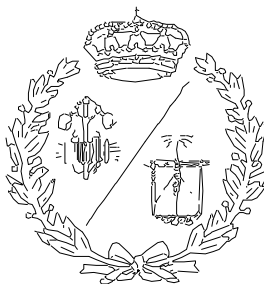


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto / Trabajo Fin de Carrera

**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA UNA CASA RURAL EN UCIEDA
(INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA UNA VIVIENDA RURAL EN UCIEDA)**

Para acceder al Título de

**INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
ESPECIALIDAD ELECTRICIDAD**

Autor: Víctor Rodríguez Marcos

Julio - 2014

- Puede variarse el ancho del lomo con sólo aumentar o disminuir el tamaño de letra. En la muestra el tamaño de letra es Univers 10.

TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UNA VIVIENDA RURAL EN UCIEDA			
AUTOR	VÍCTOR RODRIGUEZ MARCOS			
DIRECTOR / PONENTE	ALFREDO ORTÍZ FERNÁNDEZ			
TITULACIÓN	<i>INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL ESPECIALIDAD EN ELECTRICIDAD</i>	FECHA	08 de Julio de 2014	TOMO I DE I

ÍNDICE GENERAL

<u>DOCUMENTO 1: MEMORIA</u>	2
<u>DOCUMENTO 2: CÁLCULOS</u>	31
ANEXO 1: CALCULOS ELÉCTRICOS.....	66
ANEXO 2: CÁLCULOS ESTRUCTURA.....	90
ANEXO 3: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	98
<u>DOCUMENTO 3: PLANOS</u>	108
<u>DOCUMENTO 4: PLIEGO DE CONDICIONES</u>	115
<u>DOCUMENTO 5: PRESUPUESTO</u>	158

DOCUMENTO N° 1

MEMORIA

1. OBJETO DEL PROYECTO	3
2. REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES CONSIDERADAS	3
3. TITULAR Y EMPLAZAMIENTO DE LAS INSTALACIONES	5
4. POTENCIA Y CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	5
5. PRESUPUESTO	5
5.1. Amortización	5
6. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	6
6.1.Principio de funcionamiento	6
6.2.Aplicaciones.....	7
6.3.Ventajas	8
6.4.Inconvenientes	9
6.5.Barreras para su desarrollo	9
7. CÉLULAS SOLARES	9
7.1.Fabricación	10
7.2.Tipos.....	10
7.3.Módulos fotovoltaicos	11
8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	11
8.1 Componentes de la instalación	11
8.2.Generador fotovoltaico.....	13
8.3..Regulador	15
8.4. Baterías	19
8.5.Inversor.....	23
8.5.Protecciones:	26
9.LÍNEAS ELÉCTRICAS DE ALIMENTACIÓN	28
10. BIBLIOGRAFÍA.....	29

1. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del PROYECTO que nos ocupa es estudiar, diseñar, calcular y valorar las instalaciones eléctricas en B.T. de una Instalación de Energía Solar Fotovoltaica aislada de la red, cuya potencia del inversor es de 3kW, así como garantizar las condiciones de seguridad de la instalación, tanto en su fase de montaje como en su futuro mantenimiento y explotación.

La solución adoptada, dada la localización aislada de la vivienda y dada la lejanía con la red eléctrica, ha sido la de abastecer de energía eléctrica mediante una instalación fotovoltaica. Se deja la posibilidad de aumentar dicha instalación, bien colocando más módulos fotovoltaicos o incluso añadir un grupo generador auxiliar, sin más que pequeñas variaciones en el sistema.

2. REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES CONSIDERADAS

Para la confección del presente Proyecto se han tenido en cuenta las siguientes disposiciones:

Es de aplicación toda la normativa vigente en España que hace referencia de forma directa a los Sistemas Fotovoltaicos Aislados de Red:

- Ley 54/1997 se establece la posibilidad de que un productor destine su producción no a su venta a red (para terceros) sino a su consumo propio, ya sea autoconsumo total (consumo del 100% de la energía generada) o parcial. Esta definición del productor es la dada en la Ley tras la modificación por Real Decreto-ley 7/2006, mediante la cual se incluye el concepto de autoproducer en la definición de productor.
- Ley 38/1992 de impuestos especiales el artículo 64 quinto sobre exenciones establece que la energía eléctrica destinada al autoconsumo de los titulares de las instalaciones no está sujeta al régimen de impuestos especiales, así como el autoconsumo en instalaciones de producción, transporte o distribución.

- Reglamento Electrotécnico de B.T. (Decreto 842/2002 de 2 de Agosto, e Instrucciones Técnicas Complementarias:
 - ITC- BT 06, Redes Aéreas para la Distribución en Baja Tensión.
 - ITC- BT 07, Redes Subterráneas para la Distribución en Baja Tensión.
 - ITC- BT 29, Instalaciones en locales de Características Especiales. (Locales Mojados)
 - ITC- BT 18, Instalaciones de Puesta a Tierra.
 - ITC- BT 24, Protección Contra los Contactos Directos e indirectos.
 - ITC – BT 36, Instalaciones a Muy Baja Tensión.
 - ITC- BT 40, Instalaciones Generadoras de BT.
 - ITC- BT 17, Instalaciones de enlace. Dispositivos generales e individuales de mando y protección.
 - IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- REAL DECRETO 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción
- Normas UNE
- Plan General de Ordenación Urbana o Normas Subsidiarias del municipio.
- Ley 31/1995 sobre la Prevención de Riesgos laborales.
- Licencia del Ayuntamiento de Ruate para la instalación en nueva vivienda: solicitud de licencia de obra en ayuntamiento, presentando una copia del proyecto, una instancia y pago de tasas.
- Certificado de Instalación Eléctrica (Industria): Trámite de Certificado de Instalación eléctrica en Industria, presentando una copia del proyecto, certificado de final de obra, instancia, certificado de instalación por quintuplicado y pago de tasas.

3. TITULAR Y EMPLAZAMIENTO DE LAS INSTALACIONES

La obra e instalación pertenece a:

- José Pedro San Julián Alonso
NIF: 13915685-H
- Bº Bárcena La Casa, Casa del Monte 39512 Ucieda (Ruente)
Polígono 15, Parcela 91
- Coordenadas UTM:
x: 401902
y: 4787384

4. POTENCIA Y CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

- Potencia nominal de la instalación (kW): 3.76 Kw
- Potencia pico a instalar en el campo de paneles (W_p): 2070 W_p
- Superficie del campo de paneles (m^2): 14.64 m^2
- Seguimiento solar (si/no): NO

5. PRESUPUESTO

El presupuesto que se ha estimado necesario para la ejecución material de la presente instalación es de 18.175,91 €

Dieciocho mil ciento setenta y cinco euros coma noventa y un céntimos.

5.1. Amortización

Si tomamos que los equipos pueden producir energía durante 7 horas a un rendimiento medio diario de un 75,15% (teniendo en cuenta el rendimiento de los aparatos, la media anual tomando en consideración el porcentaje de días nublados, la media de horas de captación entre verano e invierno, y que con las horas cambia el ángulo de incidencia de los rayos solares), se generarían:

$N_{\text{ominal inversor}}: 2400 \text{ W}$

$$W_h(\text{generados}) = 2400 \text{ W} \cdot 7 \text{ h} \cdot 0,7515 = 12625,2 W_h$$

Lo que supondría un ahorro de: 12.625 kWh por día de funcionamiento. Si calculamos lo correspondiente a un año:

$$12.625,2 W_h \cdot 365 \text{ días} = 4.608 \text{ kW}_h$$

Teniendo en cuenta la media del precio del kWh actual que es de 0,17 €, y añadiendo además el 21% de I.V.A., esta producción representaría un ahorro de:

$$4.608 \text{ kW}_h \cdot 0,17 \text{ €/kW}_h \cdot 1,21 \text{ (IVA)} = 947,86 \text{ € de ahorro anual}$$

En el apartado anterior comprobamos que nuestro presupuesto asciende a 18.175,91 €. Por lo que el tiempo estimado en recuperar la inversión realizada será de:

$$18.175,91 \text{ €} / 947,86 \text{ €/año} = 19,17 \approx 20 \text{ años}$$

20 años será el periodo que tenga que transcurrir para recuperar el dinero de la inversión. Teniendo en cuenta que la instalación está prevista para una duración de 25 años, tendremos el resto de la existencia de la misma como gastos únicamente los debidos al mantenimiento.

6. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

6.1. Principio de funcionamiento

La conversión fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico, es decir, en la conversión de la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados células solares, constituidos por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante.

El material más utilizado es el Silicio. Estas células conectadas en serie o paralelo forman un panel solar encargado de suministrar la tensión y la corriente que se ajuste a la demanda.

6.2. Aplicaciones

En una primera gran división las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- Instalaciones conectadas a la red eléctrica.

En el primer tipo, la energía generada a partir de la conversión fotovoltaica se utiliza para cubrir pequeños consumos eléctricos en el mismo lugar donde se produce la demanda. Es el caso de aplicaciones como la electrificación de:

- viviendas alejadas de la red eléctrica convencional, básicamente electrificación rural.
- servicios y alumbrado público: iluminación pública mediante farolas autónomas de parques, calles, monumentos, paradas de autobuses, refugios de montaña, alumbrado de vallas publicitarias, etc. Con la alimentación fotovoltaica de luminarias se evita la realización de zanjas, canalizaciones, necesidad de adquirir derechos de paso, conexión a red eléctrica, etc.
- aplicaciones agrícolas y de ganado: bombeo de agua, sistemas de riego, iluminación de invernaderos y granjas, suministro a sistemas de ordeño, refrigeración, depuración de aguas, etc.
- señalización y comunicaciones: navegación aérea (señales de altura, señalización de pistas) y marítima (faros, boyas), señalización de carreteras, vías de ferrocarril, repetidores y reemisores de radio y televisión y telefonía, cabinas telefónicas aisladas con recepción a través de satélite o de repetidores, sistemas remotos de control y medida, estaciones de tomas de datos, equipos sismológicos, estaciones meteorológicas, dispositivos de señalización y alarma, etc.

El balizamiento es una de las aplicaciones más extendida, lo que demuestra la alta fiabilidad de estos equipos. Por su parte, en las instalaciones repetidoras, su ubicación generalmente en zonas de difícil acceso obligaban a frecuentes visitas para hacer el cambio de acumuladores y la vida media de éstos se veía limitada al trabajar con ciclos de descarga muy acentuados.

En cuanto a las instalaciones conectadas a la red se pueden encontrar dos casos: centrales fotovoltaicas, (en las que la energía eléctrica generada se entrega directamente a la red eléctrica, como en otra central convencional de generación eléctrica) y sistemas fotovoltaicos en edificios o industrias, conectados a la red eléctrica, en los que una parte de la energía generada se invierte en el mismo autoconsumo del edificio, mientras que la energía excedente se entrega a la red eléctrica. También es posible entregar toda la energía a la red; el usuario recibirá entonces la energía eléctrica de la red, de la misma manera que cualquier otro abonado al suministro.

6.3. Ventajas

- Al no producirse ningún tipo de combustión, no se generan contaminantes atmosféricos en el punto de utilización, ni se producen efectos como la lluvia ácida, efecto invernadero por CO₂, etc.
- El Silicio, elemento base para la fabricación de las células fotovoltaicas, es muy abundante, no siendo necesario explotar yacimientos de forma intensiva.
- Al ser una energía fundamentalmente de ámbito local, evita pistas, cables, postes, no se requieren grandes tendidos eléctricos, y su impacto visual es reducido. Tampoco tiene unos requerimientos de suelo necesario excesivamente grandes (1kWp puede ocupar entre 10 y 15 m²).
- Prácticamente se produce la energía con ausencia total de ruidos.
- Además, no precisa ningún suministro exterior (combustible) ni presencia relevante de otros tipos de recursos (agua, viento).

6.4. Inconvenientes

- Impacto en el proceso de fabricación de las placas: Extracción del Silicio, fabricación de las células.
- Explotaciones conectadas a red: Necesidad de grandes extensiones de terreno
Impacto visual.

6.5. Barreras para su desarrollo

- De carácter administrativo y legislativo: Falta de normativa sobre la conexión a la red.
- De carácter inversor: Inversiones iniciales elevadas.
- De carácter tecnológico: Necesidad de nuevos desarrollos tecnológicos.
- De carácter social: Falta de información.

7. CÉLULAS SOLARES

La conversión fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico, es decir, en la conversión de la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados células solares, constituidos por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante (mediante una unión p-n).

Cuando sobre un semiconductor incide una radiación luminosa con energía suficiente para romper los enlaces de los electrones de valencia y generar pares electrón-hueco, la existencia de una unión p-n separa dichos pares, afluyendo electrones a la zona n y huecos a la zona p, creando en resumen una corriente eléctrica que atraviesa la unión desde la zona n a la p, y que puede ser entregada a un circuito exterior (saliendo por la zona p y entrando por la n).

De esta manera, cuando se expone una célula solar a la luz del sol se hace posible la circulación de electrones y la aparición de corriente eléctrica entre las dos caras de la célula.

7.1. Fabricación

A partir de las rocas ricas en cuarzo, por ejemplo cuarcita se obtiene silicio de alta pureza (de alrededor del 99%) y se funde. Una vez fundido se inicia la cristalización, resultando, si el tiempo es suficiente, lingotes de silicio cristalino. El proceso de corte es muy importante ya que puede suponer pérdidas de hasta el 50% de material.

Tras el proceso de corte se procede al decapado, que consiste en eliminar las irregularidades y defectos debidos al corte, así como los restos de polvo o virutas que pudiera haber. Una vez limpia se le realiza un tratamiento anti reflectante para obtener una superficie que absorba más eficientemente la radiación solar. Formación de la unión p-n mediante la deposición de varios materiales (boro y fósforo generalmente), y su integración en la estructura de silicio cristalino. Finalmente provee a la célula de contactos eléctricos adecuados.

7.2. Tipos

- Silicio Monocristalino: material de silicio caracterizado por una disposición ordenada y periódica de átomo, de forma que solo tiene una orientación cristalina, es decir, todos los átomos están dispuestos simétricamente. sc-Si (single crystal).

Presentan un color azulado oscuro y con un cierto brillo metálico. Alcanzan rendimientos de hasta el 17%.

- Silicio policristalino: silicio depositado sobre otro sustrato, como una capa de 10-30 micrómetros y tamaño de grano entre 1 micrómetro y 1 mm. Las direcciones de alineación van cambiando cada cierto tiempo durante el proceso de deposición. Alcanzan rendimientos de hasta el 12%.
- Silicio amorfo: compuesto hidrogenado de silicio, no cristalino, depositado sobre otra sustancia con un espesor del orden de 1 micrómetro. am-Si, o am-Si:H No existe estructura cristalina ordenada, y el silicio se ha depositado sobre un soporte transparente en forma de una capa fina.

Presentan un color marrón y gris oscuro. Las células de silicio amorfo (no cristalino) parecen tener unas perspectivas de futuro muy esperanzadoras.

- Esta tecnología permite disponer de células de muy delgado espesor y fabricación más simple y barata, aunque con eficiencia del 6-8%. Su principal campo de aplicación en la actualidad se encuentra en la alimentación de relojes, calculadoras, etc. Son muy adecuadas para confección de módulos semitransparentes empleados en algunas instalaciones integradas en edificios.

7.3. Módulos fotovoltaicos

Conjunto completo, medioambientalmente protegido, de células interconectadas. En general las células tienen potencias nominales próximas a 1Wp, lo que quiere decir que con una radiación de 1000W/m² proporcionan valores de tensión de unos 0,5 V y una corriente de unos dos amperios.

Para obtener potencias utilizables para aparatos de mediana potencia, hay que unir un cierto número de células con la finalidad de obtener la tensión y la corriente requeridas.

Para tener más tensión hay que conectar varias células en serie. Conectando 36 (dimensiones normales, 7.6 cm de diámetro) se obtienen 18 V, tensión suficiente para hacer funcionar equipos a 12V, incluso con iluminaciones mucho menores de 1kW/m².

La unidad básica de las instalaciones fotovoltaicas es, pues, la placa fotovoltaica, que contiene entre 20 y 40 células solares; estas placas se conectan entre sí en serie y/o paralelo para obtener el voltaje deseado (12V, 14V, etc.).

Estas células interconectadas y montadas entre dos láminas de vidrio que las protegen de la intemperie constituyen lo que se denomina un módulo fotovoltaico.

8. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

8.1 Componentes de la instalación

- Subsistema de generación - Generador Fotovoltaico: Grupo de paneles fotovoltaicos interconectados para el aprovechamiento de la radiación solar del lugar.

- Subsistema de acumulación: Regulador de carga y grupo de baterías. El regulador de carga se encarga, principalmente, de evitar la descarga profunda de las baterías o la sobrecarga de las mismas, alargando de esta forma su vida útil. Las baterías acumulan la energía producida por el sistema de generación para que la vivienda disponga de suministro en los momentos en que ninguno de los generadores de la instalación está produciendo energía por falta de sol. Y también en los momentos en que la demanda energética de la misma es superior a la generada en esos instantes por los paneles FV.
- Subsistema de acomodación de energía a las cargas: Convertidor CC-CC o seguidor de potencia. Cuando no todos los receptores de continua tienen la misma tensión nominal. Convertidor CC-CA. Dado que la vivienda dispone de equipos a alimentar con CA, sí que será preciso incluir en el sistema un convertidor CC-CA.

8.2. Generador fotovoltaico

Está formado por la interconexión en serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos, encargados de captar la luz del sol y transformar la energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiación solar recibida.

En nuestro caso el grupo generador está formado por un total de 9 módulos policristalinos, distribuidos en 3 series de 3 módulos. La tensión de máxima potencia de cada modulo es de 29,8 V_{CC} y la potencia máxima de 230 W_p.

Se han seleccionado unos módulos fabricados por Luxor, de 230 Wp de potencia máxima, modelo ECO LINE 60/230 . La garantía del fabricante es de 25 años (sobre el 80% de la potencia nominal).

Las características son:

Specifications	LX-230P
Number of cells (matrix)	6 x 10, three strings in a row
Cell size	156 mm x 156 mm
Module dimensions (L x W x H) ² Weight	1.640 mm x 992 mm x 45 mm 21.0 kg
Front-side glass	3.2 mm hardened solar glass with low iron content
Frame	stable, anodised aluminium frame in a hollow-section design
Socket	plastic (PPO), IP65, ventilated and strain-relieved
Cable	4 mm ² solar cable, cable length 1.0 m
Plug-in connection	high-quality plug-in system, (IP65) MC4 or equivalent
Hail test (max. hailstorm)	Ø 45 mm impact velocity 23 m/s
General technical approval	classified according to DIN EN 13501-5 as B _{100P} (ti)

Fig. 1.1 Características físicas

Electrical data	LX-230P
Rated power P _{mpp} [Wp]	230.00
P _{mpp} range	231.50 - 236.49
Rated current I _{mpp} [A]	7.73
Rated voltage V _{mpp} [V]	29.80
Short-circuit current I _{sc} [A]	8.22
Open-circuit voltage [V]	37.00
Efficiency at STC	14.13%
Efficiency at 200 W/m ²	13.71%
NOCT [°C]	47 ± 2°C
Specification as per STC: 1000 W/m ² , 25°C, AM 1.5 / STC irradiance: 1000 W/m ² , Module temperature: 25°C, AM=1.5 NOCT: 47°C	

Limiting values	LX-230P
Max. system voltage [V]	1000 V
Max. return current [I]	15 A
Temperature range	-40 to 85°C
Snow-load zone ¹	approval up to SLZ 3 (according to DIN 1055)
Max. pressure load (static)	5400 Pa

Temperature coefficient	LX-230P
Temperature coefficient [V] [I] [P]	-0.45% /°C

Fig. 1.2 Características eléctricas

En cumplimiento de los requisitos técnicos indicados en el Pliego de Condiciones Técnicas emitido por IDAE los módulos seleccionados cumplen las siguientes características:

- Satisfacen las especificaciones indicadas por la norma UNE-EN 61215.
- Registro TUV Q60011013

- Identificación visible e indeleble el modelo y nombre ó logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Marcos laterales son de aluminio.
- Potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Estructura del generador se conectará a tierra.

8.3...Regulador

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas profundas. El regulador de tensión controla constantemente el estado de carga de las baterías y regula la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil. También genera alarmas en función del estado de dicha carga.

Los reguladores actuales introducen microcontroladores para la correcta gestión de un sistema fotovoltaico. Su programación elaborada permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permitiendo la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales. Incluso los hay que memorizan datos que permiten conocer cuál ha sido la evolución de la instalación durante un tiempo determinado.

Para ello, consideran los valores de tensión, temperatura, intensidad de carga y descarga, y capacidad del acumulador. Existen dos tipos de reguladores de carga, los lineales y los conmutados.

-Sistema de regulación. ¿Cómo trabajan los reguladores de carga? *Regulación De La Intensidad De Carga De Las Baterías: igualación, carga profunda, flotación.*

IGUALACIÓN

Esta respuesta del regulador permite la realización automática de cargas de igualación de los acumuladores tras un período de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo, reduciendo al máximo el gaseo en caso contrario.

CARGA PROFUNDA

Tras la igualación, el sistema de regulación permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción hasta alcanzar el punto de tensión final de carga. Alcanzado dicho punto el sistema de regulación interrumpe la carga y el sistema de control pasa a la segunda fase, la flotación. Cuando se alcanza la tensión final de carga, la batería ha alcanzado un nivel de carga próximo al 90% de su capacidad, en la siguiente fase se completará la carga.

CARGA FINAL Y FLOTACIÓN

La carga final del acumulador se realiza estableciendo una zona de actuación del sistema de regulación dentro de lo que denominamos “Banda de Flotación Dinámica”. La BFD es un rango de tensión cuyos valores máximos y mínimo se fijan entre la tensión final de carga y la tensión nominal + 10% aproximadamente. Una vez alcanzado el valor de voltaje de plena carga de la batería, el regulador inyecta una corriente pequeña para mantenerla a plena carga, esto es, inyecta la corriente de flotación. Esta corriente se encarga por tanto de mantener la batería a plena carga y cuando no se consuma energía se emplea en compensar la Autodescarga de las baterías.

-Indicadores De Estado: Desconexión Del Consumo Por Baja Tensión De Baterías, Alarmas De Señalización

DESCONEXIÓN DEL CONSUMO POR BAJA TENSIÓN DE BATERÍA

La desconexión de la salida de consumo por baja tensión de batería indica una situación de descarga del acumulador próxima al 70% de su capacidad nominal.

Si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor de tensión de maniobra de desconexión de consumo durante más de un tiempo establecido, se desconecta el consumo. Esto es para evitar que una sobrecarga puntual de corta duración desactive el consumo.

Tensión de desconexión del consumo: tensión de la batería a partir de la cual se desconectan las cargas de consumo.

ALARMA POR BAJA TENSIÓN DE BATERÍA

La alarma por baja tensión de batería indica una situación de descarga considerable. A partir de este nivel de descarga las condiciones del acumulador comienzan a ser comprometidas desde el punto de vista de la descarga y del mantenimiento de la tensión de salida frente a intensidades elevadas.

Esta alarma está en función del valor de la tensión de desconexión de consumo (siempre se encontrará 0,05 volt/elem. por encima).

En el regulador DSD, Si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor de la alarma durante más de 10 segundos aprox. se desconecta el consumo. El regulador entra entonces en la fase de igualación y el consumo no se restaurará hasta que la batería no alcance media carga. Además, incluye una señal acústica para señalar la batería baja.

PROTECCIONES TÍPICAS

- Contra sobrecarga temporizada en consumo.
- Contra sobretensiones en paneles, baterías y consumo.
- Contra desconexión de batería.

INDICADORES DE ESTADO/ SEÑALIZADORES HABITUALES

- Indicadores de tensión en batería.
- Indicadores de fase de carga.
- Indicadores de sobrecarga/ cortocircuito.

PARÁMETROS A CALCULAR, DIMENSIONAMIENTO

Tensión nominal: la del sistema (12, 24, 48).

Intensidad del regulador: la intensidad nominal de un regulador ha de ser mayor que la recibida en total del campo de paneles FV.

-Parámetros importantes que determinan su operación

- Intensidad Máxima de Carga o de generación: Máxima intensidad de corriente procedente del campo de paneles que el regulador es capaz de admitir.
- Intensidad máxima de consumo: Máxima corriente que puede pasar del sistema de regulación y control al consumo.
- 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 (I flotación). Vale aproximadamente 14.1 para una batería de plomo ácido de tensión nominal 12V.

El regulador que mejor se adapta a nuestra instalación es: *OUTBACK FM 80A - 24V*

FLEXmax [®] 80 - FM80-150VDC	
Voltajes de batería nominal	12, 24, 36, 48 o 60 VCC (en el mismo equipo - a seleccionar al poner en marcha el equipo)
Corriente máxima de salida	80 amperios @ 40°C/104°F con límite de corriente ajustable
Potencia máxima matriz FV	12VCC systems 1250W / 24 VCC systems 2500W / 48 VCC systems 5000W / 60 VCC systems 7500W
Voltaje circuito abierto matriz FV	150VCC valor máximo en condiciones de baja temperatura / 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación
Consumo en espera	Menor a 1W
Eficiencia de conversión de potencia	97,5% @ 80 Amps en sistema de 48 VCC típica
Regulación de carga	Cinco estados: carga máxima (bulk), absorción, flotación, silenciosa e igualización
Puntos de ajuste de regulación de voltaje	De 10 a 60 VCC, ajustable por el usuario con protección mediante contraseña
Voltaje de igualización	Voltaje y temporización programables - Finalización automática
Compensación de temperatura de batería	Automática con RTS opcional (sensor de temperatura remoto) / 5.0 mV por °C por celda de batería de 2 VCC
Capacidad de voltaje reducido	Permite cargar una batería de voltaje inferior con una matriz FV de voltaje superior - Max 150 VCC
Salida auxiliar de control	Salida programable de 12VCC disponible para diferentes aplicaciones (máx. 0,2A CC)

Fig. 1.3 Características Regulador

8.4. Baterías

La función prioritaria de las baterías en un sistema de generación fotovoltaico es la de acumular la energía que se produce durante las horas de luminosidad para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo. Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos.

-Interacción entre módulos fotovoltaicos y baterías

Normalmente el banco de baterías y los módulos fotovoltaicos trabajan conjuntamente para alimentar las cargas. La siguiente figura muestra cómo se distribuye la entrega de energía a la carga a lo largo del día. Durante la noche toda la energía demandada por la carga la provee el banco de baterías. En horas tempranas de la mañana los módulos comienzan a generar, pero si la corriente que entregan es menor que la que la carga exige, la batería deberá contribuir en el aporte. A partir de una determinada hora de la mañana la energía generada por los módulos fotovoltaicos superada la energía promedio demandada. Los módulos no solo atenderán la demanda sino que además, todo exceso se almacenara en la batería que empezara a cargarse y a recuperarse de su descarga de la noche anterior. Finalmente durante la tarde, la corriente generada decrece y cualquier diferencia con la demanda la entrega a la batería. En la noche, la generación es nula y todo el consumo lo afronta la batería.

-Tipos de Baterías

Baterías de plomo - ácido de electrolito líquido

Las baterías de plomo - ácido se aplican ampliamente en los sistemas de generación fotovoltaicos.

Dentro de la categoría plomo - ácido, las de plomo - antimonio, plomo - selenio y plomo - calcio son las más comunes. La unidad de construcción básica de una batería es la celda de 2 Volts. Dentro de la celda, la tensión real de la batería depende de su estado de carga, si está cargando, descargando o en circuito abierto.

En general, la tensión de una celda varía entre 1,75 Volts y 2,5 Volts, siendo el promedio alrededor de 2 Volts, tensión que se suele llamar nominal de la celda.

Cuando las celdas de 2 Volts se conectan en serie (POSITIVO A NEGATIVO) las tensiones de las celdas se suman, obteniéndose de esta manera, baterías de 4,6,12 Volts, etc...

Si las baterías están conectadas en paralelo (POSITIVO A POSITIVO Y NEGATIVO A NEGATIVO) las tensiones no cambian, pero se sumaran sus capacidades de corriente. Solo se deben conectar en paralelo baterías de igual tensión y capacidad.

Se puede hacer una clasificación de las baterías en base a su capacidad de almacenamiento de energía (medido en Ah a la tensión nominal) y a su ciclo de vida (numero de veces en que la batería puede ser descargada y cargada a fondo antes de que se agote su vida útil).

La capacidad de almacenaje de energía de una batería depende de la velocidad de descarga. La capacidad nominal que la caracteriza corresponde a un tiempo de descarga de 10 horas. Cuanto mayor es el tiempo de descarga, mayor es la cantidad de energía que la batería entrega. Un tiempo de descarga típico en sistemas fotovoltaicos es 100 hs. Por ejemplo, una batería que posee una capacidad de 80 Ah en 10 hs (capacidad nominal) tendrá 100 Ah de capacidad en 100 hs. Dentro de las baterías de plomo - ácido, las denominadas estacionarias de bajo contenido de antimonio son una buena opción en sistemas fotovoltaicos. Ellas poseen unos 2500 ciclos de vida cuando la profundidad de descarga es de un 20 % (es decir que la batería estará con un 80 % de su carga) y unos 1200 ciclos cuando la profundidad de descarga es del 50 % (batería con 50 % de su carga). Las baterías estacionarias poseen además, una baja auto-descarga (3 % mensual aproximadamente contra un 20 % de una batería de plomo - ácido convencional) y un reducido mantenimiento.

Dentro de estas características se encuadran también las baterías de plomo-calcio y plomo- selenio, que poseen una baja resistencia interna, valores despreciables de gasificación y una baja autodescarga.

Baterías selladas Gelificadas

Estas baterías incorporan un electrolito del tipo gel con consistencia que puede variar desde un estado muy denso al de consistencia similar a una jalea. No se derraman, pueden montarse en casi cualquier posición y no admiten descargas profundas.

Electrolito absorbido

El electrolito se encuentra absorbido en una fibra de vidrio microporoso o en un entramado de fibra polimérica. Al igual que las anteriores no se derraman, admiten cualquier posición y admiten descargas moderadas.

Tanto estas baterías como las Gelificadas no requieren mantenimiento en forma de agregado de agua, no desarrollan gases evitando el riesgo de explosión, pero ambas requieren descargas poco profundas durante su vida de servicio. Níquel – Cadmio.

Las principales características son:

- 1) El electrolito es alcalino.
- 2) Admiten descargas profundas de hasta el 90% de la capacidad nominal.
- 3) Bajo coeficiente de autodescarga.
- 4) Alto rendimiento ante variaciones extremas de temperatura.
- 5) La tensión nominal por elemento es de 1,2 Volts.
- 6) Alto rendimiento de absorción de carga (mayor al 80 %).
- 7) Muy alto costo comparadas con las baterías ácidas.

Al igual que las baterías de plomo - ácido, estas se pueden conseguir en las dos versiones, standard y selladas, utilizando la más conveniente según la necesidad de mantenimiento admisible para la aplicación prevista. Dado su alto costo, no se justifica su utilización en aplicaciones rurales.

Se han escogido doce vasos serie de 2V cada uno: *ECOSAFE TYS-8 8OPzS C100*

General Specifications			Nominal Capacity (Ah)		Nominal Dimensions													
Type	Nominal Voltage (V)	Number of Terminals	10 hr rate to 1.80Vpc @20°C	120 hr rate to 1.85Vpc @25°C	Length		Width		Height		Typical Weight Dry charged		Typical Weight Acid Filled		Electrolyte Volume	Short Circuit	Internal Resistance	
					mm	in	mm	in	mm	in	kg	lbs	kg	lbs	Litres US Gal	Current (A)	(mΩ)	
TYS 8	2	2	900	1220	191	7.53	210	8.27	684	26.95	44.6	98.4	63.2	139.4	14.5	3.8	5676	0.37

Fig. 1.4 Características Baterías

8.5. Inversor

Los inversores convierten la energía eléctrica de corriente continua producida en los paneles solares fotovoltaicos en corriente alterna monofásica y la inyectan a cada una de las fases de la red de suministro eléctrico. La etapa de potencia presenta una configuración en puente monofásico, utilizando como semiconductores de potencia transistores MOSFET.

La tensión generada por el inversor es senoidal y se obtiene mediante la técnica de modulación de ancho de pulsos. Un microcontrolador determina el tipo de onda que se genera a partir de una tabla de valores disponibles en la memoria auxiliar del sistema. De esta forma se hace trabajar a los transistores MOSFET de potencia a una frecuencia de conmutación de 20kHz, con lo que se consigue una forma de onda senoidal de muy baja distorsión, menor del 1% y con un contenido de armónicos bajo.

Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos. La situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles. La sensibilidad del circuito detector del punto de máxima potencia es de 30W y el tiempo de respuesta en la búsqueda del nuevo punto oscila entre 2 y 10 segundos.

Durante los períodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión del bus DC del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar corriente en la red si la potencia disponible en paneles supera un valor umbral o mínimo.

A continuación se describe el funcionamiento del equipo frente a situaciones particulares:

1. Fallo en el suministro:

En el caso de que se interrumpa el suministro en la red eléctrica, el inversor se encuentra en situación de circuito abierto, en este caso el inversor se desconecta por completo y espera que se restablezca la tensión en la red para iniciar de nuevo su funcionamiento.

2. Temperatura elevada:

El inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección. Está calculado para un rango de temperaturas similar al que puede haber en el interior de una vivienda. En el caso de que la temperatura ambiente se incremente excesivamente o accidentalmente se tapen los canales de ventilación, el equipo seguirá funcionando pero reducirá la potencia de trabajo a fin de no sobrepasar internamente los 75°C.

Esta situación se indica con el led de temperatura intermitente. Si internamente se llega a 80°C, se parará y el intermitente se quedará fijo iluminado.

3. Tensión del generador fotovoltaico baja:

En este caso, el inversor no puede funcionar. Es la situación en la que se encuentra durante la noche, en días muy nublados o si se desconecta el generador solar. El led de paneles estará fijo apagado.

4. Intensidad de generador fotovoltaico insuficiente:

Los generadores fotovoltaicos alcanzan el nivel de tensión de trabajo a partir de un valor de radiación solar muy bajo (de 2 a 8mW/cm²). Cuando el inversor detecta que se dispone de tensión suficiente para iniciar el funcionamiento, el sistema se pone en marcha solicitando potencia del generador fotovoltaico. Si el generador no dispone de suficiente potencia debido a que la radiación solar es muy baja, el valor de intensidad mínima de funcionamiento no se verifica, lo que genera una orden de parada del equipo. Y posteriormente se inicia un nuevo intento de conexión. El intervalo entre intentos es aproximadamente de 3 minutos.

El inversor elegido es el modelo PHOENIX C24/3000, desarrollado por la empresa Victron, que alcanza una eficiencia superior al máxima del 94% y tiene una potencia máxima de 6 kW.

Las características técnicas del inversor son las siguientes:

Phoenix Inverter	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Parallel and 3-phase operation	Yes				
INVERTER					
Input voltage range (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Output	Output voltage: 230 VAC ±2% Frequency: 50 Hz ± 0,1% (1)				
Cont. output power at 25 °C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Cont. output power at 25 °C (W)	1000	1300	1600	2500	4500
Cont. output power at 40 °C (W)	900	1200	1450	2200	4000
Peak power (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Max. efficiency 12/ 24/48 V (%)	92 / 94	92 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Zero-load power 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25
Zero-load power in AES mode (W)	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20
Zero-load power in Search mode (W)	2 / 3		3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6
GENERAL					
Programmable relay (3)	Yes				
Protection (4)	a - g				
VE.Bus communication port	For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration				
Remote on-off	Yes				
Common Characteristics	Operating temperature range: -40 to +50 °C (fan assisted cooling) Humidity (non condensing): max 95%				
ENCLOSURE					
Common Characteristics	Material & Colour: aluminum (blue RAL 5012) Protection category: IP 21				
Battery-connection	battery cables of 1.5 meter included		M8 bolts	2+2 M8 bolts	
230 V AC-connection	G-ST18i plug		Spring-clamp	Screw terminals	
Weight (kg)	10		12	18	30
Dimensions (hxxwxd in mm)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240

Fig. 1.5 Características Inversor

El inversor cumple con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad incorporando protecciones frente a:

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

En cuanto a las características eléctricas, el inversor cumple los requisitos indicados en el pliego de Condiciones Técnicas de IDAE:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar de un 10 % superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 y 100% de la potencia de salida nominal son del 90 al 92%
- El en “stand-by” o “modo nocturno” deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.
- El inversor deberá inyectar en red, para potencias mayores del 10 % de su potencia nominal.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0° C y 40 °C de temperatura y 0% a 85% de humedad relativa.

La garantía estándar ofrecida por el fabricante es de 3 años, con opción de ampliación a 20 años. Esta garantía incluye: averías, robo y cobertura por lucro cesante. Así mismo se garantiza una disponibilidad del 98% anual.

8.5. Protecciones:

El sistema consta, además, de las necesarias protecciones y correspondiente instalación de puesta a tierra.

Así pues la instalación queda estructurada como sigue:

- Módulos fotovoltaicos
- Estructura soporte

- Inversores
- Líneas eléctricas de alimentación
- Cuadro general de distribución
- Puesta a tierra

9. LÍNEAS ELÉCTRICAS DE ALIMENTACIÓN

El tipo de conductor a emplear será unipolar no propagador de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, de acuerdo con la norma UNE 21.123 - 4, especificación RV- k Cu con tensión asignada 0.6/1Kv.

La caída de tensión será inferior al 1.5% en cada tramo de corriente continua (DC) y 1.5% en la parte de alterna (AC).

Todas las líneas estarán protegidas debidamente.

El conductor elegido para la instalación fotovoltaica es: REVIFLEX RV-k 0.6/1 Kb unipolar, cuyas características son:

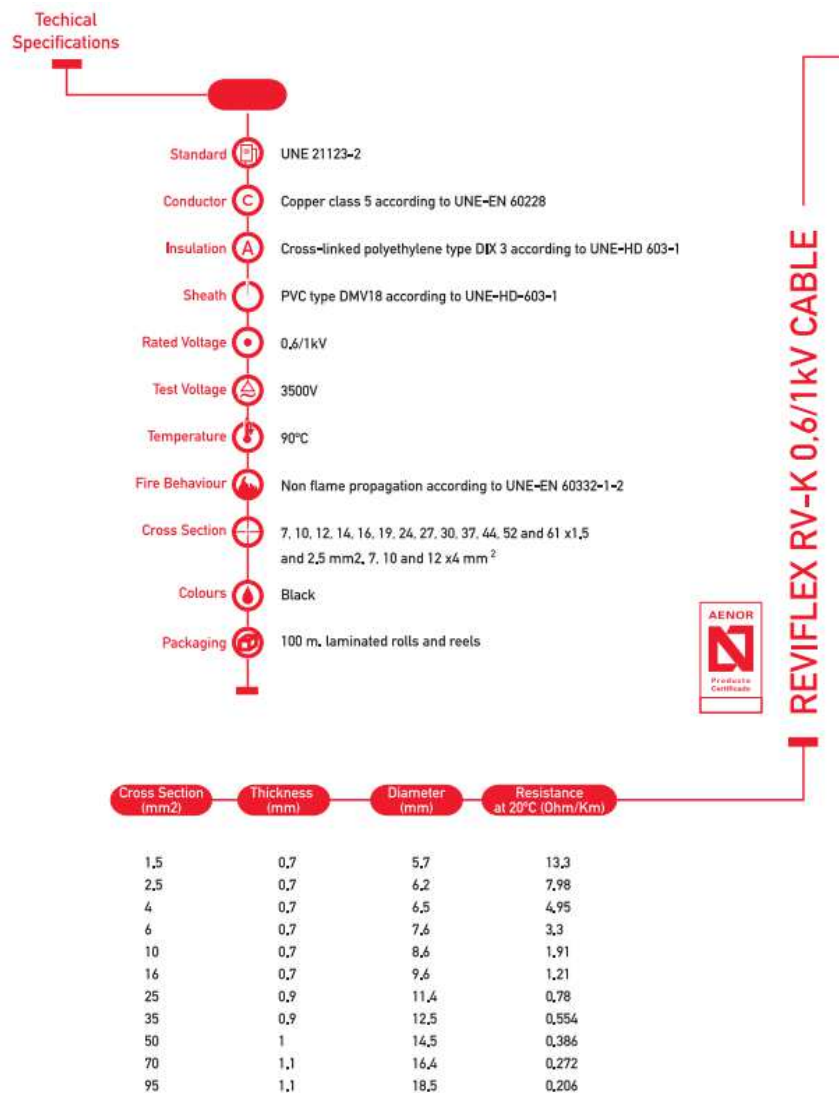


Fig. 1.6 Características conductor I.F.

Para las partes de la instalación por las que circule corriente alterna, es decir, aguas abajo del inversor, tendremos dos tipos de conductores. Uno para la línea de alimentación al cuadro principal de la vivienda, este conductor será del tipo: RETENAX FLEX multiconductor 0.6/1 kV

RETENAX FLEX



CARACTERÍSTICAS CABLE



- Norma constructiva: UNE 21123-2.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Reducida emisión de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión CIH < 14%.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según HD 603-1.
Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.
 (Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

Material: Mezcla de policloruro de vinilo (PVC), tipo DMV-18 según HD 603-1.
Colores: Negro.
 Blanco, suministrado en cajas en las secciones: 2x1.5, 2x2.5, 3G1.5, 3G2.5.



Fig. 1.7 Características conductor acometida

10. BIBLIOGRAFÍA

Se han consultado dos proyectos en la Universidad de Cantabria:

-Instalación fotovoltaica para una casa rural en Lastrilla (Palencia) (Autor: Sergio Álvarez Fernández; Director: José Ramón Aranda Sierra)

-Estudio de viabilidad y económico del suministro electro-energético de una casa aislada (Autor: Juan Ceballos Cerrajería)

Los libros consultados para la realización de este proyecto han sido:

TÍTULO	AUTOR	EDICIÓN
Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002		McGraw Hill 2002
Energía Solar Fovoltaica	Javier María Méndez Muñiz	Madrid: Fundación Cofemetal 2008
Energía Solar	Javier Meana Rodríguez	2002
Electricidad Solar Fovoltaica	Eduardo Lorenzo Pigueiras	Progenisa 2006
Estudio y diseño en la optimización de una instalación fotovoltaica para una vivienda aislada	Juan Antonio Miguel Parada	2009
Guía del Instalador de Energías Renovables	Tomás Perales Benito	Creaciones Copyright 2005

Las páginas web en las que se ha consultado y de las que se ha sacado información han sido:

- www.calculationsolar.com
- www.solarweb.com
- www.soloingenieria.net
- www.idae.es
- www.abb.es
- www.coatcan.com
- www.preoc.es
- www.cablesrct.com

DOCUMENTO N° 2

CÁLCULOS

1. PREVISION DE CARGAS	33
1.1. Calculo de rendimiento.	37
2. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	39
2.1. Conceptos básicos	39
2.2. Cálculos: Inclinação y HSP.....	46
2.2.1. Localización y coordenadas de la parcela:	46
2.2.2. Declinación solar (δ).....	46
2.2.3. Inclinação Óptima (β_{opt})	47
2.2.4. Radiación Global Horizontal (G_{dm})	48
2.2.5. Radiación global diaria sobre una superficie inclinada y un ángulo óptimo $G_{dm}(0,\beta)$	49
2.2.6. Obtención del Factor de Irradiancia (FI)	50
2.2.7. Obtención de las horas sol pico día (HSP/día)	52
2.3. Estructura Soporte	54
2.4. Distancia entre paneles ($Dist_{min}$)	55
3. DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.....	57
3.1. Cálculo del número de paneles.....	57
3.2. Regulador	60
3.3. Baterías	62
3.4. Inversor.....	64

1. PREVISION DE CARGAS

Debemos conocer es las necesidades energéticas de la vivienda o lugar. Es decir, el **consumo eléctrico** que tiene la vivienda.

En una vivienda o cualquier tipo de edificación los consumos eléctricos pueden dividirse en 2 apartados:

- **Iluminación:** La iluminación puede representar entre el **15 y el 20 %** de la demanda de **electricidad**. Cuanto eficiente más sean los aparatos de iluminación menos necesidades energéticas tendremos.

Así pues, *una bombilla incandescente, puede consumir 10 veces más que una de led*. Se **recomienda**, que en toda instalación solar, sean utilizadas **lámparas de muy bajo consumo**. En la tabla adjunta se muestran las equivalencias de distintos tipos de bombillas:

LEDS	Incandescentes , halogenas, PAR, AR111	Fluorescentes compactas; llamadas de bajo consumo	Tubos fluorescentes	Vapor de sodio a alta presión	Vapor de sodio a alta presión sin balastro	Halogenuros metalicos	Lumenes
1W	10W						50~80
3W	30W						120~300
5W	35W						210~400
6W	45W	14W					360~450
7W	50W	16W					455~600
8W	70W	22W					600~700
9W	80W	24W	24W				420~800
10W	90W	26W	20W				550~850
12W	110W	35W	35W				800~950
15W	130W	40W	40W				1100~1300
20W	170W	50W	50W				1600~1800
30W	280W	75W	75W	80W	250W	60W	2200~2640
50W	430W	120W	120W	100W	300W	100W	3000~4000
60W	540W	170W	170W	150W	450W	120W	4400~5500
70W	650W	200W	200W	160W	480W	140W	6500~7000
100W	900W	280W	280W	250W	750W	200W	9000~10000
120W	950W	300W	300W	300W	900W	240W	10800~12000
200W		500W	500W	500W	1500W	400W	18000~20000
1) El tipo de luminaria es muy importante							
2) El color tambien afecta a la luminosidad							
3) No se incluyen balastos y cebadores que incrementan el consumo							
4) El arranque es lento y muy costoso hasta 5000V los halogenuros							
5)El vapor de sodio a baja presion es muy eficaz pero monocromatico							

Tabla. 2.1 Equivalencias tipos de bombillas y lámparas

Detallaremos el nivel de iluminación requerido para la vivienda:

ZONA	ÁREA (m ²)	POTENCIA (W)	TIPO	NÚMERO	N. ILUMINA. (lux)
Exterior		20	LED	3	150-250
Cocina	9	30	LED	2	300-500
Sala de estar	25	30	LED	3	300
Habitación	18	15	LED	2	200
Baño	3,2	12	LED	2	150

Tabla. 2.2 Niveles de iluminación vivienda

- **Aparatos:** Hay algunos elementos que no tienen porque funcionar con electricidad, y otros que, necesariamente son eléctricos.

Comencemos a **desglosar por importancia y por necesidad eléctrica:**

Frigorífico: Es uno de los aparatos fundamentales, y, aunque los hay que funcionan a gas. Creo que deben ser usados los eléctricos con alta eficiencia (Clase A++), por comodidad y menor riesgo para el hogar.

Televisor: Aparato que existe en la inmensa mayoría de los hogares.

Computador: Aparato que existe en gran cantidad de hogares.

Lavadora: Aparato cada día más extendido.

Microondas.

Pequeños electrodomésticos: licuadora, tostadora, cargador móvil, etc.

Existen una serie de **electrodomésticos** que **no se deben colocar** en una instalación fotovoltaica aislada, a no ser que contemos con energía auxiliar (generador diesel o gasolina). Esto son los siguientes:

Cocina vitrocerámica: Es un electrodoméstico de muy alto consumo. Puede acabar con la batería en muy poco tiempo, restando mucha energía para el resto de los consumos. Recomendable cocinar con gas o a leña, según la zona geográfica y disponibilidad.

Termo eléctrico para agua caliente: Suelen llevar resistencias de más de 1000 W, lo cual encarece la instalación y nos quita mucha autonomía de batería.

Horno eléctrico: Lo mismo que la vitrocerámica. Evitar a toda costa.

Aire acondicionado: Gran consumo. Mejor usar ventilador de bajo consumo. No instalar este aparato si queremos que nuestra instalación tenga un precio asequible.

Calefacción eléctrica: No instalar este aparato, puede ser la peor inversión en una instalación off-grid.

Secadora: Solo si tenemos apoyo de generador.

Lavavajillas: Este aparato es opcional, si se instala, procurar su uso con moderación.

Bombas: Las bombas suelen tener un potente motor, que va a perjudicar por sus altos picos de potencia al resto de aparatos, además de provocar grandes picos de descarga en batería, lo cual no nos va a beneficiar. Se recomienda poner un bombeo solar, si el uso de la bomba es imprescindible.

Otros: Cualquier aparato de consumos superiores a 200-300 W, deberíamos plantear si es necesario o tenemos alguna alternativa.

Una vez tengamos claro los aparatos a utilizar y conozcamos su potencia, debemos **estimar las horas de funcionamiento diario, semanal y a lo largo del año**.

En primer lugar debemos de identificar nuestros consumos diarios, para conocer la energía diaria que necesitaremos en el peor de los casos.

En la tabla de **definición de consumos**, utilizamos la descripción del aparato, las unidades y la potencia en W de cada unidad. Además, tendremos que estimar las horas que se usa cada consumo al día.

Seguidamente, deberemos de identificar la **tensión** que queremos para nuestros consumos. Es decir si queremos alimentarnos con **corriente alterna (AC)** o con **corriente continua (DC)**.

Si los consumos son muy pequeños, solamente de iluminación y poco más, se puede alimentar el sistema con corriente continua, no teniendo la necesidad de incorporar un inversor u ondulator DC/AC. Cabe añadir, que estos sistemas tienen mayores pérdidas, necesitan de mayor grosor de cableado, y tienen mayor riesgo para las personas.

Si los consumos son diarios y van más allá de la iluminación, será conveniente elegir un sistema con corriente alterna, conforme a la tensión del país donde nos encontremos (110-230 V/AC).

El **rendimiento** de los aparatos, va a depender de su eficiencia. Normalmente los electrodomésticos están clasificados de la A a la G. Por lo general el rendimiento estará entre el 85 y el 95 %.

TABLA DE DEFINICIÓN DE CONSUMOS				TENSIÓN			RDTO	ENERGÍA TEÓRICA DIARIA
DESCRIPCIÓN	UNIDADES	POTENCIA (W)	HORAS/DÍA	AC/DC	V (AC)	V (DC)	%	WH/DÍA
Iluminación Exterior	3	20	2	AC	230	24	90	133,33
Iluminación Cocina	2	30	5	AC	230	24	90	333,33
Iluminación Sala de estar	3	30	5	AC	230	24	90	500,00
Iluminación habitación	2	15	1	AC	230	24	90	33,33
Iluminación baño	2	12	1	AC	230	24	90	26,67
Frigorífico	1	80	8	AC	230	24	90	711,11
Televisor	1	80	3	AC	230	24	90	266,67
Microondas	1	750	0,1	AC	230	24	90	83,33
Lavadora/frío	1	500	1	AC	230	24	90	555,56
Ordenador	1	100	1	AC	230	24	90	111,11
Varios	1	200	1	AC	230	24	90	222,22
TOTAL ENERGÍA TEÓRICA DIARIA WH/DÍA								2976,67
TOTAL ENERGÍA REAL DIARIA WH/DÍA								3755,26

Tabla 2.3: Definición de Consumos

Obteniendo los resultados de “*ENERGÍA TEÓRICA DIARIA*” de la siguiente fórmula:

$$E = \frac{n^{\circ} * P * horas/día}{RDTO \% } \text{ (Wh/día)}$$

Al final obtendremos una **energía teórica diaria**, que se obtiene de multiplicar las unidades por la potencia, por las horas/día y por el rendimiento. Esta energía teórica, deberá multiplicarse por un factor de corrección que explicaremos a continuación, obteniendo la **energía real diaria** que necesita nuestro sistema.

1.1. Cálculo de rendimiento.

El rendimiento de la instalación, nos va a permitir calcular la energía real diaria, mediante la obtención de un coeficiente corrector en % sobre la energía teórica. También se suele llamar "**performance ratio**", y es un coeficiente que se obtiene de estimar todas las pérdidas posibles. Existen multitud de variables a considerar para la estimación del rendimiento de la instalación. Al tratarse de instalaciones aisladas, y para simplificar los cálculos, yo suelo utilizar las siguientes variables:

- Coeficiente pérdidas en batería: Son las pérdidas ocasionadas en el proceso de carga y descarga de la propia batería. (+/- 5 %).
- Coeficiente auto descarga batería: Son las pérdidas de la batería en reposo. (+/- 0,5 %).
- Profundidad de descarga batería: Se trata del nivel de descarga a la que sometemos a la batería, a menor profundidad de descarga mayor rendimiento. (Entre el 50 y el 80 %).
- Coeficiente pérdidas conversión DC/AC: Son las pérdidas ocasionadas por el inversor u ondulator, que dependerán de la eficiencia de este equipo (Entre el 5 y el 8 %).
- Coeficiente pérdidas cableado: Estas pérdidas dependerán de la longitud y de la sección de los cables. Habrá que dedicar un post completo a este tema, pero como norma general, podemos aplicar un 5 %.

- Autonomía del sistema: Se trata del tiempo de autonomía que dotaremos a nuestra batería. A mayor tiempo, batería de mayor capacidad y mas fiabilidad del sistema. Para instalaciones sin apoyo de generador auxiliar, la autonomía deberá ser entre 3 y 5 días. Para instalaciones con apoyo de generador entre 1 y 3 días.

TABLA CÁLCULO RENDIMIENTO		
Coeficiente pérdidas en batería	Kb	5%
Coeficiente autodescarga batería	Ka	0,5%
Profundidad de descarga batería	Pd	60%
Coeficiente pérdidas conversión DC/AC	Kc	8%
Coeficiente pérdidas cableado	Kv	5%
Autonomía del sistema	N (días)	4
Rendimiento General	R	79,3%

Tabla. 2.4 Performance Ratio

Como se observa, obtenemos un rendimiento del 77,9 %, que dividido por la energía teórica, no dará la energía real diaria. (ver tabla anterior). Este resultado lo hemos obtenido de la siguiente fórmula:

$$R (\%) = 1 - \left(\frac{(1 - K_b - K_c - K_v) * K_a * N}{P_d} \right) - K_b - K_c - K_v$$

Ahora, necesitamos conocer los **consumos semanales, mensuales y anuales**. Si nuestra vivienda o consumo, es de fin de semana, deberemos de calcular 3 días sobre 7. Si es de uso vacacional, navidades-semana santa-verano, deberemos tener en cuenta los días de **ocupación semanal y mensual**.

Se trata, en resumen de obtener una cifra de energía mensual y anual, que nos servirá para calcular nuestras necesidades de almacenamiento, de potencia máxima, y de campo fotovoltaico.

Expresaremos esta cifra como un tanto por ciento del total de los días al mes en los que la casa está en uso:

TIPO Y OCUPACION	%Días mensuales											
TIPO	Ene	Febr	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Vivienda	50%	50%	20%	20%	20%	50%	100%	100%	20%	20%	20%	50%

Tabla. 2.5 Ocupación mensual

Y la misma tabla con datos de energía:

Consumos	Energía media diaria mensual (W)											
TIPO	Ene	Febr	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Vivienda	1877,63	1877,63	751,05	751,05	751,05	1877,63	3755,26	3755,26	751,05	751,05	751,05	751,05

Tabla 2.6: Demanda energética diaria

Este cuadro, nos está indicando que nuestras mayores necesidades de energía son los meses de julio y agosto. Dato que nos servirá para calcular la inclinación mas optima de la instalación y las horas sol pico (HSP), además de la capacidad de almacenamiento (baterías).

2. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Previamente a definir la potencia del campo fotovoltaico, se calculará la inclinación y orientación óptimas, así como las Horas Sol Pico (HSP). Estos datos nos servirán para calcular dicha potencia o nº de módulos.

2.1. Conceptos básicos

Conceptos básicos para la ejecución de estos cálculos:

Ángulo de inclinación β : Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

Ángulo de azimut α : Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2).

Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

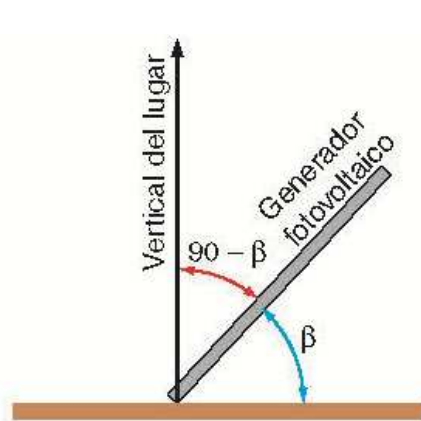


Figura1: Ángulo de inclinación

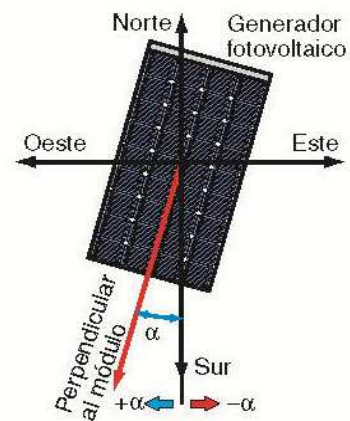


Figura2: Ángulo de acimut

Declinación (δ): Es el ángulo que forma el plano del ecuador de la Tierra con la línea situada en el plano de la eclíptica, que une los centros del Sol y de la Tierra (figura 3). Este ángulo varía a lo largo de la órbita de la Tierra alrededor del Sol, alcanzando valores máximos en los solsticios de verano (declinación máxima positiva, $\delta = 23,45^\circ$) e invierno (declinación máxima negativa, $\delta = -23,45^\circ$) y valores nulos en los equinoccios (declinación nula, $\delta = 0^\circ$). Aunque la declinación varía se puede suponer que permanece constante a lo largo de un día.



Figura3: Declinación

La expresión de la declinación para un determinado día se calcula con la expresión:

$$\delta = 23,45 * \text{sen}\left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365}\right)$$

δ = declinación (grados)

δ_n = día del año [1,365], tomando 1 como el primer día de Enero

Para situar la posición del sol en el cielo se utiliza el concepto de esfera celeste, que es una esfera imaginaria de radio arbitrario, centrado en el observador, sobre la que se proyecta la posición del Sol (figura 4). Cada punto de esta esfera celeste es una dirección en el cielo vista desde la tierra.

Este sistema de representación muestra las posiciones del Sol como si tuviera un movimiento aparente alrededor de la Tierra siguiendo una trayectoria dentro del plano de la eclíptica que forma un ángulo de 23,45 grados con el ecuador de la esfera celeste. El Sol recorre la eclíptica una vez al año y la esfera celeste gira una vez al día en torno a la tierra.

En el sistema de coordenadas de la esfera celeste, que es similar al usado para definir la longitud y latitud terrestres, se especifica la posición del sol mediante dos ángulos que se denominan elevación y acimut (figura 5).



Figura4: Esfera Celeste

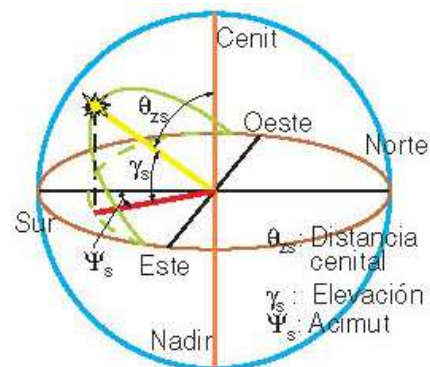


Figura5: Elevación y Acimut

Estas coordenadas solares se definen respecto a la dirección vertical que es la dirección que marcaría una plomada, que apuntando hacia abajo, se dirigiría hacia el centro de la Tierra y hacia arriba interceptaría a la esfera celeste en un punto denominado cenit (figura 5). La intersección con el hemisferio opuesto de la esfera celeste definiría el punto opuesto al cenit denominado nadir. Las definiciones de las coordenadas solares son:

- **Elevación solar γ_s :** es el ángulo que forman los rayos solares con la horizontal (figuras 5 y 6). Toma valores que van de $(90^\circ - \varphi - \delta)$ en el solsticio de invierno a $(90^\circ - \varphi + \delta)$ en el solsticio de verano, siendo φ la latitud del lugar y δ la declinación.
- **Acimut solar ψ_s :** ángulo formado por el meridiano del sol y el meridiano del lugar, tomando como referencia el Sur en el hemisferio norte y el Norte en el hemisferio sur (figuras 5 y 7). Tiene valores positivos de 0 a 180° hacia el Oeste y negativos de 0 a -180° hacia el Este.
- **Ángulo o distancia cenital θ_{zs} :** ángulo formado por la dirección del sol y la vertical. Es el ángulo complementario de la elevación solar (figura 5).

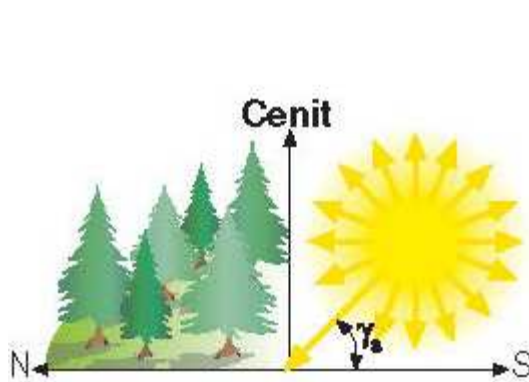


Figura6

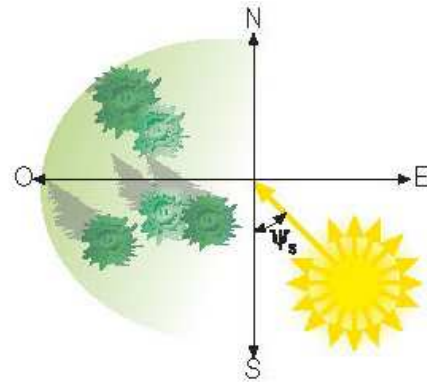


Figura7

La figura 8 representa las trayectorias aparentes del sol en los solsticios de verano e invierno y en los equinoccios de primavera y otoño, respecto de un observador que mira al Sur. El resto del año, el Sol sigue trayectorias intermedias entre las representadas. La elevación solar alcanza en los solsticios de verano e invierno sus valores máximo y mínimo, respectivamente. En la figura 8 se ha marcado la posición del Sol a una hora determinada (10AM). El observador porta un plano en el que se reflejan las diferentes trayectorias anuales del Sol. Este plano recibe el nombre de carta solar.

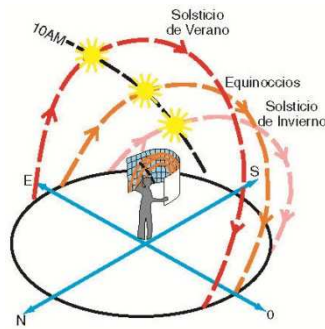


Figura8:

(Fuente: Calculation Solar)

Una vez descritas las coordenadas que nos permiten situar el Sol en el cielo, hay que situar la superficie del generador fotovoltaico de manera que reciba la mayor cantidad posible de energía solar. Esto depende de varios factores:

- La orientación de la superficie del generador fotovoltaico.
- La inclinación de dicha superficie.
- Los consumos a lo largo del año: anual, de fin de semana, vacaciones, etc.

La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del Sol:

- Ángulo de acimut (α): ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Sur (figura 2). Vale 0° si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es -90° y si coincide con el Oeste su valor es $+90^\circ$.
- Ángulo de inclinación (β): ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del Sol. Como la posición del Sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también tendrá que ser variable. Veamos cómo es esa variación.

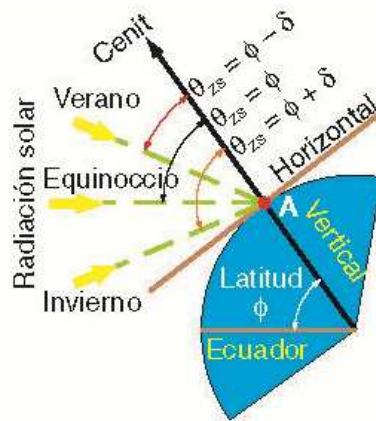


Figura9

Hemos definido la declinación (δ) como el ángulo variable que forma el ecuador con el plano de la eclíptica. Por lo tanto la dirección de la radiación solar incidente sobre la tierra varía en función de la declinación. La latitud (ϕ) de un lugar A (figura 9) indica el ángulo que forma la vertical de ese lugar con el ecuador.

Por lo tanto, a lo largo del año el ángulo cenital θ_{zs} que forma la vertical de un lugar A con la dirección de la radiación solar varía desde $\theta_{zs} = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\theta_{zs} = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando dos veces por el valor $\theta_{zs} = \phi$ en los equinoccios del año.

Por lo tanto, para que una superficie reciba la radiación solar perpendicularmente (figura 12) tendremos que inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar.

Tendremos que variar el ángulo de inclinación desde **$\beta = \phi - \delta$ en el solsticio de verano** (figura 10.c) a **$\beta = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno** (figura 10.a), pasando por el valor **$\beta = \phi$** en los equinoccios (figura 10.b).

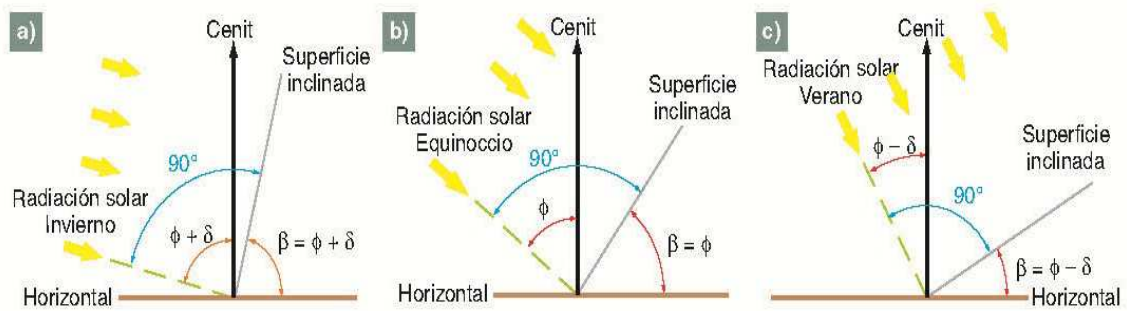


Figura10

Aunque hay generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar, lo habitual en instalaciones para viviendas es que **la superficie del generador sea de orientación fija**. La orientación óptima será un valor constante, con una inclinación (β) que va a depender de la latitud ϕ del lugar y un acimut (α) que depende del hemisferio en el que está situado el generador.

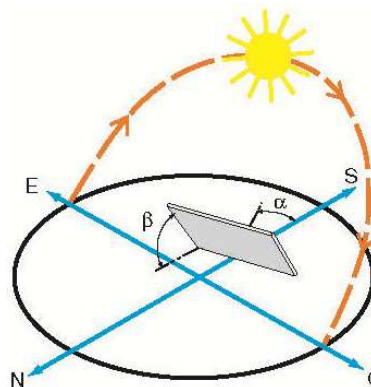


Figura11

La figura 11 muestra una superficie situada en el hemisferio norte, donde el Sol sigue una trayectoria Este-Sur-Oeste. Si pretendemos maximizar la captación de energía solar, la superficie tendrá que estar orientada hacia el Sur y por lo tanto el ángulo de acimut (α) debe ser nulo.

El acimut óptimo para que una superficie fija reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero ($\alpha = 0^\circ$), la superficie se debe orientar hacia el Sur si está situada en el hemisferio norte o hacia el Norte si está en el hemisferio sur.

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \cdot |\varphi|$$

β_{opt} : ángulo de inclinación óptima (grados)

$|\varphi|$: latitud del lugar, sin signo (grados)

La fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año.

(Fuente: Calculation Solar)

2.2. Cálculos: Inclinación y HSP

2.2.1. Localización y coordenadas de la parcela:

- Localidad: Uceda
- Ayuntamiento: Ruate (Cantabria)
- Latitud: 43° 15' 31.85" N
- Longitud: 4° 14' 48.69"

2.2.2. Declinación solar (δ)

Debemos de conocer la declinación solar (δ), en un momento determinado del año. En nuestro caso, elegimos el día central de cada mes Y aplicando la fórmula siguiente, obtendremos dichos valores:

$$\delta = 23,45 * \text{sen}\left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365}\right)$$

δ = declinación (grados)

δ_n = día del año [1,365], tomando 1 como el primer día de Enero

De manera que aplicando el día central de cada mes obtenemos la siguiente tabla:

MES	nº de día	Declinación
Enero	15	-21,27
Febrero	45	-13,62
Marzo	76	-2,02
Abril	106	9,78
Mayo	137	19,26
Junio	168	23,39
Julio	198	21,18
Agosto	229	13,12
Septiembre	259	1,81
Octubre	290	-10,33
Noviembre	321	-19,60
Diciembre	351	-23,40

Tabla. 2.7 Declinación

La declinación no es un valor para un lugar determinado sino que es la desviación del eje de rotación para todo el planeta, de ahí que nos salgan valores negativos.

2.2.3. Inclinación Óptima (β_{opt})

Para que una superficie reciba la radiación solar optima, tendremos que variar el ángulo de inclinación desde $\beta_{opt} = \varphi - \delta$ en el solsticio de verano a $\beta_{opt} = \varphi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando por el valor $\beta_{opt} = \varphi$ en los equinoccios.

Donde:

β_{opt} = Inclinación Optima

φ = Latitud

δ = Declinación

En nuestro caso obtendríamos los siguientes valores:

MES	Incli. Óptima (β_{opt})
Enero	64,42
Febrero	56,77
Marzo	45,17
Abril	33,37
Mayo	23,89
Junio	19,77
Julio	21,97
Agosto	30,03
Septiembre	41,34
Octubre	53,48
Noviembre	62,76
Diciembre	66,55

Tabla. 2.8 Inclinación Óptima

2.2.4. Radiación Global Horizontal (G_{dm})

Para la obtención de los datos de radiación global horizontal. Hemos de utilizar las coordenadas geográficas del punto en cuestión, y buscarla en una de las muchas bases de datos que existen.

En nuestro caso, utilizo la base de datos de la NREL-NASA y obtenemos los siguientes valores:

MES	kW/h/m ² /día
Enero	1,61
Febrero	2,43
Marzo	3,77
Abril	4,87
Mayo	5,78
Junio	6,19
Julio	6,22
Agosto	5,42
Septiembre	4,32
Octubre	2,79
Noviembre	1,75
Diciembre	1,34

Tabla. 2.9 Radiación Global Horizontal (BD: NASA)

2.2.5. Radiación global diaria sobre una superficie inclinada y un ángulo óptimo $G_{dm}(0,\beta)$

Para la obtención de la radiación global diaria optima sobre una superficie inclinada, usaremos la siguiente fórmula:

$$G_{dm}(0,\beta) = \frac{G_{dm}}{1-4.46.10^{-4}*B_{opt}-1.19.10^{-4}*B_{opt}^2} \text{ (kWh/m}^2\text{/día)}$$

Donde:

B_{opt} = Inclinación Optima

G_{dm} = Radiación global diaria

Que en nuestro caso nos da los siguientes valores:

MES	$G_{dm}(0,\beta)$
Enero	3,37
Febrero	4,11
Marzo	5,11
Abril	5,71
Mayo	6,27
Junio	6,55
Julio	6,67
Agosto	6,16
Septiembre	5,55
Octubre	4,39
Noviembre	3,48
Diciembre	3,02

Tabla. 2.10 Radiación Global con ángulo óptimo

2.2.6. Obtención del Factor de Irradiancia (FI)

Siempre que sea posible se debe orientar la superficie del generador de forma óptima ($\alpha = 0^\circ$ y β_{opt}). Sin embargo este requisito no siempre se puede cumplir. Pueden condicionar la orientación de la superficie, la integración arquitectónica, la resistencia al viento, la acumulación de nieve, etc.

Para considerar estas pérdidas, debidas a la inclinación y orientación no óptimas, se aplica un coeficiente de reducción de la energía denominado factor de irradiación (FI) y que se calcula con las expresiones siguientes:

$$FI = 1 - [1.2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 * 10^{-5} * \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$FI = 1 - [1.2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

FI: factor de irradiación (sin unidades)

β : inclinación real de la superficie ($^{\circ}$)

β_{opt} : inclinación óptima de la superficie ($^{\circ}$)

α : acimut de la superficie ($^{\circ}$)

En nuestro caso la inclinación real de la superficie corresponderá con la siguiente figura: $\beta=18^{\circ}$, pero como consideraremos la instalación perfectamente orientada al sur, nuestro ángulo de acimut $\alpha=0^{\circ}$. Este hecho hace que, para nuestro caso, sean válidas ambas fórmulas.

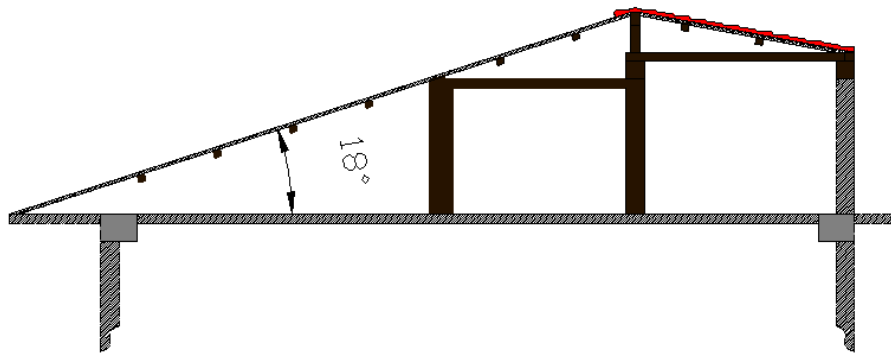


Figura 12: Perfil planta de arriba

Utilizaremos los datos obtenidos en los apartados del cálculo de la Inclinación Óptima (β_{opt})

MES	Incli. Óptima (β_{OPT})	FI
Enero	64,42	0,74
Febrero	56,77	0,82
Marzo	45,17	0,91
Abril	33,37	0,97
Mayo	23,89	1,00
Junio	19,77	1,00
Julio	21,97	1,00
Agosto	30,03	0,98
Septiembre	41,34	0,93
Octubre	53,48	0,85
Noviembre	62,76	0,76
Diciembre	66,55	0,72

Tabla. 2.11 Factor de Irradiancia

2.2.7. Obtención de las horas sol pico día (HSP/día)

Multiplicando el factor de irradiancia (FI) por la radiación global diaria para ángulo óptimo.

$$HSP/día = FI * G_{dm}(0, \beta)$$

MES	HSP/día
Enero	2,50
Febrero	3,37
Marzo	4,66
Abril	5,55
Mayo	6,25
Junio	6,55
Julio	6,66
Agosto	6,06
Septiembre	5,19
Octubre	3,73
Noviembre	2,64
Diciembre	2,17

Tabla. 2.12 Horas sol pico/día

La siguiente tabla resume todos los valores obtenidos en los anteriores apartados:

MES	días	nº de día	Declinación	Incli. Óptima (β_{opt})	G_{dm}	$G_{dm}(0,\beta)$	FI	HSP/día	T^a (°C)
Enero	31	15	-21,27	64,42	1,61	3,37	0,74	2,50	10,35
Febrero	28	45	-13,62	56,77	2,43	4,11	0,82	3,37	10,87
Marzo	31	76	-2,02	45,17	3,77	5,11	0,91	4,66	12,89
Abril	30	106	9,78	33,37	4,87	5,71	0,97	5,55	13,95
Mayo	31	137	19,26	23,89	5,78	6,27	1,00	6,25	17,26
Junio	30	168	23,39	19,77	6,19	6,55	1,00	6,55	20,62
Julio	31	198	21,18	21,97	6,22	6,67	1,00	6,66	22,77
Agosto	31	229	13,12	30,03	5,42	6,16	0,98	6,06	23,31
Septiembre	30	259	1,81	41,34	4,32	5,55	0,93	5,19	21,38
Octubre	31	290	-10,33	53,48	2,79	4,39	0,85	3,73	18,13
Noviembre	30	321	-19,60	62,76	1,75	3,48	0,76	2,64	13,74
Diciembre	31	351	-23,40	66,55	1,34	3,02	0,72	2,17	11,4
INCLINACIÓN MEDIA ANUAL						43,29			
INCLINACIÓN ÓPTIMA ANUAL						33,48			
INCLINACIÓN ÓPTIMA ANUAL POR CONSUMOS						39,95			
INCLINACIÓN ÓPTIMA MES MÁS DESFAVORABLE						66,55			

Tabla. 2.13 Tabla resumen

Obteniendo los ángulos de inclinación a través de las siguientes fórmulas:

$$I_{MEDIAANUAL} = \frac{\beta_{OPT}}{12 \text{ meses}}$$

$$I_{OPTANUAL} = 3.7 + (0.69 * Latitud)$$

$$I_{OPTCONSUMOS} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \%Ocupación_i * \beta_{OPT_i} * 10}{\sum_{i=1}^{12} \%Ocupación_i * 10}$$

I_{OPT} del mes más desfavorable corresponde a Diciembre donde tenemos la mínima radiación global.

2.3. Estructura Soporte

Los elementos tales como las baterías, inversor, regulador, etc, estarán ubicados en la buhardilla de la vivienda de forma que queden protegidos de la intemperie, y la distancia entre ellos sea la mínima posible, limitando así las pérdidas en el cableado. Las baterías irán colocadas sobre una tarima de madera y el local constará de ventilación natural para evitar la posible acumulación de los gases generados por las baterías.

Para el montaje de los paneles utilizaremos el modelo de estructura ensamblada en el tejado mediante perfiles de acero laminado conformado en frío con secciones estándar de construcción, sujetos mediante tornillería de acero inoxidable.

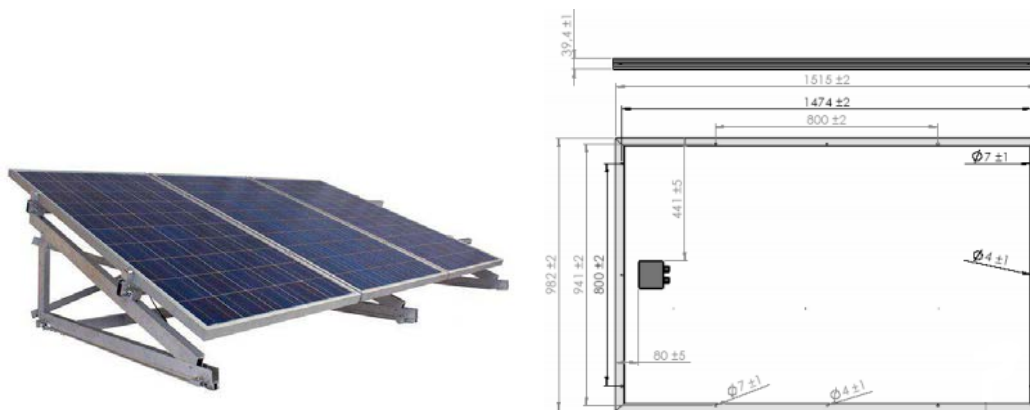


Fig 13: Integración arquitectónica: estructura soporte

Este tipo de estructura asegura una fijación resistente al viento y a la corrosión durante la vida útil de la instalación (aproximadamente 25 años).

La estructura soporte de módulos está calculada de acuerdo a la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. Los módulos de cada serie irán fijados sobre dos perfiles de acero, los cuales irán a su vez fijados a los soportes de la cubierta del tejado. La estructura de fijación permite las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

La estructura de fijación es de perfilera de acero laminado conformado en frío con secciones estándar de construcción, cumplirá la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Toda la tornillería es de acero inoxidable cumpliendo la Norma MV-106.

En el croquis siguiente se muestra el detalle en sección del diseño de la estructura sujeción. Se realizarán 3 series de 9 módulos con la siguiente perfilera.

Este tipo de estructura asegura una fijación resistente al viento y a la corrosión durante los 25 años de vida esperada del sistema

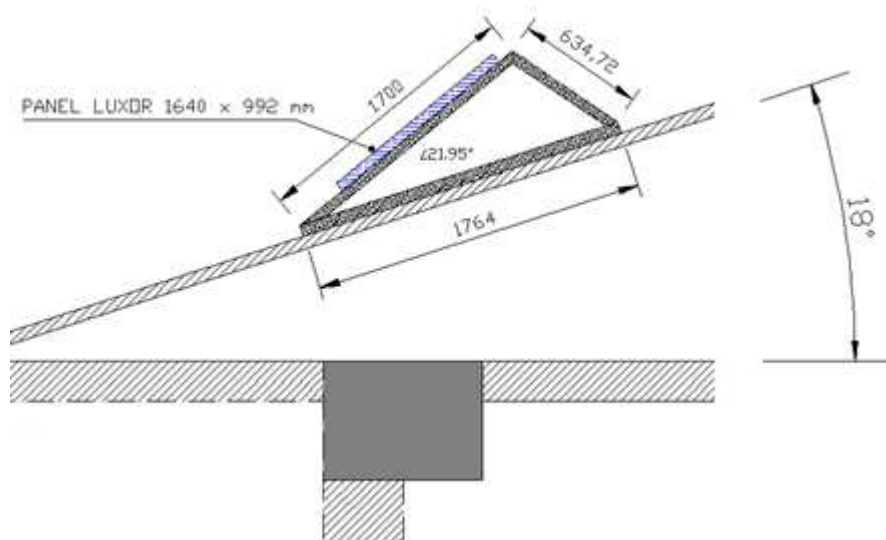
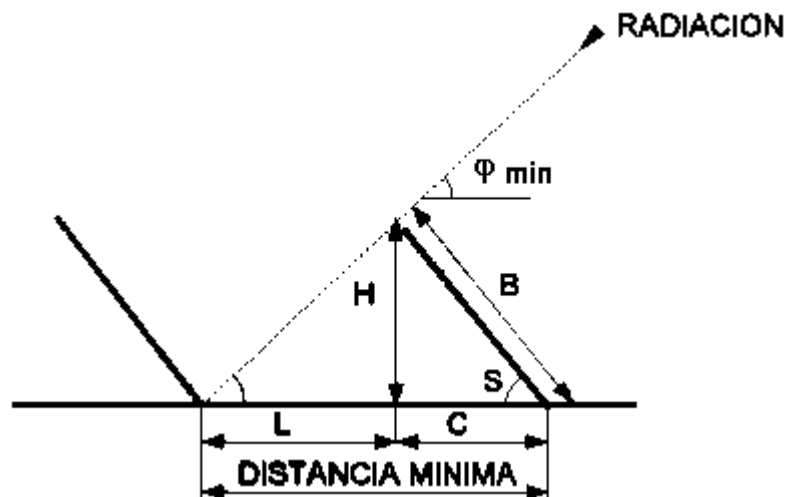


Fig 14: Detalle Estructura Sujeción

2.4. Distancia entre paneles ($Dist_{min}$)

Existirán unas distancias mínimas de posicionamiento de los paneles, de manera que al colocarlos con su inclinación requerida, no proyecten sombras sobre ningún otro panel.



$$Dist_{min} = B * \left(\cos S + \frac{\sen S}{tg \varphi_{min}} \right)$$

Donde:

S = inclinación óptima anual: 43.29°

B = longitud del panel (características físicas): 1640 mm

φ_{min} = ángulo mínimo de incidencia (corresponde con la elevación solar γ_s), en nuestro caso se produce en Diciembre y es de 23.45°

Luego:

$$Dist_{min} = 1640 \text{ mm} * \left(\cos 43.29^\circ + \frac{\sen 43.29^\circ}{tg 23.45^\circ} \right) = 3786.2 \text{ mm}$$

3. DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

3.1. Cálculo del número de paneles

ELECCIÓN MÓDULO FOTOVOLTAICO		
Tipo		POLICRISTALINO
Marca		LUXOR
Voltaje a circuito abierto	Voc	37 V
Voltaje a potencia máxima	Vmp	29,8 V
Corriente de cortocircuito	Isc	8,22 A
Corriente a potencia máxima	Imp	7,73 A
Potencia máxima	Pmax	230 W _p
Coefficiente de temperatura de Pmax	%/°C	-0,45
Potencia real a Temperatura media max	P _{RMAX}	231,13 W _p

Tabla. 2.14 Parámetros instalación módulos

Donde:

$$\begin{aligned}
 P_{RMAX} &= P_{MAX} - ((25 - T^a) * \%/^{\circ}C) \\
 &= 230 W_p - ((25^{\circ}C - 22.49^{\circ}C) * (-0.45)) = 231.13 W_p
 \end{aligned}$$

25°C = temperatura de referencia

T^a = Temperatura media mensual máxima diaria (3 meses más calurosos)

PARÁMETROS DIMENSIONADO		
Mes más desfavorable (según consumos)	Mes	DICIEMBRE
Inclinación optima anual	Beta	33 °
Inclinación optima anual por consumos	Beta	40 °
Inclinación elegida	Beta	18 °
Azimet módulos	Alfa	0 °
Temperatura media mensual máxima diaria (3 meses)	Tª	22 °C
Horas Sol Pico en meses más desfavorables (3)	HSP	2,17
Energía Real Diaria	Er	3755,26 Wh/día
Ratio de aprovechamiento regulador	R _A serie	95,85%
Potencia pico módulos calculada	P _p serie	1805,46 Wp
Voltaje batería	V _B	24 V

Tabla. 2.15 Parámetros dimensionado módulos

Donde:

$$P_{P\text{ SERIE}} = \frac{E_r}{HSP * R_{A\text{ SERIE}}} = \frac{3755.26 \text{ Wh/día}}{2.17 HSP * \frac{95.85}{100}} = 1805.46 \text{ Wp}$$

Nº de módulos serie recomendados	Nº serie	4
Nº de series paralelo recomendados	Nº para	2
Total modulos recomendados	Nº mod	8
Nº de módulos serie instalar	Nº serie	3
Nº de módulos paralelo instalar	Nº para	3
Total modulos instalar	Nº mod	9
Potencia pico módulos total	Pp total	2070 Wp
Optimización instalación/necesidades	Optm	80,80%

Tabla. 2.16 Número y ramas de módulos fotovoltaicos

Obtenemos el cálculo del número de módulos de la siguiente manera. En primer lugar calcularemos el número de módulos a instalar en serie recomendados. Para ello hay que tener en cuenta el regulador que hemos escogido (detallado más abajo), concretamente el voltaje máximo con el que puede trabajar, voltaje máximo que puede asumir. Por lo que:

$$N_{\text{SERIE RECOM}} = \frac{V_{MP}}{V_{OC}} = \frac{150 \text{ V}}{37 \text{ V}} = 4.05 \text{ módulos}$$

V_{MP} : tensión máxima de la instalación permitida por el regulador (abajo:
características regulador)

V_{OC} : tensión a circuito abierto del módulo

Redondearemos a la baja puesto no podemos superar el V_{MP} del regulador, de modo que los módulos recomendados a instalar en serie serán: 4

El número de ramas en paralelo para alcanzar las exigencias energéticas del proyecto vendrán dados por:

$$N_{PARA RECOM} = \frac{P_{P SERIE}}{P_{R MAX} * N_{SERIE RECOM}} = \frac{1805.46 W_p}{231.13 W_p * 4} = 1.95 \text{ ramas paralelo}$$

Redondeamos hacia arriba y tendremos un total de 2 ramas en paralelo, con lo que el número total de paneles recomendados serán:

4 módulos en serie x 2 ramas en paralelo = **8 módulos**

Los cuales nos darán una potencia total pico de:

$$P_{P TOTAL} = 8 \text{ mod} * P_{R MAX} = 8 * 230 W_p = 1840 W_p$$

La cual se nos queda un poco por encima de la potencia pico de los módulos calculada: $P_{P SERIE} = 1805.46 W_p$. Debido a lo cual se opta por añadir una rama más en paralelo y quitar un módulo de cada serie, es decir, la disposición quedará de la siguiente forma:

3 ramas en paralelo x 3 módulos en serie/rama = 9 módulos

Lo que nos da una potencia total pico de:

$$P_{P TOTAL} = 9 \text{ mod} * P_{R MAX} = 9 * 230 W_p = 2070 W_p$$

Hoy en día no supone elevar el coste de una instalación de esta magnitud el añadir un módulo más puesto que el grueso del coste de la instalación estará en las baterías principalmente.

3.2. Regulador

Las necesidades de potencia fotovoltaica, también dependen directamente de la eficiencia del regulador de carga. Un regulador del tipo MPPT, con eficiencias del 98-99 %, en algunos casos puede hacer que se precise de uno o varios módulos de menos (dependiendo de la dimensión del sistema) que si utilizásemos un regulador convencional del tipo PWM con eficiencias entre el 75-80 %.

PARÁMETROS DIMENSIONADO REGULADOR		
Tensión sistema	Vs	24 V
Tensión modulos Circuito abierto	Voc	37 V
Tensión modulos maxima potencia	Vmp	29,8
Corriente de cortocircuito modulo	Isc	8,22 A
Corriente a potencia máxima modulo	Imp	7,73 A
Intensidad modulo a tensión sistema (abierto)	Imtsa	10,14 A
Intensidad modulo a tensión sistema (cerrado)	Imtsc	7,68 A
Nº de módulos serie instalar	Nºmod	3
Nº de módulos paralelo instalar	Nºmod	3
Total modulos instalar	Nºmod	9
Intensidad total sistema (abierto)	Itsa	91,24 A
Intensidad total sistema (cerrado)	Itsc	69,11 A

Tabla. 2.17 Parámetros dimensionado regulador

Donde:

$$I_{MTSA} = \left(\frac{V_{OC}}{1.25 \cdot V_S} \right) * I_{SC} \rightarrow$$

$$I_{TSA} = I_{MTSA} * \text{Total módulos a instalar}$$

$$I_{MTSA} = \left(\frac{37 V}{1.25 * 24 V} \right) * 8.22 A = 10.14 A \rightarrow I_{TSA} = 10.14 A * 9 mod = 91.24 A$$

$$I_{MTSC} = \left(\frac{V_{MP}}{1.25 \cdot V_S} \right) * I_{MP} \rightarrow$$

$$I_{TSC} = I_{MTSC} * \text{Total módulos a instalar}$$

$$I_{MTSA} = \left(\frac{29.8 \text{ V}}{1.25 \cdot 24 \text{ V}} \right) * 7.73 \text{ A} = 7.68 \text{ A} \rightarrow I_{TSA} = 7.68 \text{ A} * 9 \text{ mod} = 69.11 \text{ A}$$

De manera que teniendo en cuenta lo anterior y las necesidades de la instalación se ha seleccionado el siguiente regulador: **OUTBACK FM 80A - 24V**

FLEXmax [®] 80 - FM80-150VDC	
Voltajes de batería nominal	12, 24, 36, 48 o 60 VCC (en el mismo equipo - a seleccionar al poner en marcha el equipo)
Corriente máxima de salida	80 amperios @ 40°C/104°F con límite de corriente ajustable
Potencia máxima matriz FV	12VCC systems 1250W / 24VCC systems 2500W / 48VCC systems 5000W / 60VCC systems 7500W
Voltaje circuito abierto matriz FV	150VCC valor máximo en condiciones de baja temperatura / 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación
Consumo en espera	Menor a 1W
Eficiencia de conversión de potencia	97,5% @ 80 Amps en sistema de 48 VCC típica
Regulación de carga	Cinco estados: carga máxima (bulk), absorción, flotación, silenciosa e igualización
Puntos de ajuste de regulación de voltaje	De 10 a 60 VCC, ajustable por el usuario con protección mediante contraseña
Voltaje de igualización	Voltaje y temporización programables - Finalización automática.
Compensación de temperatura de batería	Automática con RTS opcional (sensor de temperatura remoto) / 5.0 mV por °C por celda de batería de 2 VCC
Capacidad de voltaje reducido	Permite cargar una batería de voltaje inferior con una matriz FV de voltaje superior - Max 150 VCC
Salida auxiliar de control	Salida programable de 12VCC disponible para diferentes aplicaciones (máx. 0,2A CC)

Figura 14 Características regulador

ELECCIÓN REGULADOR		
Tipo		MPPT
Marca		OUTBACK
Tensión	V	24 V
Voltaje máximo	V_{MP}	150 V
Potencia nominal Wp	P_{MAX}	2000 W _p
Consumo propio	I	35 Ma
Capacidad de carga	I_{MP}	80 A
Ratio aprovechamiento		95,85%
Nº Reguladores		1 ud

Tabla. 2.18 Regulador

3.3. Baterías

En el cálculo del conjunto de baterías de la instalación debemos tener en cuenta una serie de factores:

-número de días de autonomía: el IDAE ofrece en la siguiente tabla un número de días de autonomías recomendables, máximos y mínimos para cada comunidad. Si siguiéramos éstos datos, nos supondría un coste muy elevado para la instalación e innecesario, por lo que como el pliego de condiciones del mismo organismo nos obliga a tomar como mínimo 3 días, se opta para nuestro caso un número de días de autonomía de 4.

Como hemos indicado anteriormente, nuestra instalación trabaja a 24 V. Entonces:

PARÁMETROS DIMENSIONADO BATERÍAS		
Tensión nominal de baterías	V	24 V
Profundidad de descarga de baterías	Pd	60 %
Autonomía del sistema	N	4 días
Coeficiente perdidas en batería	Kb	5,0%
Coeficiente autodescarga batería	Ka	0,5%
Energía Real Diaria	Er	3755,26 Wh
Capacidad útil baterías calculada	Cu	625,88 Ah
Capacidad real baterías calculada	Cr	10,43 Ah

Tabla. 2.19 Parámetros dimensionado baterías

Donde:

$$C_U = \frac{E_r * N}{V} = \frac{3755.26 W_h * 4 \text{ días}}{24 V} = 625.88 A_h$$

$$C_r = \frac{C_U}{P_d} = \frac{625.88 A_h}{60 \%} = 10.43 A_h$$

Teniendo en cuenta lo anterior, procedemos a la elección del tipo y modelo de acumulador:

General Specifications			Nominal Capacity (Ah)		Nominal Dimensions																					
Type	Nominal Voltage (V)	Number of Terminals	10 hr rate to 1.80Vpc @20°C	120 hr rate to 1.85Vpc @25°C	Length		Width		Height		Typical Weight Dry charged		Typical Weight Acid Filled		Electrolyte Volume		Short Circuit Current	Internal Resistance								
					mm	in	mm	in	mm	in	kg	lbs	kg	lbs	Litres	US Gal	(A)	(mΩ)								
TYS 8	2	2	900	1220	191	7.53	210	8.27	684	26.95	44.6	98.4	63.2	139.4	14.5	3.8	5676	0.37								

Tabla. 15: Características baterías

Nuestro modelo de acumulador seleccionado es el siguiente:

ECOSAFE TYS-8 80PzS C100

ELECCIÓN BATERÍA	
Tipo	ABIERTA
Marca	ECOSAFE
Tensión	2 V
Capacidad elemento (C100)	1142,00 Ah
Nº de elementos en serie	12 ud
Nº de series en paralelo	1 ud
Nº total de elementos	12 ud
Capacidad nominal acumulador	1142,00 Ah
Tensión nominal acumulador	24 V

Tabla. 2.20 Baterías

$$N^{\circ} \text{ de elementos serie} = \frac{\text{Tensión nominal baterías}}{\text{Tensión vaso}} = \frac{24 V}{2 V} = 12 \text{ ud}$$

3.4. Inversor

PARÁMETROS DIMENSIONADO INVERSOR		
Tensión sistema DC	Vcc	24 V
Tensión salida AC	Vac	230 V
Potencia máxima	Wmax	1974,00 Wh
Coef. Simultaneidad	%	80%
Potencia mínima necesaria	Wmin	1579,20 Wh
Rendimiento a carga nominal	%	90%
Potencia de calculo	Wtotal	1754,67 Wh

Tabla. 2.21 Parámetros dimensionado inversor

Siendo la potencia máxima ($W_{\max}$) la suma de todos los consumos.

	unidades	Wh
Iluminación Exterior	3	20
Iluminación Cocina	2	30
Iluminación Sala de estar	3	30
Iluminación habitación	2	15
Iluminación baño	2	12
Frigorífico	1	80
Televisor	1	80
Microondas	1	750
Lavadora/frío	1	500
Ordenador	1	100
Varios	1	200

Tabla. 2.22 Resumen potencia demandada por las cargas

$$W_{\max} = (3 \cdot 20) + (2 \cdot 30) + (3 \cdot 30) + (2 \cdot 15) + (2 \cdot 12) + 80 + 80 + 750 + 500 + 100 + 200 =$$

$$1974 W_h$$

$$W_{\min} = W_{\max} \cdot \text{Coef. Simultaneidad} = 1974 W_h \cdot 80 \% = 1579.20 W_h$$

$$W_{\text{total}} = \frac{W_{\min}}{\text{Rendimiento a carga nominal}} = \frac{1579.20 W_h}{90\%} = 1754.67 W_h$$

ELECCIÓN INVERSOR		
Tipo		Inversor
Marca		VICTRON
Tensión DC	V	24 V
Tensión AC	V	230 V
Potencia nominal	Wnom	2400 W
Potencia continua	Wcont	2200 W
Potencia pico	Wpico	6000 W
Consumo en vacío	Wvacío	15 W
Eficiencia	%	94%
Ratio aprovechamiento	%	75,15%
Nº inversores recomendado		1 ud
Nº inversores		1 ud

Tabla. 2.23 Inversor

Donde:

$$W_{nom} = \frac{P_{nom}}{Coef. Simultan.} = \frac{3000 W}{0.8} = 2400 W$$

$$N^{\circ} de inversores = \frac{W_{total}}{W_{cont}} = \frac{1754.67 W}{2200 W} = 0.8 \rightarrow 1 REGULADOR$$

.

ANEXO 1

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

1.FÓRMULAS	68
2. CÁLCULO DE LÍNEAS	70
2.1. Línea: Paneles 1 - Cuadro CC	70
2.2. Línea: Paneles 2 – Cuadro CC	73
2.3. Línea: Paneles 3 – Cuadro CC	74
2.4. Línea: Cuadro CC – Regulador	75
2.5. Línea: Regulador – Baterías	78
2.6. Línea: Baterías – Inversor	79
2.7. Línea: Inversor – Cuadro AC	80
2.8. Puesta a Tierra	82
3.TABLA RESUMEN	84
4.CÁLCULO DE PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA	84
4.1.Elección de los fusibles	84
4.3. Desconector de Baterías	86
4.4.Descargador de Sobretensiones Transitorias.....	87
5. CÁLCULO DE PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA	88
6. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.....	88

1.FÓRMULAS

Se determinan las caídas de tensión según las siguientes fórmulas:

-Corriente alterna:

Sistema monofásico:

$$e = \frac{2.L.I.\cos\varphi}{K.S}$$

$$e (\%) = \frac{2.L.P.\cos\varphi}{K.S.U^2} \times 100$$

Siendo:

L = longitud en metros

K = Conductividad del conductor (K=56 para el cobre)

S = Sección del conductor en mm²

P = Potencia en Vatios

U = Tensión en Voltios

-Corriente continua:

Se determina la caída de tensión mediante la siguiente fórmula:

$$e = \frac{2.P.L}{K.S.U}$$

$$e(\%) = \frac{2.P.L}{K.S.U^2} \times 100$$

Siendo:

L = longitud en metros

K = Conductividad del conductor (K=56 para el cobre)

S = Sección del conductor en mm²

P = Potencia en Vatios

U = Tensión en Voltios

En este apartado, señalamos el % de caída de tensión máxima que nos marca el IDAE:

“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.”

Por lo tanto en cada tramos de la instalación fotovoltaica hasta el cuadro de BT, la caída de tensión no debe ser superior al 1.5% de la tensión del sistema.

-Resistencia de tierra:

$$R = \frac{\rho}{L}$$

Siendo:

R = Resistencia de tierra en Ohmios.

ρ = Resistencia del terreno en Ohmios m.

L = longitud de la pica

-Resistencia de tierra máxima:

$$R_{tm} < \frac{V_c}{I_d}$$

En la que:

R_{tm} = Resistencia de tierra máxima.

V_c = Tensión de contacto. (24 V)

I_d = Intensidad de defecto. (Interruptor diferencial)

2. CÁLCULO DE LÍNEAS

2.1. Línea: Paneles 1 - Cuadro CC

Para los cálculos se tienen en cuenta los siguientes valores:

L (Longitud de línea)	8 m
V_{oc} (tensión a circuito abierto)	37 V cc
U (tensión de la serie: $3 \times V_{oc}$)	111 V cc
P (potencia serie= $U \times I_{cc}$)	912,42 W

2.1.1. Cálculo por densidad de corriente:

La intensidad de cálculo será la corriente de cortocircuito de la serie de módulos:

$$I = I_{cc} = 8,22 \text{ A}$$

Se trata de cable RV-k 0.6/1 kV unipolar al aire libre en el exterior y en canalización en el interior, con aislamiento XLPE, (caso B1) ; por lo que según la ITC-BT-19; Tabla A 52-1bis:

TABLA A. 52-1bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
D*													
E							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F								PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590
Aluminio	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-
	25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
	120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
	185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
	240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461

* NOTA: Para método D a T ambiente del terreno 25 °C la tabla de aplicación es la siguiente:

Método D

	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC3	20,5	27,5	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC2	17	22,5	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24,5	32,5	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27,5	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2						70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3						58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Tabla. 3.1 Intensidades máximas admisibles ITC-BT-19

Para este caso: columna 10 (XLPE2). Se tiene que:

$I_Z > I \rightarrow$ buscamos una I_Z inmediatamente superior a I , nos queda:

$$I_z = 20 \text{ A} > 8,22 \text{ A}$$

Se obtiene una sección de: $S_N = 1.5 \text{ mm}^2$

2.1.2. Cálculo por caída de tensión

La sección mínima de la línea se obtendrá aplicando la fórmula siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot U \cdot e} = \frac{2.8m \cdot 8,22A}{56 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 111V \cdot 0,015} = 1.41 \text{ mm}^2$$

De forma que la sección normalizada superior a la anterior es: $S_N = 1.5 \text{ mm}^2$

-Caída de tensión:

$$e_1(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2.912,42 \text{ W} \cdot 8m}{56 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 1,5 \text{ mm}^2 \cdot 111V^2} \cdot 100 = 1.41\%$$

Esta caída de tensión se aproxima al limite impuesto por el IDAE de 1.5%, por lo que aumentaremos la sección para tener un margen mas holgado:

-Caída de tensión final:

$$e_1(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2.912,42 \text{ W} \cdot 8m}{56 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 2,5 \text{ mm}^2 \cdot 111V^2} \cdot 100 = 0.84\%$$

La sección que tomaremos para este tramo será de: $S_N = 2.5 \text{ mm}^2$

Escogiendo la sección que sea mayor según los dos criterios: $S_N = 2.5 \text{ mm}^2$.

2.2. Línea: Paneles 2 – Cuadro CC

Para los cálculos se tienen en cuenta los siguientes valores:

L (Longitud de línea)	11 m
V_{oc} (tensión a circuito abierto)	37 V cc
U (tensión de la serie: $3 \times V_{oc}$)	111 V cc
P (potencia serie= $U \times I_{cc}$)	912,42 W

2.2.1. Cálculo por densidad de corriente:

La intensidad de cálculo será la corriente de cortocircuito de la serie de módulos:

$$I = I_{cc} = 8,22 \text{ A}$$

Se trata de cable unipolar en canalización con aislamiento XLPE, (caso B) ; por lo que según la ITC-BT-19; Tabla A 52-1bis, columna 10 (XLPE2). Se tiene que:

$I_z > I \rightarrow$ buscamos una I_z inmediatamente superior a I, nos queda:

$$I_z = 20 \text{ A} > 8,22 \text{ A}$$

Se obtiene una sección de: $S_N = 1.5 \text{ mm}^2$

2.2.2. Cálculo por caída de tensión

La sección mínima de la línea se obtendrá aplicando la fórmula siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot U \cdot e} = \frac{2 \cdot 11 \text{ m} \cdot 8,22 \text{ A}}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 111 \text{ V} \cdot 0,015} = 1.93 \text{ mm}^2$$

De forma que la sección normalizada superior a la anterior es: $S_N = 2.5 \text{ mm}^2$

Escogiendo la sección que sea mayor según los dos criterios: $S_N = 2.5 \text{ mm}^2$.

-Caída de tensión:

$$e_2(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2 \cdot 912,42 \text{ W} \cdot 11 \text{ m}}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 2,5 \text{ mm}^2 \cdot 111 \text{ V}^2} \cdot 100 = 1.16\%$$

2.3. Línea: Paneles 3 – Cuadro CC

Para los cálculos se tienen en cuenta los siguientes valores:

L (Longitud de línea)	15 m
V _{oc} (tensión a circuito abierto)	37 V cc
U (tensión de la serie: 3x V _{oc})	111 V cc
P (potencia serie= UxI _{cc})	912,42 W

2.3.1. Cálculo por densidad de corriente:

La intensidad de cálculo será la corriente de cortocircuito de la serie de módulos:

$$I = I_{cc} = 8,22 \text{ A}$$

Se trata de cable unipolar en canalización con aislamiento XLPE, (caso B) ; por lo que según la ITC-BT-19; Tabla A 52-1bis, columna 10 (XLPE2). Se tiene que:

$I_z > I \rightarrow$ buscamos una I_z inmediatamente superior a I, nos queda:

$$I_z = 20 \text{ A} > 8,22 \text{ A}$$

Se obtiene una sección de: $S_N = 1.5 \text{ mm}^2$

2.3.2. Cálculo por caída de tensión

La sección mínima de la línea se obtendrá aplicando la fórmula siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot U \cdot e} = \frac{2 \cdot 15m \cdot 8,22A}{56 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 111V \cdot 0,015} = 2,64 mm^2$$

De forma que la sección normalizada superior a la anterior es: $S_N = 4 mm^2$

Escogiendo la sección que sea mayor según los dos criterios: $S_N = 4 mm^2$.

-Caída de tensión:

$$e_3(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2 \cdot 912,42 W \cdot 15m}{56 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 4 mm^2 \cdot 111V^2} \cdot 100 = 1\%$$

2.4. Línea: Cuadro CC – Regulador

Para los cálculos se tienen en cuenta los siguientes valores:

L (Longitud de línea)	2 m
V _{oc} (tensión a circuito abierto)	37 V cc
U (tensión de la serie: 3x V _{oc})	111 V cc
P (potencia serie = UxI _{cc})	912,42 W
P _t (potencia total = 3xP)	2737.26 W

2.4.1. Cálculo por densidad de corriente:

La intensidad de cálculo será la suma de las tres series:

$$I = 3 \times I_{cc} = 3 \times 8,22 \text{ A} = 24,66 \text{ A}$$

Se trata de cable unipolar bajo tubo con aislamiento XLPE, (caso B) ; por lo que según la ITC-BT-19; Tabla A 52-1bis, columna 10 (XLPE2). Se tiene que:

$I_z > I \rightarrow$ buscamos una I_z inmediatamente superior a I , nos queda:

$$I_z = 26,5 \text{ A} > 24,66 \text{ A}$$

Se obtiene una sección de: $S_N = 2,5 \text{ mm}^2$

2.4.2. Cálculo por caída de tensión

La sección mínima de la línea se obtendrá aplicando la fórmula siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot U \cdot e} = \frac{2 \cdot 2m \cdot 24,66A}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{m} \cdot 111V \cdot 0,015} = 1,06 \text{ mm}^2$$

De forma que la sección normalizada superior a la anterior es: $S_N = 1,5 \text{ mm}^2$

Escogiendo la sección que sea mayor según los dos criterios: $S_N = 2,5 \text{ mm}^2$.

-Caída de tensión:

$$e_4(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2 \cdot 2737,26 \text{ W} \cdot 2m}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{m} \cdot 2,5 \text{ mm}^2 \cdot 111V^2} \cdot 100 = 0,63\%$$

En realidad, el tramo total es desde los módulos hasta el regulador, con la diferencia que le hemos dividido mediante un bornero o cuadro de protección de corriente continua. Este hecho hace que consideremos ambos tramos para la caída de tensión total del total. Anteriormente hemos calculado la caída de tensión de las tres ramas de módulos hasta el bornero, cogeremos la máxima para sumársela a la existente

entre el bornero y el regulador. De forma que entre ambas no superen el 1.5% establecido.

$$e_{\max} \% = e_2 \% + e_4 \% = 1,16 \% + 0,63 \% = 1,79 \%$$

Aumentamos la sección del tramo más corto, puesto que es lo más económico. Subimos la sección del tramo Cuadro CC – Regulador a 4 mm²:

-Caída de tensión:

$$e_4(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2.2737,26 \text{ W} \cdot 2\text{m}}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 4\text{mm}^2 \cdot 111\text{V}^2} \cdot 100 = 0,39 \%$$

$$e_{\max} \% = e_2 \% + e_4 \% = 1,16 \% + 0,39 \% = 1,54 \%$$

Aún estamos por encima, luego volvemos a subir la sección del conductor a 6 mm²:

Caída de tensión:

$$e_4(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2.2737,26 \text{ W} \cdot 2\text{m}}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 6\text{mm}^2 \cdot 111\text{V}^2} \cdot 100 = 0,26 \%$$

$$e_{\max} \% = e_2 \% + e_4 \% = 1,16 \% + 0,26 \% = 1,42 \%$$

Escogiendo la sección que sea mayor según los dos criterios: **S_N = 6 mm²**.

2.5. Línea: Regulador – Baterías

Para los cálculos se tienen en cuenta los siguientes valores:

L (Longitud de línea)	2 m
V_{mp} (tensión a máxima potencia)	29,8 V cc
P (potencia regulador = $V_{mp} \times I$)	2349,43 W

2.5.1. Cálculo por densidad de corriente:

La intensidad de cálculo será :

$$I = \text{ratio aprovechamiento regulador} \times I_{mp} = 95,55\% \cdot 80 \text{ A} = 78,84 \text{ A}$$

Se trata de cable unipolar bajo tubo con aislamiento XLPE, (caso B) ; por lo que según la ITC-BT-19; Tabla A 52-1bis, columna 10 (XLPE2). Se tiene que:

$I_z > I \rightarrow$ buscamos una I_z inmediatamente superior a I, nos queda:

$$I_z = 87 \text{ A} > 78,84 \text{ A}$$

Se obtiene una sección de: $S_N = 16 \text{ mm}^2$

2.5.2. Cálculo por caída de tensión

La sección mínima de la línea se obtendrá aplicando la fórmula siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot U \cdot e} = \frac{2 \cdot 2m \cdot 78,84A}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{m} \cdot 29,8V \cdot 0,015} = 12,6 \text{ mm}^2$$

De forma que la sección normalizada superior a la anterior es: $S_N = 16 \text{ mm}^2$

Escogiendo la sección que sea mayor según los dos criterios: $S_N = 16 \text{ mm}^2$.

-Caída de tensión:

$$e_4(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2 \cdot 2349,43 \text{ W} \cdot 2 \text{ m}}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 16 \text{ mm}^2 \cdot 29,8 \text{ V}^2} \cdot 100 = 1,18\%$$

2.6. Línea: Baterías – Inversor

Para los cálculos se tienen en cuenta los siguientes valores:

L (Longitud de línea)	3 m
V_{DC}	24V cc
P (potencia pico)	6000 W

2.6.1. Cálculo por densidad de corriente:

La intensidad de cálculo será :

$$I = \frac{P}{2 \cdot V_{DC}} = \frac{6000 \text{ W}}{2 \cdot 24 \text{ V}} = 125 \text{ A}$$

Se trata de cable unipolar bajo tubo con aislamiento XLPE, (caso B) ; por lo que según la ITC-BT-19; Tabla A 52-1bis, columna 10 (XLPE2). Se tiene que:

$I_Z > I \rightarrow$ buscamos una I_Z inmediatamente superior a I, nos queda:

$$I_Z = 137 \text{ A} > 125 \text{ A}$$

Se obtiene una sección de: $S_N = 35 \text{ mm}^2$

2.6.2. Cálculo por caída de tensión

La sección mínima de la línea se obtendrá aplicando la fórmula siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot U \cdot e} = \frac{2 \cdot 3m \cdot 125A}{56 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 24V \cdot 0,015} = 37,2 mm^2$$

De forma que la sección normalizada superior a la anterior es: $S_N = 50 mm^2$

Escogiendo la sección que sea mayor según los dos criterios: $S_N = 50 mm^2$.

-Caída de tensión:

$$e_4(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2 \cdot 3000 W \cdot 3m}{56 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 50mm^2 \cdot 24V^2} \cdot 100 = 1,11\%$$

2.7. Línea: Inversor – Cuadro AC

Para los cálculos se tienen en cuenta los siguientes valores:

L (Longitud de línea)	35 m
V (tensión AC)	230 V
P (potencia pico)	6000 W

2.7.1. Cálculo por densidad de corriente:

La intensidad de cálculo será :

$$I = \frac{P}{V} = \frac{6000W}{230V} = 26,08 A$$

Se trata de cable unipolar bajo tubo con aislamiento XLPE, (caso B) ; por lo que según la ITC-BT-19; Tabla A 52-1bis, columna 10 (XLPE2). Se tiene que:

$I_z > I \rightarrow$ buscamos una I_z inmediatamente superior a I , nos queda:

$$I_z = 36 \text{ A} > 26,08 \text{ A}$$

Se obtiene una sección de: $S_N = 4 \text{ mm}^2$

2.7.2. Cálculo por caída de tensión

La sección mínima de la línea se obtendrá aplicando la fórmula siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{K \cdot e} = \frac{2 \cdot 35 \text{ m} \cdot 26,08 \text{ A} \cdot 0,8}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 1,5} = 17,38 \text{ mm}^2$$

De forma que la sección normalizada superior a la anterior es: $S_N = 25 \text{ mm}^2$

Escogiendo la sección que sea mayor según los dos criterios: $S_N = 25 \text{ mm}^2$.

-Caída de tensión:

$$e_4(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L \cdot \cos\varphi}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2 \cdot 3 \text{ m}}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 25 \text{ mm}^2 \cdot 230 \text{ V}^2} \cdot 100 = 0,45\%$$

Podemos bajar la sección puesto que tenemos muy poca caída de tensión y al ser un tramo excesivamente largo ahorraremos en cable, tomamos 10 mm^2 :

-Caída de tensión:

$$e_4(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L \cdot \cos\varphi}{K \cdot S \cdot U^2} \times 100 = \frac{2 \cdot 230 \text{ V} \cdot 26,08 \text{ A} \cdot 0,8^2 \cdot 35 \text{ m}}{56 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \cdot 10 \text{ mm}^2 \cdot 230 \text{ V}^2} \cdot 100 = 0,9\%$$

Esta sección será la correspondiente al tramo: $S_N = 10 \text{ mm}^2$.

2.8. Puesta a Tierra

En condiciones normales se considera una buena toma de tierra para edificios y viviendas el valor de 20Ω . En nuestra instalación consideraremos dos circuitos de puesta a tierra. Uno a la que irán conectados los aparatos de la instalación fotovoltaica y el otro circuito será el propio de la vivienda interior. Ambos poseerán las mismas características, así que calcularemos un circuito que es extensible para ambos.

Para obtener dicha resistencia se utilizará un electrodo o pica de 2 m de longitud, enterrada a 0.5m de profundidad unida con conductor de cobre tipo sirga de 35 mm^2 de sección. La cual nos aporta el dato para obtener el coeficiente de resistencia de puesta a tierra $K_r = 0,092 \frac{\Omega}{\Omega m}$.

Designación del electrodo	K_r $\left(\frac{\Omega}{\Omega m} \right)$
CPT-LA-26 / 0,5	0,128
CPT-LA-28 / 0,5	0,123
CPT-LA-30 / 0,5	0,118
CPT-LA-32 / 0,5	0,113
CPT-LA-34 / 0,5	0,109
CPT-LA-36 / 0,5	0,105
CPT-LA-38 / 0,5	0,102
CPT-LA-40 / 0,5	0,098
CPT-LA-42 / 0,5	0,095
CPT-LA-44 / 0,5	0,092
CPT-LA-46 / 0,5	0,089
CPT-LA-48 / 0,5	0,087
CPT-LA-50 / 0,5	0,084

Tabla. 3.2 Resistencia electrodos

Y teniendo en cuenta la tabla siguiente:

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS x METRO $\rho = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R$
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silicea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres alterados	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Basalto o grava	3000 a 5000

Tabla. 3.3 Resistividad terreno

Y que el suelo de la finca sobre el que está construida la vivienda es de tipo arena arcillosa que según el REBT y la tabla anterior, su resistividad corresponde con $200\Omega m$. Por lo que entonces:

$$R_t = K_r * \rho = 0.092 \frac{\Omega}{\Omega m} * 200\Omega m = 18,4 \Omega$$

Con lo que nos daría una resistencia de tierra de $18,4 \Omega$, incluso por debajo de la considerada para edificios y viviendas.

Para las líneas de tierra de los equipos y partes metálicas susceptibles de quedar en tensión de la instalación fotovoltaica se utilizará cable unipolar RV-k 0.6/1 kV de sección $6mm^2$. En la instalación interior de la vivienda se utilizarán líneas para la conexión a tierra de la misma sección que la fase y el neutro, en cada circuito secundario.

3.TABLA RESUMEN

DENOMINACIÓN	Tensión Sistema (V)	Int. Cálculo (A)	Dista. Cálculo (m)	SECCIÓN	e parcial (%)	e admit. (%)	e total (%)
P1 - Cuadro CC	37	8,22	8	1 x 2,5 mm ² Cu	0,84	1,5	0,84
P2 - Cuadro CC	37	8,22	11	1 x 2,5 mm ² Cu	1,16	1,5	1,16
P3 - Cuadro CC	37	8,22	15	1 x 4 mm ² Cu	1	1,5	1
Cuad. CC - Regula.	111	24,66	2	1 x 6 mm ² Cu	0,26	1,5	1,42
Regula. - Baterías	29,4	78,84	2	1x 16 mm ² Cu	1,18	1,5	2,6
Barerías - Inversor	24	125	3	1 x 50 mm ² Cu	1,11	1,5	3,71
Invers. - Cuad. AC	230	26,08	35	1 x 10 mm ² Cu	0,9	1,5	4,61

Tierra-General	Conductor de cobre desnudo (tipo sirga) de sección: 1 x 35 mm ²
Tierra-Secundaria	Conductor unipolar RV-k 0,6/1kV de sección: 6 mm ²

Tabla. 3.4 Tabla resumen secciones conductores

4.CÁLCULO DE PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

4.1.Elección de los fusibles

Se pondrán fusibles en las siguientes partes de la instalación:

- Cuadro de cc: uno por cada línea procedente de los módulos, 6 en total (portafusibles)
- Del regulador a las baterías: polo negativo

Para el caso de los fusibles que se pondrán en el cuadro de cc, la intensidad que circula por cada serie es la que tiene un módulo:

$$I = 8,22 \text{ A}$$

La tensión de cada una de las series es la suma de la tensión que circula por cada uno de los módulos; así:

$$U = U_m \cdot n_m = 29,8V \cdot 3 = 89,4V$$

Se escogen fusibles: $I_n = 10 \text{ A}$; $PdC = 30 \text{ kA}$; $U = 1000 \text{ V}$; fusibles gPV

Por lo tanto se colocarán 6 fusibles del modelo anterior con sus correspondientes bases portafusibles modulares: **PMP 10x38**

En el caso del fusible que irá colocado en el polo negativo de la línea que va desde el regulador hacia las baterías:

$$I_n > I'$$

Donde: $I' = I \text{ (apartado 2.5.1.)} * ms = 78,84 \text{ A} * 1,2 = 94,6 \text{ A}$

Escogeremos el fusible comercial cuyo valor este justo por encima del valor de I' calculado: $I_n = 100 \text{ A}$; 500 V

4.2.Elección del interruptor de corte en carga

La explotación de una instalación eléctrica requiere la posibilidad de intervenir sin tensión en una parte o toda esta instalación para realizar mantenimiento y reparaciones o para hacer modificaciones.

■ Aislar la alimentación: las normas de instalación obligan a aislar la alimentación general en caso de tener que realizar algún tipo de intervención en la instalación. El interruptor que lleve acabo esa misión debe ser “apto al seccionamiento” y poseer un sistema de enclavamiento en posición "abierto".

■ Posición del seccionador en la instalación: un dispositivo de seccionamiento debe ser situado en el origen de cada repartición de distribución para tener una continuidad de servicio óptima

Para la elección del interruptor de corte en carga se tendrá en cuenta:

-Tensión del sistema en el tramo elegido para su colocación (cuadro cc - regulador):

$$V = V_{op} * n^o = 37 \text{ V} * 3 = 111 \text{ V}$$

Siendo:

V_{op} : voltaje a circuito abierto de un módulo

n^o : número de módulos en serie de la rama

-Intensidad máxima:

$$I = I_{cc} * n^o = 8.22^a * 3 = 24,66 \text{ A}$$

Siendo:

I_{cc} = intensidad de cortocircuito de un módulo, y en este caso de cada serie

Se tendrán que cumplir las siguientes desigualdades:

$$I_n > I' ; V_n > V'$$

Donde: $I' = I * \text{margen de seguridad (ms)} = 24,66 \text{ A} * 1.2 = 29,52 \text{ A}$

$$V' = (V * ms) / fc = (111 \text{ V} * 1.2) / 0.8 = 166,5 \text{ V}$$

Luego nuestro interruptor de corte en carga será: **OTDC 32 (32A/660V)**

4.3. Desconector de Baterías

Existen muchos casos donde los sistemas fotovoltaicos están totalmente desatendidos, como pueden ser: repetidores de TV, equipos de toma de datos, sistemas de riego automático, etc. En todas estas utilizaciones no se usa un sistema acústico o visual de alarma por baja tensión, ya que nadie podría verlo ni escucharlo, y en algunos casos tampoco pueden acoplarse los sistemas con relé libre de potencial, pues se necesitaría un equipo transmisor independiente que podría ser costoso. Para este caso se han diseñado unos aparatos que en el momento que la tensión de batería se iguala a una tensión de referencia (previamente ajustada), hacen que se abra un relé que interrumpe la alimentación de la carga conectada a la batería. Cuando la batería se ha recuperado, este contacto de relé vuelve a cerrarse, reanudándose la alimentación.

4.4.Descargador de Sobretensiones Transitorias

Al instalar dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) en sistemas fotovoltaicos cabe tener en cuenta varias características especiales. A diferencia del uso en circuitos de AC, los sistemas fotovoltaicos constituyen una fuente de tensión DC con sus características específicas. El diseño del sistema debe considerar estas características y adecuar la instalación del DPS en consecuencia. Por ejemplo, las especificaciones de los DPS para sistemas FV deben diseñarse tanto para soportar la tensión sin carga máxima del generador solar ($V_{OC\ STC}$ = tensión en circuito abierto en condiciones normales), como para asegurar la máxima disponibilidad y seguridad del sistema.

Las células fotovoltaicas FV constituyen un pilar básico en materia de generación de energía a partir de fuentes renovables o, mejor dicho, regenerativas. Esta realidad no solo incumbe a Alemania; sino que el sur de Europa y América del Norte también constituyen importantes mercados para la exportación.

Desde junio de 2006 es aplicable la parte 712 de la norma DIN VDE 0100 (VDE 0100) [1] relativa a la instalación de sistemas fotovoltaicos. Se trata de una norma europea armonizada, es decir un documento HD, cuyo periodo transitorio de aplicación finalizó el primero de marzo de 2008, de modo que actualmente ya es vigente y debe aplicarse.

Dicha norma incluye información acerca de los dispositivos de protección contra sobretensiones y pararrayos. Se recomienda la protección contra los picos de tensión, aunque explícitamente no se obliga a ello. De la misma manera, la norma señala que en caso de instalar un dispositivo de protección con pararrayos, el sistema fotovoltaico debe protegerse mediante un módulo de descarga de arco al aire aislado, así como mantenerse la distancia de separación.

Para nuestra instalación hemos seleccionado el siguiente modelo:

PU II 2+1/R 1000V 40kA

Datos técnicos	
Tensión nominal sistema fotovoltaico U _{loc} (+/-) según IEC 60364-7-712	≤ 1000 VDC
Máxima tensión (DC) permanente (+/-)	1200 VDC
Máxima tensión (DC) permanente (+/PE) / (-/PE)	1100 VDC
Tipo según IEC 61643-1	Tipo 2
Corriente descarga nominal, por polo I _n (8/20 ls)	20kA
Corriente descarga máxima, por polo I _{max} (8/20 ls)	40kA
Corriente descarga máxima, total I _{total} (8/20 ls)	40kA
Tiempo de respuesta	≤ 25 ns
Intensidad máx. del equipo a proteger	125 A gl
Nivel de protección con In Up (+/-) típico	4000 V
Indicación óptica de funcionamiento	verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
Contacto de aviso (en versiones con aviso remoto)	250 V 1A 1CO
Diseño	3 TE ; Módulos insertables a TS 35
Color	base negro, descargador rojo / azul
Temperatura de servicio	-40°C ... 70°C
Temperatura almacenamiento	-40°C ... 70°C
Homologaciones	CE, ÖVE, cULRus disponible en breve

Tabla. 3.4 Características descargador de sobretensiones

5. CÁLCULO DE PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA

Como ya hemos apuntado en el documento memoria: el inversor cumple con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad incorporando protecciones frente a:

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

6. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

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

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

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

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

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

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

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

ANEXO N° 2

CALCULOS ESTRUCTURA

1.NORMATIVA LEGAL	92
2.ESTUDIO DE LOS DIFERENTES ESFUERZOS ACTUANTES	92
2.1.Datos de Cálculo.....	92
2.2. Características de los elementos que intervienen	93
2.3.Adhesivo de pegado.....	94
3.CÁLCULOS estructura.....	95
4. CONCLUSIÓN	97

1. NORMATIVA LEGAL

Se han tenido en cuenta:

- NBE-AE/88. Acciones en la edificación. Aprobada por el Real Decreto 1370/1988, de 25 de Julio.
- Normas Técnicas Particulares y Recomendaciones del Ayuntamiento donde se ejecutara la obra.

2. ESTUDIO DE LOS DIFERENTES ESFUERZOS ACTUANTES

2.1. DATOS DE CÁLCULO

Acciones que intervienen:

Acción gravitatoria. Es la producida por el peso de los elementos constructivos, de los objetos que puedan actuar por razón de uso.

Cargas permanentes

- Peso de la estructura soporte 6 Kg
- Peso del módulo fotovoltaico 18,5 Kg

Acción del viento. Es la producida por las presiones y succiones que el viento origina sobre las superficies.

Presión dinámica

- Altura de coronación expuesta de 0 a 30 m
- Velocidad del viento 144 km/h
- Presión dinámica 100 kg/m²
- Coeficiente cólico de sobrecarga 1,2

Sobrecargas en la estructura de la vivienda. La sobrecarga total del viento sobre una construcción es la resultante de las sobrecargas locales sobre el total de su superficie.

Se considerará incluso el área de los elementos eventuales: carteles, instalaciones, etc., que puedan existir. Siendo el caso que nos aborda los módulos fotovoltaicos.

2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS QUE INTERVIENEN

Módulos fotovoltaicos

- Dimensiones (tolerancia $\pm 2\text{mm}$) 1.640x992x45 mm
- Espesor con marco, incluida caja conexiones 40 mm
- Peso 21 kg

Estructura soporte

- Aluminio 6063 T5 1,294 Kg/mt
- Perfil en L 50X50X5 mm

FICHA TÉCNICA

ALUMINIO ALEACIÓN

MAGNESIO SILICIO 6063

COMPOSICIÓN QUÍMICA

%	Si	Fe	Cu	Mn	Mg	Cr	Zn	Ti	Otros	Al
Min.	0,30	0,10			0,40					
Máx.	0,60	0,30	0,10	0,30	0,60	0,05	0,15	0,20	0,15	Resto

EQUIVALENCIAS INTERNACIONALES

USA	ESPAÑA	FRANCIA	ALEMANIA	O.B.	SUECIA	SUIZA	CANADA	ITALIA
A.A.		U.N.E.	AFNOR	DIN (1712-1725)	B. S.	S.I.S.	VSM	ALCAN
6063		L-3441 38.337	A GS	AlMgSi0,5 3.3206	H 9	4103	Extrudal	50 S

PROPIEDADES MECÁNICAS

ESTADO	Carga de rotura Rm N/mm ²	Límite elástico Rp 0.2 N/mm ²	Alargamiento 5,65 V So	Resistencia a la Cizalladura N/mm ²	DUREZA BRINELL (HB)		VICKERS
T4	150	90	22		42		
T5	220	170	14	140	65		

PROPIEDADES FÍSICAS

Módulo elástico N/mm ²	Peso específico gms/cm ³	Temperatura de fusión ° C	Coefficiente de dilatac. lineal (20°-100°) 10 ⁻⁶ /°C	Conductividad térmica W/m °C	Resistencia eléctrica Micro Ohm cm.	Conductividad eléctrica % IACS	
69.000	2.70	580-650	23'2	170	3'6		0'80

Fig. 4.1 Ficha técnica Aleación

2.3. ADHESIVO DE PEGADO

Formación de piel	~ 30 / 40 min (+23° C / 50% h.r.).
Velocidad de curado	~ 4 mm / 24 horas (+23° C / 50% h.r.).
Descuelgue	Alta viscosidad (tixotrópico).
Temperatura de servicio	-40° C a +90° C (temporalmente hasta +120° C).

Propiedades Mecánicas / Físicas

Resistencia al cizallamiento	2 N / mm ² ; 1mm de espesor de adhesivo (+23° C / 50% h.r.)	(DIN 52283)
Resistencia a tracción	2,5 N/mm ² (+23° C / 50 h.r.).	(DIN 53504)
Alargamiento a la rotura	~ 300% (+23° C / 50 h.r.).	(DIN 53504)
Dureza Shore A	~ 55 después de 28 días.	(DIN 53505)
Resistencia a tracción	~ 2,5 N/mm ² (+23° C / 50 h.r.).	(DIN 52505)

Fig. 4.2 Características adhesivo

- Longitud del elemento de pegado 50 mm
- Anchura del elemento de pegado 1792 mm
- Superficie de pegado 89600 mm²
- Anclaje estructura a correa: Tornillo expansivo, m6, L=120 mm, acero inoxidable.
- Resistencia a tracción: 25 N/mm²

3. CÁLCULOS ESTRUCTURA

Según tablas para una velocidad de viento de:

$$140 \text{ Km/h} = 100 \text{ Kg/m}^2$$

Que multiplicado por un coeficiente mayorante ejerce una fuerza puntual de:

$$100 \text{ Kg/m}^2 * K_m = 100 \text{ Kg/m}^2 * 1,5 = 150 \text{ Kg/m}^2$$

Sumatorio de Fuerzas Fx = 0

$$R_{xa} + R_{xb} = 150 \text{ Kg/m}^2$$

$$R_{xa} = 0 \text{ Kg/m}^2$$

$$R_{xb} = 150 \text{ Kg}$$

$$\text{Brazo} = 1,79 \text{ m}$$

$$\text{Angulo} = 39,95^\circ$$

$$\cos(90 - 39,95) = X / 150$$

$$X = 96,31 \text{ Kg}$$

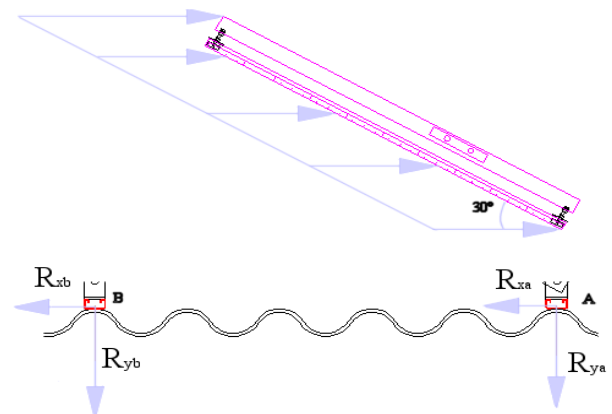


Fig. 4.3 Diagrama de fuerzas

Sumatorio de Fuerzas Fy = 0

actuantes

$$R_{ya} + R_{yb} = 150 \text{ Kg/m}^2$$

$$R_{ya} = 0 \text{ Kg/m}^2$$

$$R_{yb} = 75 \text{ Kg/m}^2$$

$$\text{Brazo} = 1,79 \text{ m}$$

$$\text{Angulo} = 39,95^\circ$$

$$\cos(39,95) = 75 / X$$

$$X = 97,83 \text{ Kg}$$

Sumatorio de Momentos MB = 0

$$M_A * h + M_B * h = 150 * 0,896 = 134,40 \text{ Kg}$$

$$M_A = 0$$

Resistencia del adhesivo en punto de anclaje

$$\text{Resistencia al cizallamiento: } 2 \text{ N/mm}^2$$

$$\text{Resistencia a tracción: } 2,5 \text{ N/mm}^2$$

$$\text{Superficie elemento de unión: } 947,5 \text{ cm}^2$$

$$\text{Cizallamiento } 20 \text{ Kg/cm}^2 \times 947,5 \text{ cm}^2$$

$$X = 18950 \text{ Kg}$$

$$\text{Tracción } 25 \text{ Kg/cm}^2 \times 947,5 \text{ cm}^2$$

$$X = 23688 \text{ Kg}$$

Esfuerzo a tracción capaz de soportar cada tornillo expansivo:

$$\text{Métrica 6}$$

$$S = \pi * r^2 = \pi * (3,00)^2 / 10 = 0,283 \text{ cm}^2$$

$$\text{Si } 1 \text{ cm}^2 \text{ soporta } 2500 \text{ Kg}$$

0,283 cm² soporta 735 Kg

En cuanto al momento torsor:

$dt = N^* / A$ Siendo este valor inferior $< 2500 \text{ Kg} / \text{cm}^2$

$dt = F_y \text{ Kg} / S \text{ cm}^2$

$dt = 306,28 \text{ Kg/cm}^2$

4. CONCLUSION

El técnico que suscribe estima, que con los datos que figuran en este documento, se puede formar juicio de las instalaciones que se pretenden llevar a cabo.

ANEXO 3

ESTUDIO BÁSICO

DE

SEGURIDAD Y SALUD

1.OBJETO DE ESTE PLAN.....	100
2.DATOS DE LA OBRA.....	100
3.ASISTENCIA SANITARIA Y SERVICIOS HIGIÉNICOS	100
3.1 CENTROS ASISTENCIALES PRÓXIMOS:.....	100
3.2 VIA DE EVACUACION:	101
3.3 BOMBEROS:	101
4.CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA.....	101
5.MEMORIA DESCRIPTIVA	101
5.1.Descripción y situación de la obra.....	101
5.2.Presupuesto, plazo de ejecución y mano de obra	102
5.3.Interferencias y servicios afectados.....	102
5.4.Unidades constructivas que componen la obra	102
5.6.Medios previstos para la ejecución	103
6.ESTUDIO DE RIESGOS POSIBLES	103
6.1.Riesgos profesionales y Medidas Preventivas.....	103
6.2.Protecciones Individuales.....	105
6.3.Formación e Información a los Trabajadores.....	106
6.4.Medicina preventiva y primeros auxilios	106
6.5.PREVENCIÓN DE RIESGOS DE DAÑOS A TERCEROS.	107

1. OBJETO DE ESTE PLAN

Este plan de Seguridad e Higiene establece, durante la ejecución de esta obra, las previsiones respecto a prevención de riesgos y accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de los trabajos de reparación, conservación, entretenimiento y mantenimiento y las instalaciones perceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

2. DATOS DE LA OBRA

Peticionario: José Pedro San Julián Alonso

Ubicación de la Obra: Bº Bárcena La Casa, Casa del Monte, Polígono 15, Parcela 91

Responsable: Se nombrará al inicio de las obras

Nº de trabajadores fijos de la obra: 2

Plazo de ejecución previsto: 15 días trabajados

3. ASISTENCIA SANITARIA Y SERVICIOS HIGIÉNICOS

3.1 CENTROS ASISTENCIALES PRÓXIMOS:

Asistencia Primaria y Especializada: Hospital Sierrallana

Barrio Ganzo s/n

39300 Torrelavega

942 772 100

Primeros auxilios:

BOTIQUÍN PORTATIL ubicado en obra que como mínimo debe preverse que contenga desinfectantes y antisépticos autorizados (agua oxigenada, alcohol de 96º, tintura de yodo, mercurocromo, amoníaco), gasas estériles, algodón hidrófilo, venda, esparadrapo, apósitos adhesivos, torniquete, antiespasmódicos, analgésicos, bolsa para agua o hielo, termómetro, tijeras, jeringuillas desechables, pinzas, y guantes desechables.

3.2 VIA DE EVACUACION:

A través de la carretera comarcal que baja hasta el pueblo de Uceda, dirección Cabezón de la Sal por la autonómica CA-180. A partir de aquí, por la nacional N-634 dirección Torrelavega.

3.3 BOMBEROS:

C/ Campuzano s/n

39300 Torrelavega

9421 000

4. CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA

Las obras consistirán básicamente en:

- Instalación de los módulos fotovoltaicos el tejado de la vivienda y estructura portante.
- Las instalaciones eléctricas a realizar serán, derivación individual, cuadro general de protección y mando, las líneas de conexión a los receptores, y tomas de tierra.

5. MEMORIA DESCRIPTIVA

5.1. DESCRIPCIÓN Y SITUACIÓN DE LA OBRA

El lugar donde se realizará la obra es el tejado de una vivienda situada en el barrio de Bárcena La Casa en Uceda, en la parcela 91 del polígono 15.

Superficie del área de la obra: 58,64 m²

5.2. PRESUPUESTO, PLAZO DE EJECUCIÓN Y MANO DE OBRA

Presupuesto

Asciende el presupuesto de ejecución material a la cantidad de DIECIOCHO MIL CIENTO SETENTA Y CINCO EUROS COMA NOVENTA Y UN CÉNTIMOS (18.175,91 €)

Plazo de ejecución

El plazo de ejecución previsto desde su iniciación hasta su terminación completa es de 15 días trabajados.

Personal previsto

Dadas las características de la obra, se prevé un número máximo de personas en la obra de 2, constituido por:

1 Of. 1ª Electricidad

1 Peón ordinario

5.3. INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS

No se prevén interferencias. Se conocen todas las instalaciones.

5.4. UNIDADES CONSTRUCTIVAS QUE COMPONEN LA OBRA

- Colocación de perfilería en tejado.
- Colocación de Paneles solares en tejado.
- Instalación líneas eléctricas.
- Colocación de inversores.
- Colocación de cuadros de protección.
- Acometida a la red general eléctrica.

5.6. MEDIOS PREVISTOS PARA LA EJECUCIÓN

- Radial
- Medios Auxiliares
- Escaleras manuales metálicas
- Útiles y herramientas manuales

6. ESTUDIO DE RIESGOS POSIBLES

6.1. RIESGOS PROFESIONALES Y MEDIDAS PREVENTIVAS

RIESGOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
COLOCACIÓN PLACAS EN CUBIERTA Caídas de nivel.	Redes de seguridad horizontales y verticales.
Caídas mismo nivel.	Orden y limpieza en los acopios.
Caídas a distinto nivel.	Utilización de escaleras de tijera con cadena para impedir su apertura. Castilletes tubulares con barandilla de protección a partir de 2,00 m de altura en los cuatro laterales. Plataforma de 60 cm de ancho. Barandilla perimetral en plataforma para montaje de los ascensores.
RIESGOS DE CARÁCTER GENERAL Incendios	Se emplearán extintores portátiles polvo polivalente, y estarán debidamente señalizados (señal normalizada de indicación de la posición del extintor). Se prohibirá encender fuego en el interior de las edificaciones.
Ruido	Utilización de protectores auditivos en los trabajos con martillos neumáticos.

Inhalación de polvo.	Riego de escombros. Instalación bajantes de escombros. Utilización de mascarilla antipolvo en los trabajos puntuales de corte de terrazo o mármol con la radial.
Heridas con objetos punzantes.	Uso de botas y guantes de seguridad. Elección de zonas para depósito de escombros y objetos punzantes.
Sobreesfuerzos.	Uso de cinturones antivibratorios o anti-lumbago. No cargar más de 25 kg manualmente.
Electrocuciones, por contactos directos o indirectos.	Instalación de puestas a tierras en masas, metálicas, cuadros eléctricos, etc. Instalación de interruptores diferenciales de alta (30 mA) y media sensibilidad (300 mA) según los casos. Conexiones a los cuadros de las mangueras o cables eléctricos mediante placas o clavijas de conexión. Los empalmes de cables o mangueras se realizarán mediante conexiones estancos antihumedad. Los cuadros eléctricos serán tipo intemperie (Norma UNE-240324) con puerta y cerradura de seguridad, prohibiéndose la manipulación a personal no especializado. En las zonas de paso el tendido de cableado será aéreo, para evitar su deterioro. Utilizar conductor de protección ó 4º hilo.
Proyección partículas a ojos.	Instalación de las defensas en maquinaria de corte o de desbaste. Uso de gafas de protección.

Fig. 5.1 Posibles riesgos y medidas

Para la prevención de las unidades constructivas restantes hasta la terminación de las obras, salvo actuaciones concretas que para cada caso se deben adoptar, es necesario efectuar el mantenimiento y reposición de las medidas de seguridad expuestas y que en general resultan comunes a las anteriormente descritas, considerándose por tanto en ellas incluidas.

6.2. PROTECCIONES INDIVIDUALES

Protección de la cabeza

- Casco: Uno por persona, incluyendo técnicos, encargados y posibles visitantes, incluyendo un acopio mínimo.
- Gafas anti-polvo y anti-impactos.
- Protectores auditivos.

Protección del cuerpo

- Cinturones de seguridad.
- Mono de trabajo.

Protección de las extremidades superiores

- Guantes de material anticorte.
- Guantes dieléctricos para B.T.

Protección de las extremidades inferiores

- Botas de seguridad con puntera y plantilla reforzadas.
- Botas dieléctricas.

6.3. FORMACIÓN E INFORMACIÓN A LOS TRABAJADORES

Antes del comienzo de cada unidad de obra, se informará a los operarios sobre la forma correcta de ejecución y la prevención de los riesgos previstos.

Asimismo se tiene previsto impartir formación en materia de Seguridad y salud en el Trabajo al personal de la obra, en función de las propias necesidades del mismo y de acuerdo con el proceso productivo que vaya a realizarse.

6.4. MEDICINA PREVENTIVA Y PRIMEROS AUXILIOS

Botiquines

Se dispondrá de botiquines conteniendo el material especificado en la O.G.S.H.T.; estando prevista su revisión mensual, así como la reposición inmediata de lo consumido.

Asistencia a accidentados

Los trabajadores accidentados serán atendidos en:

El Centro Asistencial más próximo a la obra se encuentra en el interior de la edificación.

En caso de gravedad, ser trasladados a los Centros Asistenciales concertados por cada Empresa interviniente en la Obra, para el tratamiento de las posibles lesiones producidas.

Reconocimientos médicos

Todo el personal que empiece a trabajar en la obra, deberá pasar un reconocimiento médico previo al trabajo, que será repetido una vez que haya transcurrido un año desde la contratación del trabajador.

6.5. PREVENCIÓN DE RIESGOS DE DAÑOS A TERCEROS.

El acceso a la obra por parte de los transportes de material a la misma no presentará demasiadas dificultades, realizando el acceso por el control y calles interiores del complejo hospitalario.

Las calles son anchas, y el tráfico que discurre por ellas es de escasa intensidad. Para acopio de materiales se utilizarán espacios no aprovechados en la urbanización interior, señalizándose y acotándose debidamente.

Si se ocupa la acera durante el acopio de material en la obra, mientras dure la maniobra de descarga, se canalizará el tránsito de los peatones por el exterior de la acera, con protección a base de vallas metálicas de separación de áreas y se colocarán señales de tráfico que avisen a los automovilistas de la situación de peligro.

DOCUMENTO N° 4

PLIEGO DE CONDICIONES

TÉCNICAS DE

INSTALACIONES AISLADAS

DE RED

1.OBJETO	117
2.GENERALIDADES	117
3.DEFINICIONES.....	118
4.DISEÑO	123
6.RECEPCIÓN Y PRUEBAS	139
7 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO...	140
ANEXO 1: DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	145
ANEXO2: DOCUMENTACIÓN A INCLUIR EN LA MEMORIA.....	155

1.OBJETO

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.

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.

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.

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.

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.

2.GENERALIDADES

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

2.2. También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

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

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).

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

2.3.3. Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

3. DEFINICIONES

3.1 Radiación solar

3.1.1. Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

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/m²

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/m² o kWh/m².

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.

3.2 Generadores fotovoltaicos

3.2.1.Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

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.

3.2.3.Módulo fotovoltaico

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

3.2.4.Rama fotovoltaica

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

3.2.5. Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

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 definidas del modo siguiente:

– Irradiancia (GSTC): 1000 W/m²

– Distribución espectral: AM 1,5 G

– Incidencia normal

– Temperatura de célula: 25 °C

3.2.7 Potencia máxima del generador (potencia pico)

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

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/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

3.3 Acumuladores de plomo-ácido

3.3.1 Acumulador

Asociación eléctrica de baterías.

3.3.2 Batería

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

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.

3.3.4 Capacidad nominal: C20 (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: $C_{100}/C_{20} \cdot 1,25$, $C_{40}/C_{20} \cdot 1,14$, $C_{20}/C_{10} \cdot 1,17$.

3.3.5 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}.

3.3.6 Estado de carga

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

3.3.7 Profundidad de descarga (PD)

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

3.3.8 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.

3.3.9 Vaso

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

3.4 Reguladores de carga

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.

3.4.2 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.

3.4.3 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.

3.5 Inversores

3.5.1 Inversor

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

3.5.2 VRMS

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

3.5.3 Potencia nominal (VA)

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

3.5.4 Capacidad de sobrecarga

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

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.

8 3.5.6 Factor de potencia

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

3.5.7 Distorsión armónica total: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$n = \infty \sum V_n^2$$

$$n = 2 \text{ THD (\%)} = 100 \frac{V_1}{V_n}$$

donde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico enésimo.

3.6 Cargas de consumo

3.6.1 Lámpara fluorescente de corriente continua

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

4.DISEÑO

4.1 Orientación, inclinación y sombras

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.

Tabla I

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

4.1.2 El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se hará de acuerdo al apartado 3.2 del anexo I.

4.1.3 En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

4.2 Dimensionado del sistema

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

4.2.2 Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el primer apartado del anexo I.

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 en el anexo I, apartado 3.4.

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 Pmp, min calculado en 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.

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 (conforme a la expresión del apartado 3.5 del anexo I). 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.

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

4.3 Sistema de monitorización

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.

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.

10 5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

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.

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.

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 VRMS o 120 VCC. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

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

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.

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).

5.1.7 Se incluirá en la Memoria toda la información requerida en el anexo II.

5.1.8 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 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.

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.

5.2 Generadores fotovoltaicos

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.

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.

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.

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.

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

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.

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.

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.

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.

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 cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

5.3 Estructura de soporte

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

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.

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).

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.

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.

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.

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

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.

5.3.9 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. 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.

5.4 Acumuladores de plomo-ácido

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.

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.

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 %.

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

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.

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

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.

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.

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

5.5 Reguladores de carga

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.

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 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 $-4 \text{ mV}/^{\circ}\text{Ca}$ $-5 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ 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.

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.

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

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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

5.6 Inversores

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 fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

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.

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 .

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.

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

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:

$V_{NOM} \pm 5 \%$, siendo $V_{NOM} = 220 \text{ VRMS}$ o 230 VRMS $50 \text{ Hz} \pm 2\%$

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.

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

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.

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

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).

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 (*)	$P_{\text{NOM}} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

(*) 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.

5.6.12 Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

5.7 Cargas de consumo

5.7.1 Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

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

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.

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.

5.7.5 Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

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.

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.

5.7.8 Para sistemas de bombeo de agua:

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.

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.

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.

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. En ausencia de otros procedimientos se puede seguir el que se especifica en el anexo I.

5.8 Cableado

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

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.

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.

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.

5.8.5 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

5.9 Protecciones y puesta a tierra

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.

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.

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.

6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

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.

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

6.2.1 Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.

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

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:

6.3.1 Entrega de la documentación requerida en este PCT.

6.3.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

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

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

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.

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 aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

7.1 Generalidades

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

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

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.

7.2 Programa de mantenimiento

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.

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

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.

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 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.

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

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.

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.

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

7.3 Garantías

7.3.1 Ámbito general de la garantía:

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.

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.

7.3.2 Plazos:

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.

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.

7.3.3 Condiciones económicas:

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.

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.

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.

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.

7.3.4 Anulación de la garantía:

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.

7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación:

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.

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.

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.

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.

ANEXO 1

DIMENSIONADO DEL

SISTEMA FOTOVOLTAICO

I. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DIARIO DE ENERGÍA

1. Generalidades

1.1 La estimación correcta de la energía consumida por el sistema fotovoltaico sólo es sencilla en aquellas aplicaciones en las que se conocen exactamente las características de la carga (por ejemplo, sistemas de telecomunicación). Sin embargo, en otras aplicaciones, como puede ser la electrificación de viviendas, la tarea no resulta fácil pues intervienen multitud de factores que afectan al consumo final de electricidad: tamaño y composición de las familias (edad, formación, etc.), hábitos de los usuarios, capacidad para administrar la energía disponible, etc.

1.2 El objeto de este apartado es estimar la energía media diaria consumida por el sistema, ED (Wh/día).

1.3 El cálculo de la energía consumida incluirá las pérdidas diarias de energía causadas por el autoconsumo de los equipos (regulador, inversor, etc.).

1.4 El consumo de energía de las cargas incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido al usuario para distintas aplicaciones (iluminación, TV, frigorífico, bombeo de agua, etc.).

1.5 Para propósitos de dimensionado del acumulador, se calculará el consumo medio diario en Ah/día, LD, como:

$$L_D (\text{Ah/día}) = \frac{E_D (\text{Wh/día})}{V_{\text{NOM}} (\text{V})}$$

donde V_{NOM} (V) es la tensión nominal del acumulador.

1.6 Los parámetros requeridos en la Memoria de Solicitud para una aplicación destinada al bombeo de agua serán calculados por el instalador usando los métodos y herramientas que estime oportunos. En su defecto, el apartado 2 describe un

procedimiento aproximado de cálculo que permite considerar las características dinámicas del pozo.

2 Bombeo de agua

2.1 Definiciones

2.1.1 Altura de fricción: H_f (m).

Contribución equivalente en altura de las pérdidas por fricción en las tuberías para un caudal determinado.

2.1.2 Altura del depósito: H_D (m).

Altura entre el depósito de agua y el suelo.

2.1.3 Altura total equivalente: H_{TE} (m).

Altura fija (constante ficticia) a la que se habría tenido que bombear el volumen diario de agua requerido.

2.1.4 Volumen diario de agua requerido: Q_d (m³/día).

Cantidad de agua que debe ser bombeada diariamente por el sistema fotovoltaico.

2.1.5 Caudal medio o aparente: Q_{AP} (m³/h).

Valor medio del volumen diario de agua requerido ($Q_{AP} = Q_d / 24$).

2.1.6 Eficiencia de la motobomba: η_{MB} .

Cociente entre la energía hidráulica y la energía eléctrica consumida por la motobomba.

2.1.7 Energía eléctrica consumida por la motobomba: E_{MB} (Wh/día).

2.1.8 Energía hidráulica: E_H (Wh/día).

Energía necesaria para bombear el volumen diario de agua requerido.

2.1.9 Prueba de bombeo.

Experimento que permite determinar el descenso de nivel de agua de un pozo al extraer un determinado caudal de prueba. Mediante este ensayo de bombeo se caracteriza el pozo con la medida de tres parámetros:

- Nivel estático del agua: HST (m).

Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel del agua antes de la prueba de bombeo.

- Nivel dinámico del agua: HDT (m).

Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel final del agua después de la prueba de bombeo.

- Caudal de prueba: QT (m³/h).

Caudal de agua extraído durante la prueba de bombeo.

2.2 Cálculo de la energía eléctrica requerida por la motobomba

2.2.1 Se estimará la energía eléctrica consumida por la motobomba como:

$$E_{MB} \text{ (Wh/día)} = \frac{E_H \text{ (Wh/día)}}{\eta_{MB}} = \frac{2,725 Q_d \text{ (m}^3\text{/día)} \cdot H_{TE} \text{ (m)}}{\eta_{MB}}$$

2.2.2 Para sistemas de bombeo de corriente alterna, la eficiencia de la motobomba es un parámetro que suele estar incluido en el rendimiento del conjunto inversor-motobomba. Habitualmente, el fabricante proporciona herramientas gráficas para el cálculo del rendimiento global del sistema, incluyendo el propio generador fotovoltaico.

Por defecto, puede utilizarse un rendimiento típico $\eta_{MB} = 0,4$ para bombas superiores a 500 W.

2.2.3 La altura equivalente de bombeo, HTE, es un parámetro ficticio que incluye las características físicas del pozo y del depósito, las pérdidas por fricción en las tuberías (contribución equivalente en altura) y la variación del nivel dinámico del agua durante el bombeo. Para su cálculo puede utilizarse la fórmula siguiente:

$$H_{TE} = H_D + H_{ST} + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_T} \right) Q_{AP} + H_f$$

La suma de los dos primeros términos es la altura desde la salida de la bomba en el depósito hasta el nivel estático del agua (figura 3). El tercer término es una corrección para tener en cuenta el descenso de agua durante el bombeo y el cuarto es la contribución equivalente en altura de las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico (válvulas, codos, grifos, etc.). Estas pérdidas, de acuerdo con el PCT, serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil (es decir, $H_f < 0,1H_{TE}$).

II. DIMENSIONADO DEL SISTEMA

1 Generalidades

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

1.2 Para ello se le pedirá que indique la eficiencia energética esperada para la instalación.

2 Definiciones

2.1 Ángulo de inclinación β .

Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

2.2 Ángulo de azimut "

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

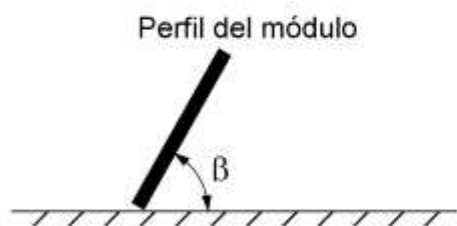


Fig. 1

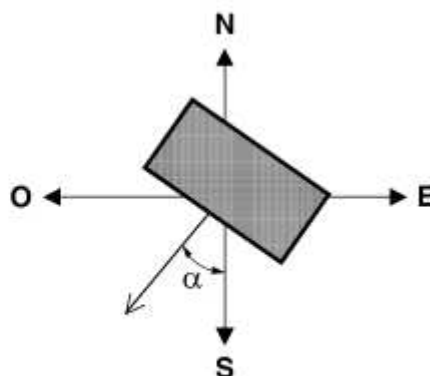


Fig. 2

Valor

medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{A día})$.

2.4 $G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima ($\alpha_{opt}, \beta_{opt}$), en kWh/(m²·día). Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período.

2.5 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

2.6 Factor de irradiación (FI).

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ, \beta_{opt}$). Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por $(1 - FI)$.

2.7 Factor de sombreado (FS).

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por $(1 - FS)$.

2.8 Rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño, de acuerdo con la ecuación:

$$PR = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}}$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

P_{mp} : Potencia pico del generador (kWp)

E_D : Consumo expresado en kWh/día.

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

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

Valores típicos son, en sistemas con inversor, $PR \approx 0,7$ y, con inversor y batería, $PR \approx 0,6$. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor $PR = 0,7$ y con inversor y batería $PR = 0,6$. Si se utilizase otro valor de PR, deberá justificarse el valor elegido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación.

En caso de acoplo directo de cargas al generador (por ejemplo, una bomba), se hará un cálculo justificativo de las pérdidas por desacoplo del punto de máxima potencia.

3 Procedimiento

3.1 Período de diseño

Se establecerá un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación. Se indicará cuál es el período para el que se realiza el diseño y los motivos de la elección. Algunos ejemplos son:

- En escenarios de consumo constante a lo largo del año, el criterio de “mes peor” corresponde con el de menor radiación.
- En instalaciones de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad de agua, el “mes peor” corresponde a veces con el verano.
- Para maximizar la producción anual, el período de diseño es todo el año.

3.2 Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación

Se determinará la orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}) para el período de diseño elegido. En la tabla III se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima.

Tabla III

Período de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}). Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizará la expresión aproximada:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β se expresan en grados]

3.3 Irradiación sobre el generador

Deberán presentarse los siguientes datos: $G_{dm}(0)$ Obtenida a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Calculado a partir de la expresión:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) A K A FI A FS$$

donde:

$$G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt}) K = G_{dm}(0)$$

Este parámetro puede obtenerse de la tabla III para el período de diseño elegido.

3.4 Dimensionado del generador

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$E_{GD\ CEM\ P} = m_p, \min G_{dm}(,) \alpha \beta PR$

$G_{CEM} = 1\text{ kW/m}^2$

ED: Consumo expresado en kWh/día.

Para el cálculo, se utilizarán los valores de PR especificados en el punto 2.8 de este anexo.

3.5 Diseño del sistema

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 cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor $P_{mp, \min}$ para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).
- La autonomía mínima del sistema será de tres días.
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. La autonomía del sistema se calculará mediante la expresión: $C_{PD\ 20\ max\ A} = \eta\ \eta_{inv}\ r_b\ LD$

Donde:

A = Autonomía del sistema en días

C20 = Capacidad del acumulador en Ah (*)

PDmax = Profundidad de descarga máxima

η_{inv} = Rendimiento energético del inversor

η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador

LD = Consumo diario medio de la carga en Ah

ANEXO 2

DOCUMENTACIÓN

A INCLUIR EN LA

MEMORIA

1.CONSUMO DIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

<i>Servicio</i>	<i>Energía diaria (Wh/día)</i>
E_D (Wh/día)	

2.SISTEMAS DE BOMBEO DE AGUA

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Volumen de agua diario requerido Q_d (m ³ /día)	
Altura del depósito H_D (m)	
Profundidad del pozo (m)	
Altura total equivalente H_{TE} (m)	
Rendimiento de la motobomba η_{MB}	
<i>Prueba de bombeo</i>	
Nivel estático del agua H_{ST} (m)	
Nivel dinámico del agua H_{DT} (m)	
Caudal de prueba Q_T (m ³ /h)	

3.DIMENSIONADO DEL GENERADOR

<i>Parámetro</i>	<i>Unidades</i>	<i>Valor</i>	<i>Comentario</i>
Localidad			
Latitud ϕ			
E_D	kWh/día		Consumo de la carga
Período diseño			Razón:
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$			
(α, β)			
$G_{dm}(0)$	kWh/(m ² ·día)		Fuente:
FI			$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2]$
FS			Causa:
PR			
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/(m ² ·día)		$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$P_{mp, min}$	kWp		$P_{mp, min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR}$

4.DIMENSIONADO FINAL DEL SISTEMA

<i>Parámetro</i>	<i>Unidades</i>	<i>Valor</i>	<i>Comentario</i>
P_{mp}	Wp		Potencia pico del generador
C_{20}	Ah		Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}			Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}			Rendimiento energético del inversor
η_{rb}			Rendimiento energético del regulador-acumulador
V_{NOM}	V		Tensión nominal del acumulador
L_D	Ah		Consumo diario de la carga ($L_D = E_D / V_{NOM}$)
A	Días		Autonomía: $A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb}$
C_{20}/I_{sc}	h		$C_{20}/I_{sc} < 25$ para el caso general

DOCUMENTO Nº 5

PRESUPUESTO

DESCOMPOSICIÓN				
UD	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Módulo fotovoltaico con células de silicio policristalino. Modelo policristalino: Modelo Eco Line 60/230 W (LUXOR). Integración arquitectónica en el tejado de la vivienda	9	318,00 €	2.862,00 €
	Accesorios de montaje con ganchos de módulo fotovoltaico de fachada	1	25,00 €	25,00 €
Ud	Material eléctrico para conexión de módulo fotovoltaico de fachada	1	38,00 €	38,00 €
h	Oficial 1ª electricista	2	16,51 €	33,02 €
h	Ayudante electricista	2	15,40 €	30,80 €
TOTAL:				2.988,82 €

UD	REGULADOR	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Regulador fotovoltaico, modelo FM-80A-24V (OUTBACK)	1	689,34 €	689,34 €
h	Oficial 1ª electricista	0,5	16,51 €	8,26 €
TOTAL:				697,60 €

UD	BATERÍAS	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Batería estacionaria: Modelo TYS-8 8 OPzS LEAD ACID (ECOSAFE) 2 V C100 1042 Ah	12	345,33 €	4.143,96 €
h	Oficial 1ª electricista	2	16,51 €	32,02
h	Ayudante electricista	2	15,40 €	30,80 €
Ud	Material eléctrico para conexión de baterías	1	40,00 €	40,00 €
Ud	Accesorios de montaje sobre tarima de hormigón	1	33,00 €	33,00 €
TOTAL:				4.280,78 €

UD	INVERSOR	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Inversor: Modelo Phoenix Inverter C24/3000 (VICTRON)	1	1.846,46€	1.846,46€
h	Oficial 1ª electricista	0,5	16,51 €	8,26 €
		TOTAL:	1.854,72 €	

UD	ESTRUCTURA	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Estructura Solarfamulus para 9 módulos BP3160 (CONERGY), sujeto mediante soportes y railes de aluminio al tejado.	9	25,00 €	225,00 €
h	Oficial 1ª electricista	4	16,51 €	66,04 €
h	Ayudante electricista	4	15,40 €	61,60 €
		TOTAL:	352,64 €	

UD	CONDUCTOR 2,5 mm ²	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Cable unipolar ReviFlex RV-K (AS), aislamiento termoplástico, libre de halógenos y no propagador de humos, 0,6/1 kV , sección 2,5 mm ²	40	0,41 €	16,40 €
h	Oficial 1ª electricista	3	16,51 €	49,53 €
h	Ayudante electricista	3	15,40 €	46,20 €
		TOTAL:	112,13 €	

UD	CONDUCTOR 4 mm ²	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Cable unipolar ReviFlex RV-K (AS), aislamiento termoplástico, libre de halógenos y no propagador de humos, 0,6/1 kV , sección 4 mm ²	30	0,62 €	18,60 €
h	Oficial 1ª electricista	0,1	16,51 €	49,53 €
h	Ayudante electricista	0,1	15,40 €	46,20 €
		TOTAL:	114,33 €	

UD	CONDUCTOR 6 mm ²	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Cable unipolar ReviFlex RV-K (AS), aislamiento termoplástico, libre de halógenos y no propagador de humos, 0,6/1 kV , sección 6 mm ²	4	1,06 €	4,24 €
h	Oficial 1ª electricista	0,5	16,51 €	8,26 €
h	Ayudante electricista	0,5	15,40 €	7,70 €
		TOTAL:	20,20 €	

UD	CONDUCTOR 10 mm ²	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Cable unipolar ReviFlex RV-K (AS), aislamiento termoplástico, libre de halógenos y no propagador de humos, 0,6/1 kV , sección 10 mm ²	70	1,18 €	82,60 €
h	Oficial 1ª electricista	3	16,51 €	49,53 €
h	Ayudante electricista	3	15,40 €	46,20 €
		TOTAL:	178,33 €	

UD	CONDUCTOR 16 mm ²	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Cable unipolar ReviFlex RV-K (AS), aislamiento termoplástico, libre de halógenos y no propagador de humos, 0,6/1 kV , sección 16 mm ²	4	2,44 €	9,76 €
h	Oficial 1ª electricista	0,5	16,51 €	8,26 €
h	Ayudante electricista	0,5	15,40 €	7,70 €
TOTAL:				25,72 €

UD	CONDUCTOR 50 mm ²	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Cable unipolar ReviFlex RV-K (AS), aislamiento termoplástico, libre de halógenos y no propagador de humos, 0,6/1 kV , sección 50 mm ²	4	3,77 €	15,08 €
h	Oficial 1ª electricista	0,5	16,51 €	8,26 €
h	Ayudante electricista	0,5	15,40 €	7,70 €
TOTAL:				31,04 €

UD	CONDUCTOR tierra general	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Cable de tierra o conductor de cobre desnudo tipo sirga de sección 35 mm ²	12	1,99 €	23,88 €
h	Oficial 1ª electricista	0,3	16,51 €	4,95 €
h	Ayudante electricista	0,3	15,40 €	4,62 €
TOTAL:				33,95 €

UD	CONDUCTOR tierra equipos	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Cable unipolar ReviFlex RV-K (AS), aislamiento termoplástico, libre de halógenos y no propagador de humos, 0,6/1 kV , sección 6 mm ²	50	1,06 €	53,00 €
h	Oficial 1ª electricista	3	16,51 €	49,53 €
h	Ayudante electricista	3	15,40 €	46,20 €
		TOTAL:	148,73 €	

UD	CANALIZACIÓN	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Tubo de PVC, serie B, de 25 mm ² de diámetro	10	0,59 €	5,90 €
h	Oficial 1ª electricista	0,2	16,51 €	8,26 €
		TOTAL:	14,16 €	

UD	CANALIZACIÓN	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Tubo de PVC, serie B, de 32 mm ² de diámetro	50	0,59 €	29,50 €
h	Oficial 1ª electricista	2	16,51 €	33,02 €
		TOTAL:	66,52 €	

UD	CANALIZACIÓN	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Tubo de PVC, serie B, de 63 mm ² de diámetro	4	0,72 €	2,88 €
h	Oficial 1ª electricista	0,2	16,51 €	3,30 €
		TOTAL:	6,18 €	

UD	PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Fusible cilíndrico PMP 10x38, In = 10 A; PdC = 30 kA; U = 1000 V; fusibles gPV	6	0,45 €	2,70 €
Ud	Bases portafusibles PMP 10x38	6	1,74 €	10,44 €
h	Oficial 1ª electricista	0,2	16,51 €	3,30 €
		TOTAL:	16,44 €	

UD	PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Fusible de cuchilla NH 00 100 A - 500 V; clase gG	1	4,61 €	4,61 €
Ud	Bases portafusibles unipolar 100 A	1	2,35 €	2,35 €
h	Oficial 1ª electricista	0,1	16,51 €	1,65 €
		TOTAL:	8,61 €	

UD	PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Interruptor de corte en carga OTDC 32 (32A/660V)	1	243,00 €	243,00 €
h	Oficial 1ª electricista	0,1	16,51 €	1,65 €
		TOTAL:	244,65 €	

UD	PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Descargador de sobretensiones transitorias PU II 2+1/R 1000V 40kA	1	98,50 €	98,50 €
h	Oficial 1ª electricista	0,1	16,51 €	1,65 €
		TOTAL:	100,15 €	

UD	PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
Ud	Desconectador de Baterías TECHNO SUN 200A	1	90,59 €	90,59 €
h	Oficial 1ª electricista	0,1	16,51 €	1,65 €
		TOTAL:	92,24 €	

UD	MATERIAL ELÉCTRICO MENOR	Cantidades	P.Unitario	P.Partida
m	Material necesario para el conexionado e instalación de todos los equipos y elementos tales como: grapa abarcón para conexión de pica, caja estanca plexo IP55 rectangular 310x240 mm, etc	0	- €	50,00 €
h	Oficial 1ª electricista	2,5	16,51 €	41,28 €
h	Ayudante electricista	1,5	15,40 €	23,10 €
		TOTAL:	114,38 €	

TOTAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	11.383,42€
--------------------------------	-------------------

<u>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE MATERIAL (PEM)</u>	11..833,42€
--	--------------------

BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	683,01 €
GASTOS GENERALES (13%)	1.479,84 €

<u>BASE IMPONIBLE</u>	13.546,27 €
------------------------------	--------------------

I.V.A. (21% DE LA BASE IMPONIBLE)	2.844,72 €
-----------------------------------	------------

<u>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</u>	16.390,99€
---	-------------------

HONORARIOS DE PROYECTO Y DIRECCIÓN DE OBRA (8% DEL PEM)	910,67 €
I.V.A. (21% DE LOS HONORARIOS)	191,24 €
LICENCIAS Y PERMISOS (6% DEL PEM)	683,01 €
SUBVENCIONES	-

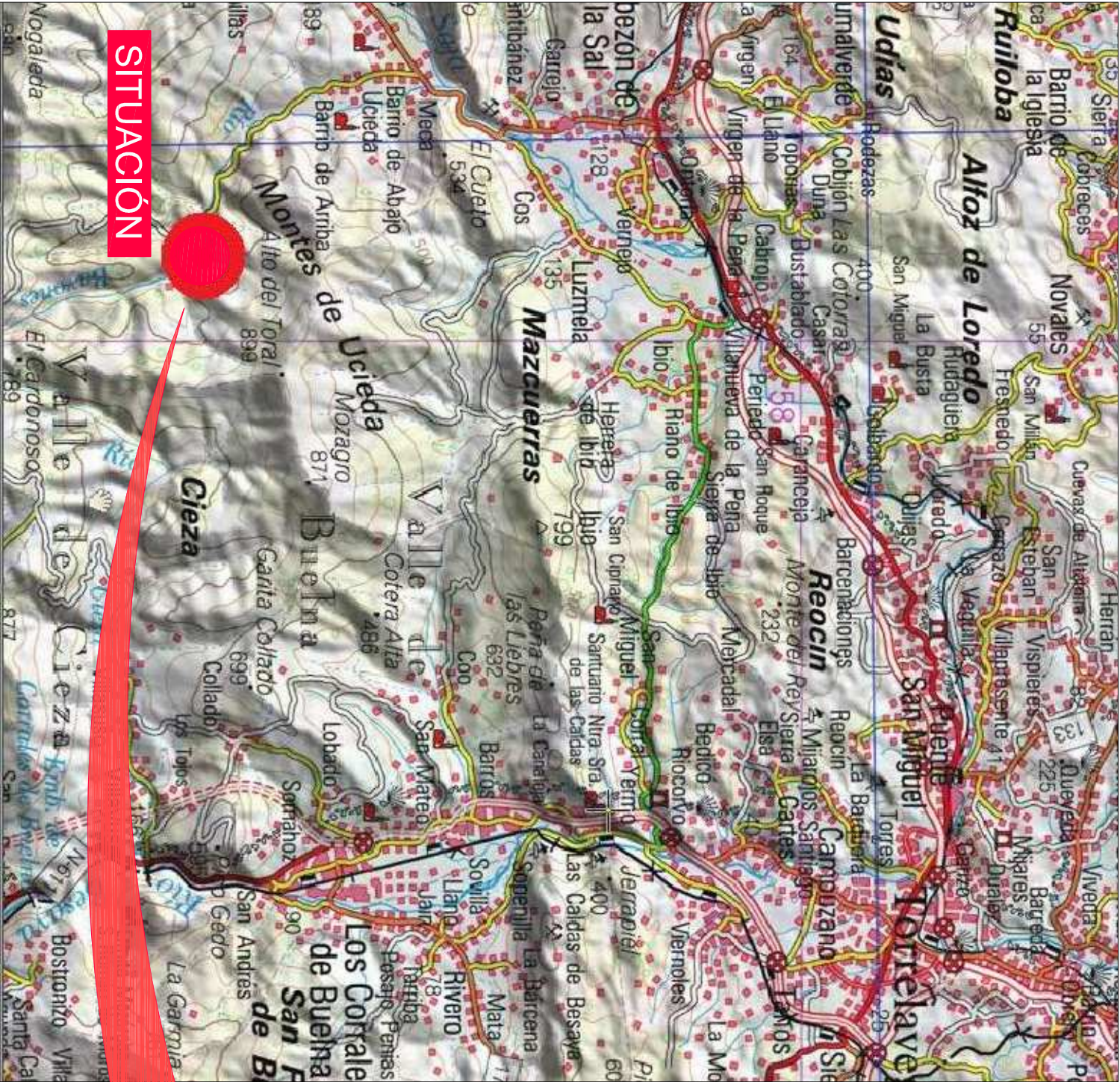
PRESUPUESTO PARA EL CONOCIMIENTO DE LA ADMINISTRACIÓN	18.175,91€
--	-------------------

El Presupuesto para el conocimiento de la Administración del presente proyecto asciende a un total de:

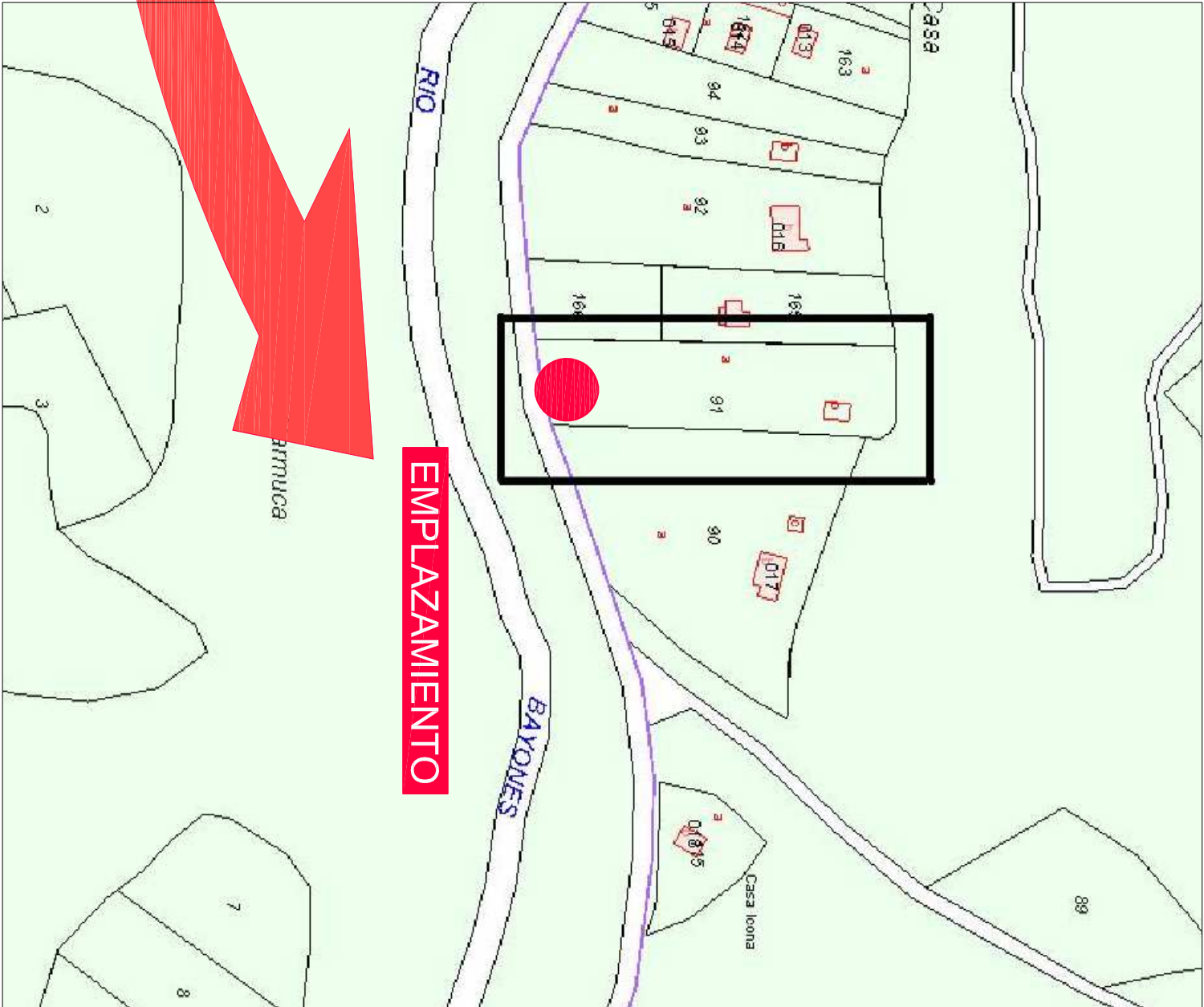
Dieciocho mil ciento setenta y cinco euros con noventa y un céntimos

DOCUMENTO N° 3

PLANOS

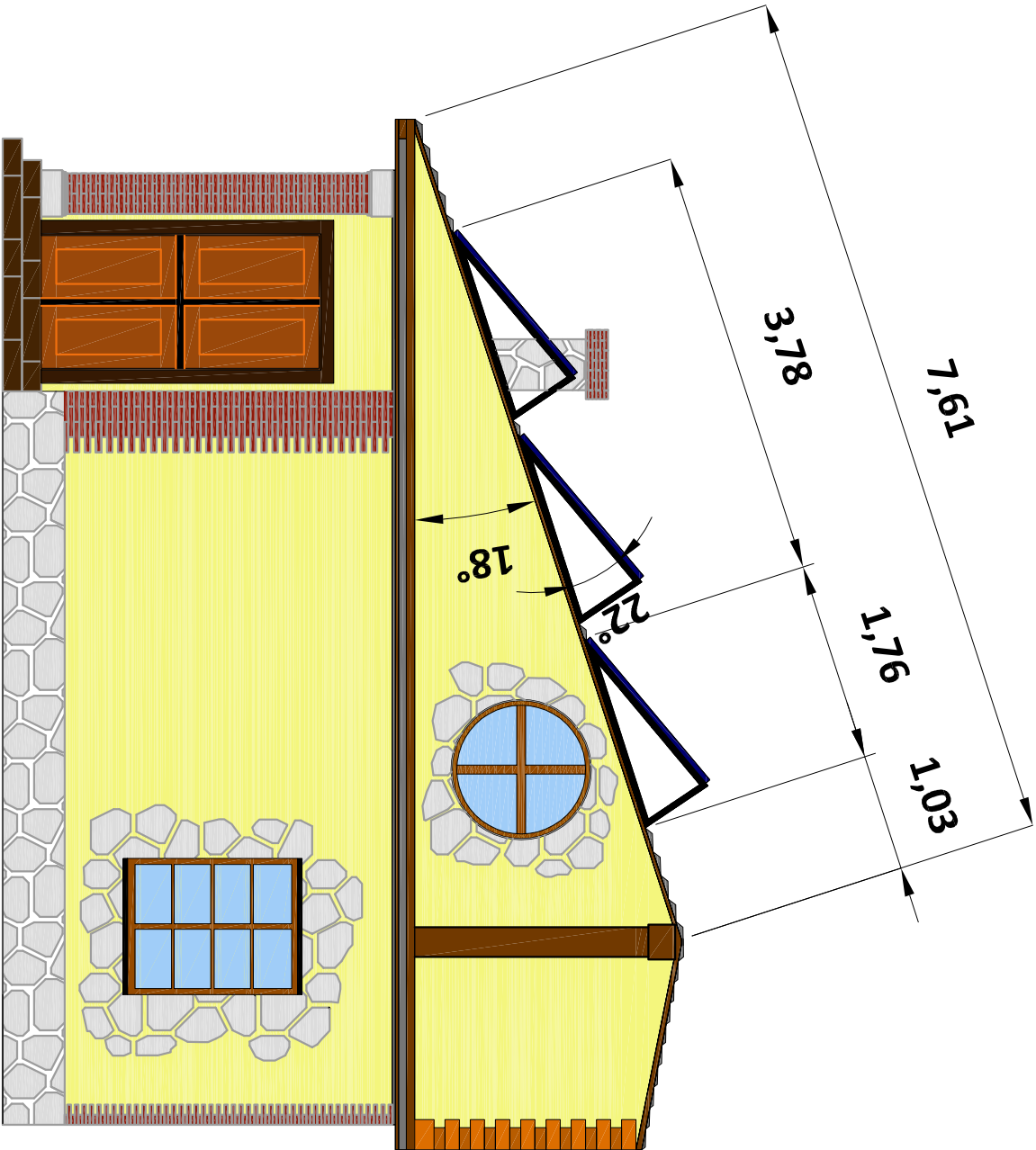
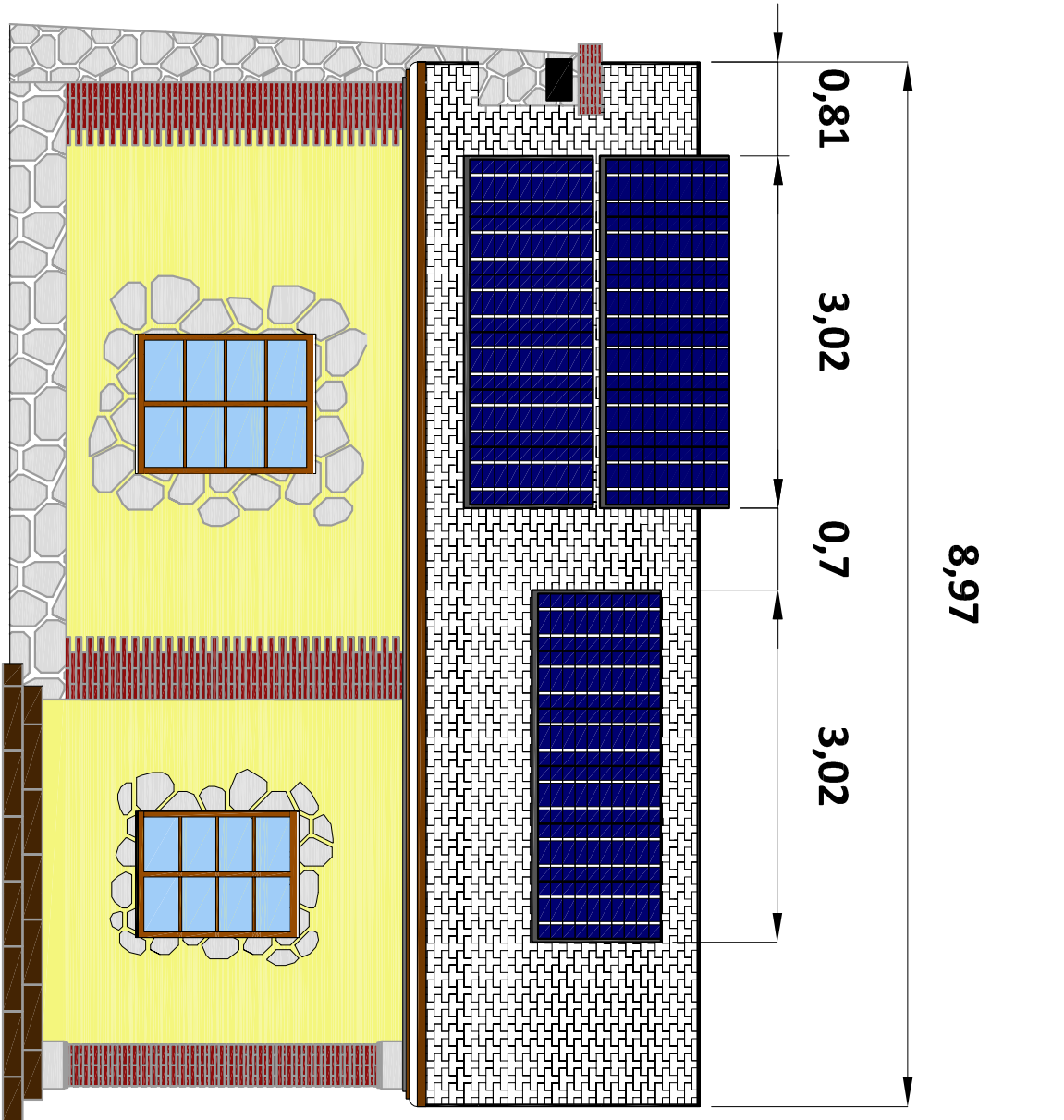


E= 1:2.000.000



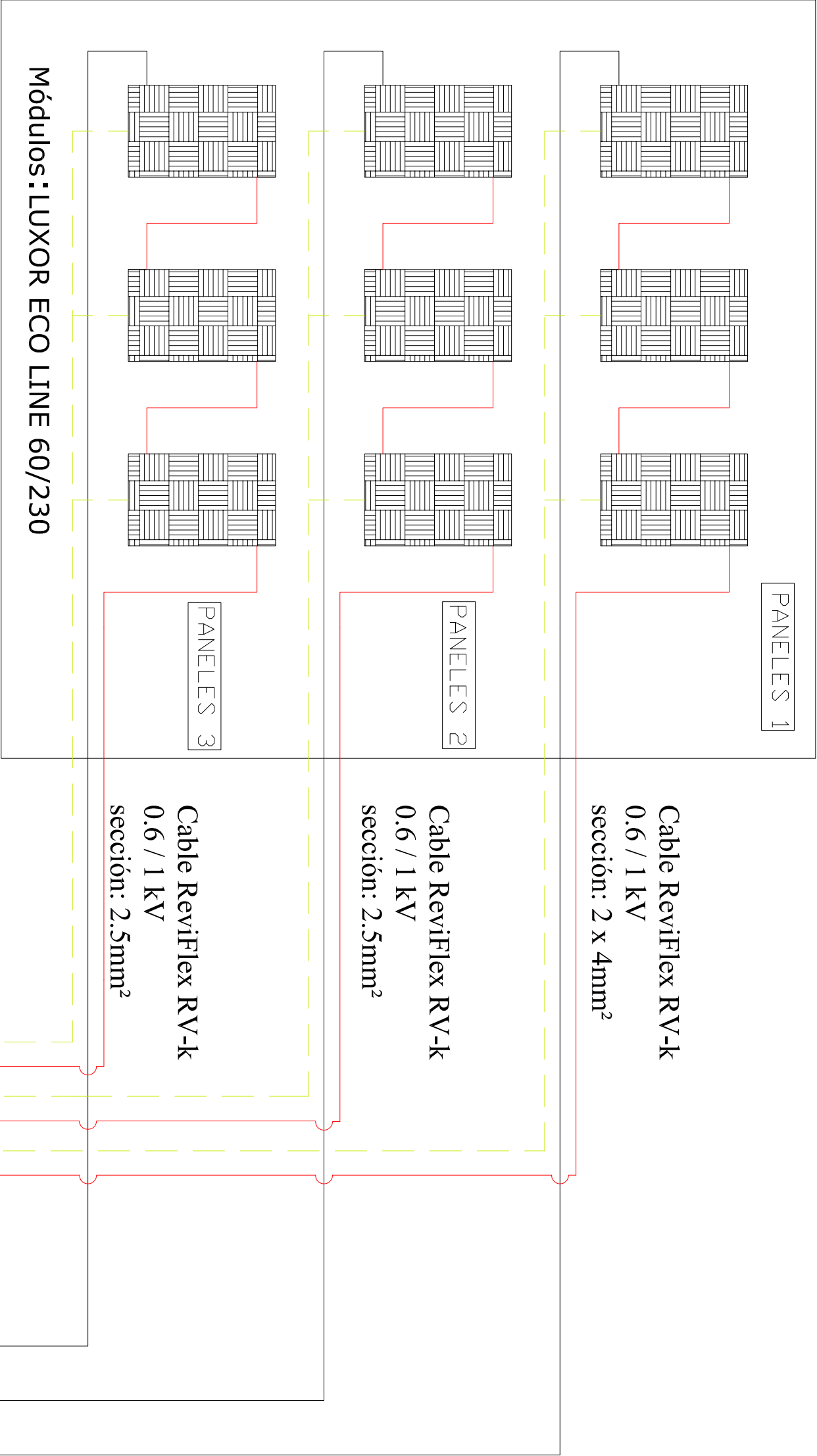
E= 1:3.500

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		TÍTULO DEL PLANO: INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA VIVIENDA RURAL EN UCIEDA	
APROBADO POR: ALFREDO ORTIZ FERNANDEZ		ESCALA: INDICADAS	
CREADO POR: VÍCTOR RODRÍGUEZ MARCOS		Nº DE PLANO 1	
		FECHA: JULIO 2014	
		Nº DE HOJA 1/1	



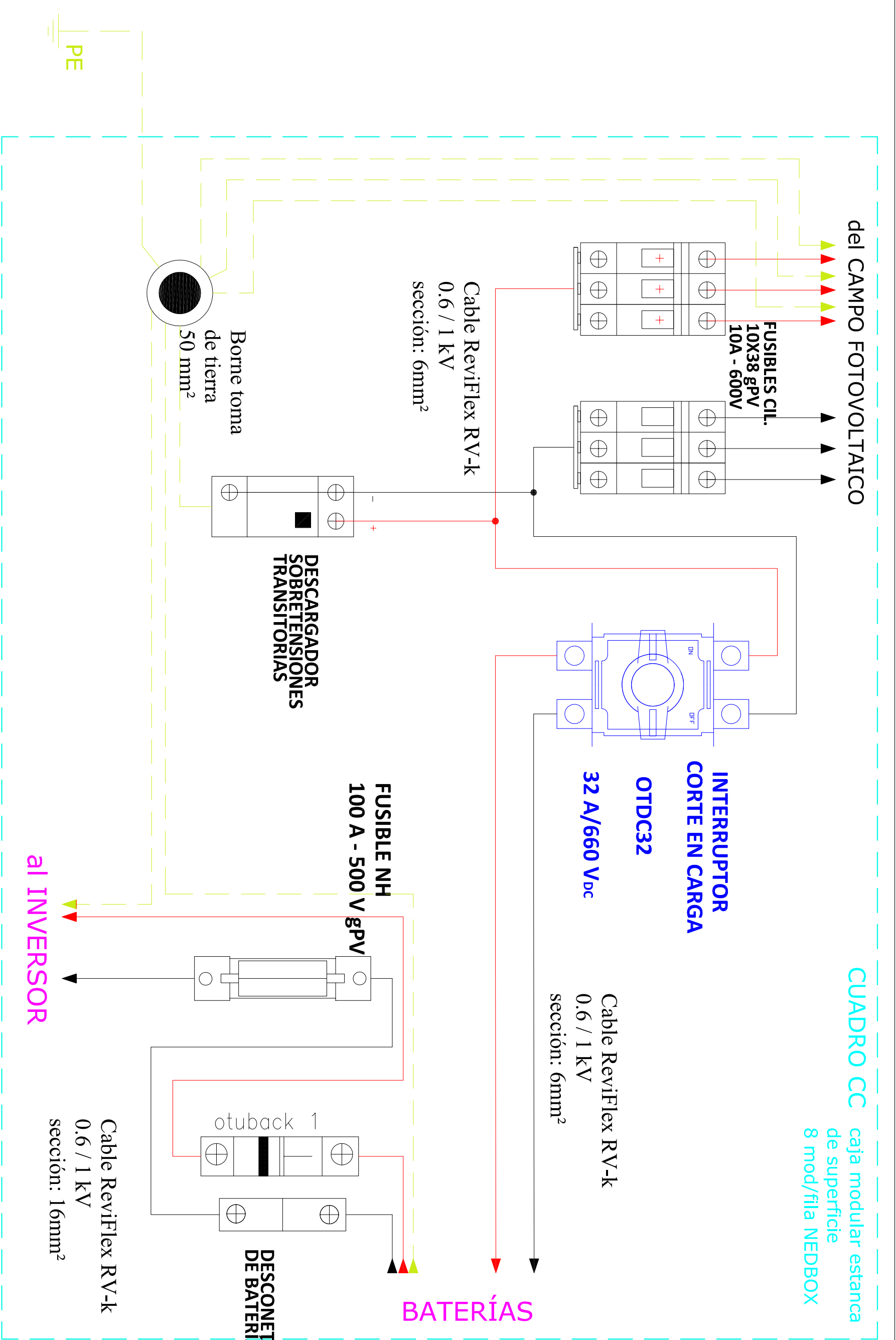
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA VIVIENDA RURAL EN UCIEDA	
APROBADO POR: ALFREDO ORTIZ FERNANDEZ		TÍTULO DEL PLANO: ALZADO Y PERFIL	
CREADO POR: VÍCTOR RODRÍGUEZ MARCOS		ESCALA: 1/60	Nº DE PLANO 2
		FECHA: JULIO 2014	Nº DE HOJA 1/1

CAMPO FOTOVOLTAICO

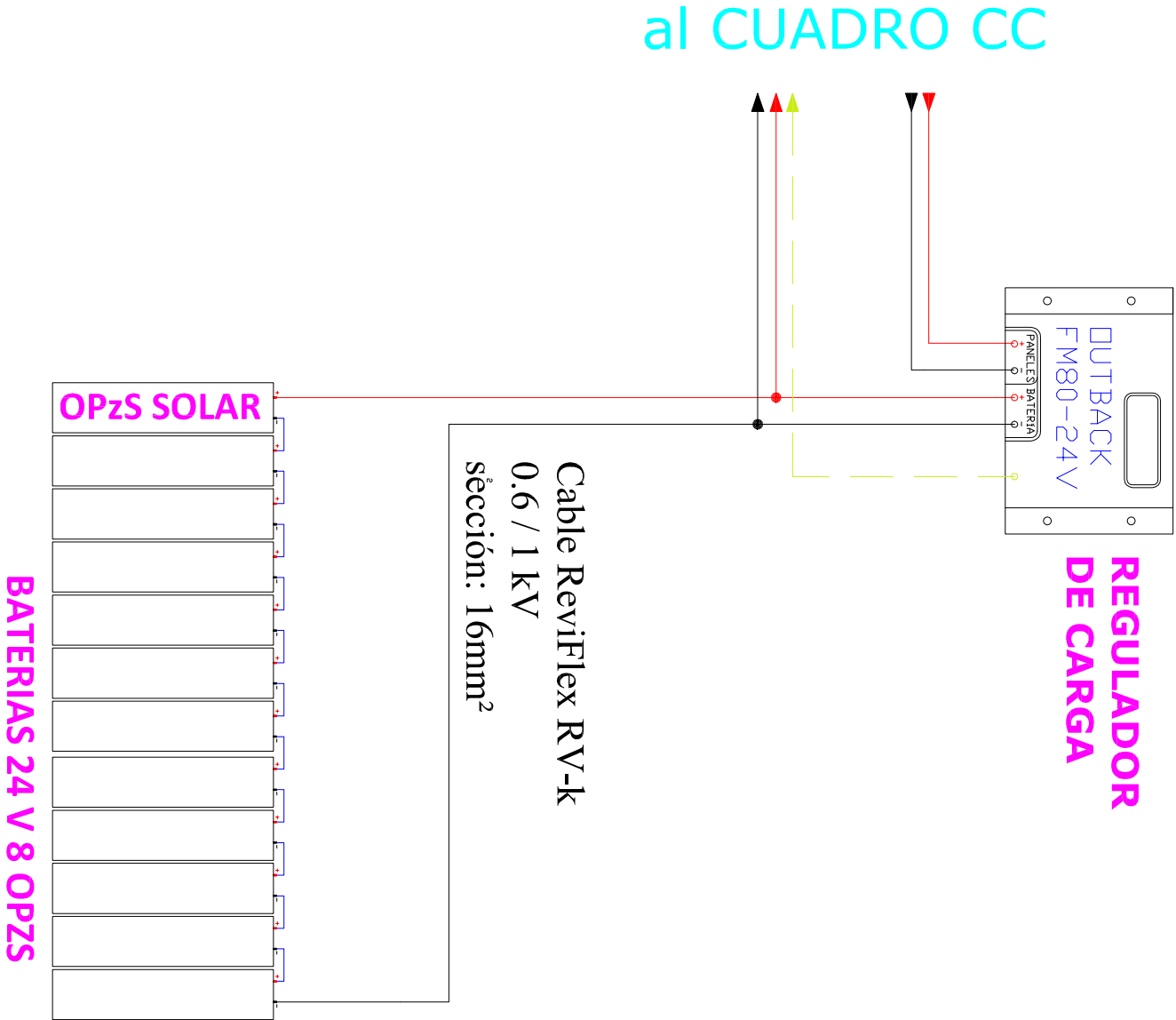
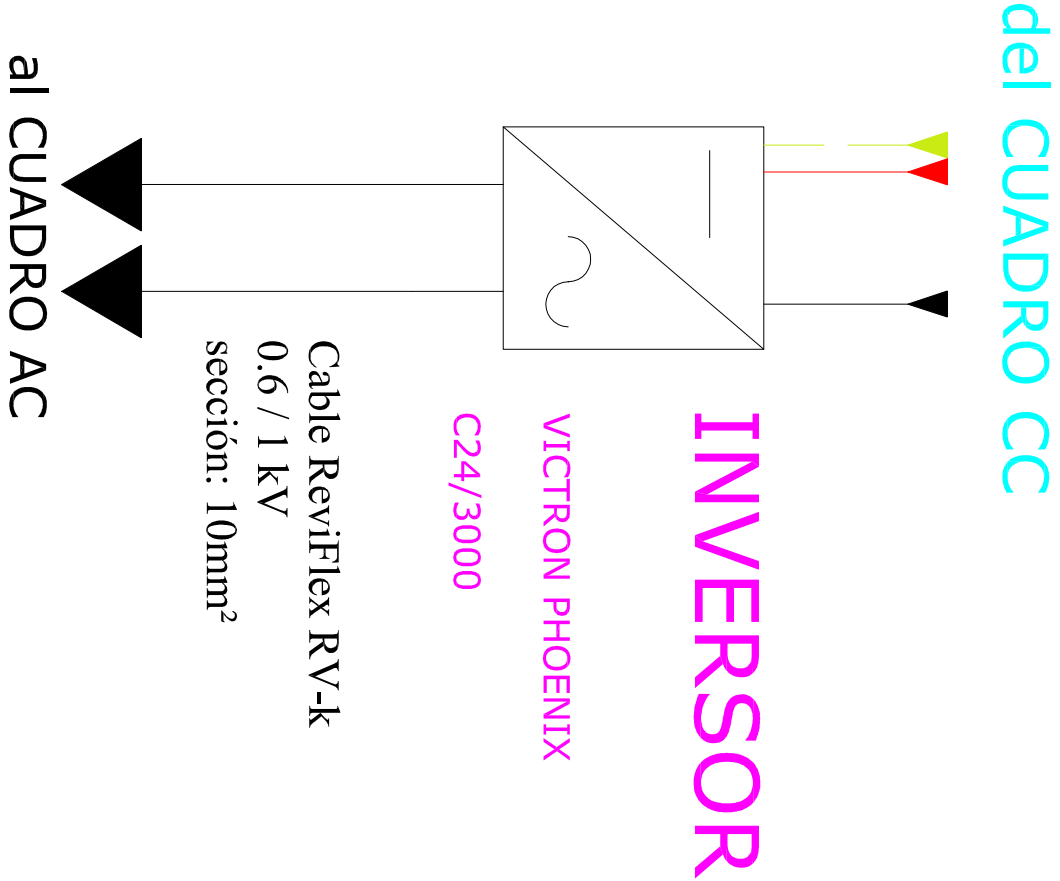


al CUADRO CC

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA VIVIENDA RURAL EN UCIEDA	
APROBADO POR:		TÍTULO DEL PLANO:	
ALFREDO ORTIZ FERNANDEZ		ESQUEMA ELÉCTRICO	
CREADO POR:		ESCALA:	Nº DE PLANO
VÍCTOR RODRÍGUEZ MARCOS		1/1000	3
		FECHA:	Nº DE HOJA
		JULIO 2014	1/4



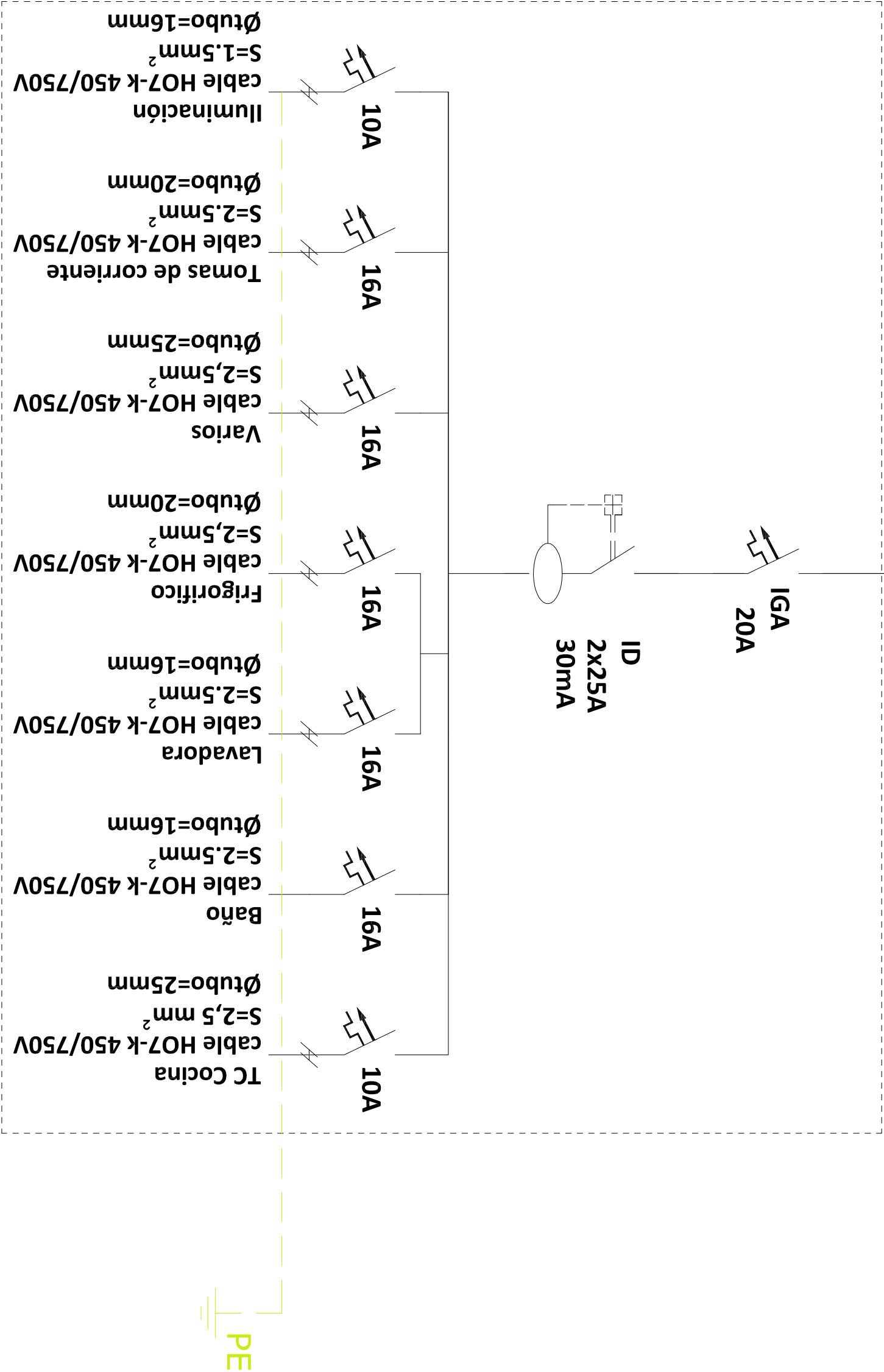
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN 		INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA VIVIENDA RURAL EN UCIEDA	
APROBADO POR: ALFREDO ORTÍZ FERNANDEZ CREADO POR: VÍCTOR RODRÍGUEZ MARCOS		TÍTULO DEL PLANO: ESQUEMA ELÉCTRICO	
		ESCALA: 1/1000	Nº DE PLANO 3
		FECHA: JULIO 2014	Nº DE HOJA 2/4



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA VIVIENDA RURAL EN UCIEDA	
APROBADO POR: ALFREDO ORTÍZ FERNÁNDEZ		TÍTULO DEL PLANO: ESQUEMA ELÉCTRICO	
CREADO POR: VÍCTOR RODRÍGUEZ MARCOS		ESCALA: 1/1000	Nº DE PLANO 3
		FECHA: JULIO 2014	Nº DE HOJA 3/4

del Inversor

CUADRO ELÉCTRICO DE
BAJA TENSIÓN



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA PARA VIVIENDA RURAL EN UCIEDA	
APROBADO POR: ALFREDO ORTIZ FERNANDEZ		TÍTULO DEL PLANO:	
CREADO POR: VÍCTOR RODRÍGUEZ MARCOS		ESQUEMA ELÉCTRICO	
		ESCALA: 1/1000	Nº DE PLANO 3
		FECHA: JULIO 2014	Nº DE HOJA 4/4