 €
2.2.3 Cable de cobre de 2,5 mm², amarillo y verde.	60 m	0,29 €	17,40 €
2.2.4 Cable de cobre de 16 mm², para toma de tierra.	5 m	1,78 €	8,90 €
2.3 ACCESORIOS.			
2.3.1 Armario envolvente.	1	90,00 €	90,00 €
2.3.2 Cajas de conexión.	10	3,29 €	32,90 €
2.3.3 Caja de derivación.	2	1,06 €	2,12 €
2.3.4 Caja de distribución.	1	13,05 €	13,05 €
2.3.5 Tomas de corriente.	4	5,45 €	21,80 €
2.3.6 Tomas de corriente con tierra.	2	5,40 €	10,80 €
2.3.7 Regletas.	30	1,11 €	33,30 €
PRECIO TOTAL MATERIAL ELÉCTRICO:			1.052,96 €

Tabla 13.- Precios componentes del material eléctrico.



3. MATERIAL AISLANTE			
DESIGNACIÓN	METROS	PRECIO/METRO	PRECIO TOTAL
3.1 Tubo de Aislamiento Uflex de 10 Ø.	5 m	1,04 € / m	5,20 €
3.2 Tubo Aislamiento lco de 16 Ø.	4 m	2,14 € / m	8,56 €
3.3 Tubo de Aislamiento Enchufable y roscado de 25 Ø.	4 m	1,75 € / m	7,00 €
3.4 Tubo de Aislamiento lco de 10 Ø.	3 m	1,65 € / m	4,95 €
PRECIO TOTAL MATERIAL AISLANTE:			25,71 €

Tabla 14.- Precios componentes del material aislante.



4. MATERIAL AUXILIAR.			
DESIGNACIÓN	Nº UD.	PRECIO UD.	PRECIO TOTAL
4.1 Estructura soporte del módulo fotovoltaico. Tipo poste.	8	58,00 €	464,00 €
4.2 Tornillos de M-8 x 20 mm para sujeción de los módulos.	32	0,41 €	13,12 €
4.3 Tuercas de M-8 para sujeción de los módulos a la los ángulos de sujeción.	32	0,05 €	1,54 €
4.4 Tornillos de M-8 x 16 mm para sujeción de los módulos.	32	0,39 €	12,48 €
4.5 Estantería de madera para alojar las baterías.	1	60,00 €	60,00 €
4.6 Vaselina para las conexiones de las baterías.	1	1,00 €	1,00 €
PRECIO TOTAL MATERIAL AUXILIAR:			552,14 €

Tabla 15.- Precios componentes del material auxiliar.



5. MATERIAL DE SEGURIDAD E HIGIENE LABORAL			
DESIGNACIÓN	Nº UD.	PRECIO UD.	PRECIO TOTAL
5.1 Par de guantes de uso general.	2	3,00 €	6,00 €
5.2 Par Guantes dieléctricos.	1	24,00 €	24,00 €
5.3 Casco reglamentario para todas las personas que trabajan en la obra.	2	4,50 €	9,00 €
5.4 Pares de Botas de seguridad, homologadas y reglamentarias	2	25,00 €	50,00 €
5.5 Botiquín de primeros auxilios en obra, con repuestos suficientes.	1	42,00 €	42,00 €
5.6 Revisión medica anterior al comienzo de la obra.	1	45,00 €	45,00 €
5.7 Extintores de incendios.	1	41,50 €	41,50 €
PRECIO TOTAL MATERIAL DE SEGURIDAD:		185,00 €	217,50 €

Tabla 16.- Precios componentes de seguridad e higiene laboral.



6. MANO DE OBRA			
DESIGNACIÓN	Nº UD.	PRECIO UD.	PRECIO TOTAL
6.1 Mano de obra de un oficial de primera categoría, mecánico de instalaciones.	4 h	40,66 € / h	162,64 €
6.2 Mano de obra de un oficial de primera categoría, electricista.	4 h	40,66 € / h	162,64 €
6.3 Dirección de las obras por un graduado superior.	4 h	45,11 € / h	180,44 €
PRECIO TOTAL MANO DE OBRA:			505,72 €

Tabla 17.- Precios mano de obra.



INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA



7. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	
DESIGNACIÓN	PRECIO
1. SISTEMA FOTOVOLTAICO	10.321,42 €
2. MATERIAL ELÉCTRICO	1.052,96 €
3. MATERIAL AISLANTE	25,71 €
4. MATERIAL AUXILIAR	552,14 €
5. MATERIAL SEGURIDAD E HIGIENE LABORAL	217,50 €
6.- MANO DE OBRA	505,72 €
PRECIO TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	12.675,45 €

El presupuesto para la electrificación de una huerta ecológica mediante un sistema de energía fotovoltaica, asciende a doce mil setecientos dos euros y treinta y cinco céntimos de euro. (12.675,45 €), en el municipio de Camargo en octubre de 2012.



4.2.2 Presupuesto de Ejecución por Contrata.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	12.675,45 €
GASTOS GENERALES (15% de P _m)	1.901,32 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6% de P _m)	760,52 €
TOTAL PARCIAL	15.337,29 €
TOTAL IVA (21 %)	3.220,83 €
PRECIO TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	18.558,12 €

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata, a la citada cantidad de 18.558,12 (dieciocho mil ciento treinta y seis con cuarenta y uno) Euros, en Camargo, en Octubre del 2012.

Alberto Díaz Marcano.