

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y
ELECTRÓNICA**



TRABAJO FIN DE GRADO

**INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED
EN EL ISLOTE DE LA ALEGRANZA**

Titulación: Grado en Ingeniería en Tecnologías de la Telecomunicación: Sistemas de Telecomunicación

Autor: D. Josué Clavijo González

Tutor: D. José María Cabrera Peña

Fecha: Diciembre 2016

ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED EN EL ISLOTE DE LA ALEGRANZA

HOJA DE FIRMAS

Presidente

Secretario

Vocal

Alumno

Tutor

NOTA:

Titulación: Grado en Ingeniería en Tecnologías de la Telecomunicación: Sistemas de Telecomunicación

Autor: D. Josué Clavijo González

Tutor: D. José María Cabrera Peña

Fecha: Diciembre 2016

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y
ELECTRÓNICA**



TRABAJO FIN DE GRADO

**INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED
EN EL ISLOTE DE LA ALEGRANZA**

HOJA DE EVALUACIÓN

Calificación: _____

Presidente

Fdo.:

Vocal

Secretario

Fdo:

Fdo:

Fecha: Diciembre 2016

Agradecimientos

A mi mujer, a mi hijo Adrián y a mi hija Lucía, mis grandes amores. A mis compañeros de Itinerancia al Grado y a mis profesores, en especial a mi Tutor Pepe por toda la ayuda e infinita paciencia que ha tenido conmigo. Sin la cooperación de todos ellos no hubiera sido posible realizar este curso y acabar esta etapa de mi vida. ¡¡MIL GRACIAS!

Resumen

El proyecto trata sobre el abastecimiento eléctrico de una vivienda “rural”, por medio de una instalación solar fotovoltaica, dicha vivienda está situada en el islote de la Alegranza. La casa se utiliza exclusivamente por personal de Medio Ambiente con el fin de ayudar a la conservación de las aves que nidifican en ese Islote en el periodo comprendido entre los meses de marzo y agosto, dispone de una única planta y una azotea, la superficie total es de 100 m². Se hacen los cálculos de la instalación, que es la causa principal para calcular las dimensiones de la placa fotovoltaica y el dimensionado de la instalación eléctrica.

ÍNDICE

1.	MEMORIA TÉCNICA DESCRIPTIVA.....	21
1.1	Objeto del Proyecto	21
1.2	Promotor de la Instalación	21
1.3	Emplazamiento	21
1.4	Descripción de la vivienda.....	23
1.5	Reglamentación	23
1.6	Alcance	25
1.7	Ventajas de las energías renovables.....	27
1.8	Introducción al efecto fotovoltaico.....	27
1.8.1	La célula solar fotovoltaica	28
1.8.1.1	El silicio.....	28
1.8.1.2	La unión p-n	29
1.8.2	El módulo solar fotovoltaico	30
1.8.2.1	Composición típica del módulo solar fotovoltaico.....	32
1.8.2.2	Introducción los componentes del módulo solar fotovoltaico	32
1.8.2.2.1	Cara activa o cubierta exterior	32
1.8.2.2.2	Encapsulante.....	33
1.8.2.2.3	Protección posterior	33
1.8.2.2.4	Bastidor o marco soporte	34
1.8.2.2.5	Contactos eléctricos de salida	34
1.8.2.2.6	Diodos.....	34
1.8.2.2.7	Características eléctricas	34
1.8.2.2.8	Intensidad de cortocircuito (Isc) y tensión de circuito abierto (Voc).....	36
1.8.2.2.9	Potencia pico o potencia máxima (Pmax).....	36

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

1.8.2.2.10	Intensidad y voltaje en el punto de máxima potencia.....	37
1.8.2.2.11	Factor de forma (FF)	38
1.8.2.2.12	Influencia de la temperatura	38
1.8.2.2.13	El punto caliente.....	38
1.9	Elementos de la instalación fotovoltaica.....	39
1.9.1	El generador solar fotovoltaico	41
1.9.1.1	Inclinación y orientación	42
1.9.2	El acumulador	42
1.9.2.1	Características eléctricas.....	44
1.9.3	El regulador.....	45
1.9.4	Inversor.....	47
1.10	Radiación diaria.....	48
1.11	Mantenimiento de la instalación fotovoltaica	49
1.11.1	Mantenimiento de los módulos solares.....	50
1.11.2	Mantenimiento de Sistema de regulación y otros equipos.....	50
1.11.3	Acumuladores	50
1.12	Instalación eléctrica.....	51
1.12.1	Datos de partida (Relación de los consumos a instalar).....	52
1.12.2	Subdivisión de la instalación	52
1.12.3	Elección del cable	53
1.12.3.1	Código de colores	53
1.12.3.2	Tipo de manguera	54
1.12.4	Secciones de los conductores y protecciones	54
1.12.5	Conexiones de tomas de corriente	56
1.12.6	Tubos protectores	56
1.12.6.1	Tubos protectores para instalación fotovoltaica.....	57
1.12.6.1.1	Placa fotovoltaica – regulador:	57
1.12.6.1.2	Regulador – batería:	57
1.12.6.1.3	Batería – inversor:.....	58
1.12.6.2	Tubos protectores para instalación eléctrica	58
1.12.7	Protecciones	59
1.12.7.1	Protecciones y elementos de seguridad.....	59

1.12.7.2	Derivación individual: Protecciones	60
1.12.7.3	Corriente de cortocircuito.....	60
1.12.7.4	Instalación de toma de tierra	60
2	MEMORIA JUSTIFICATIVA.....	67
2.1	Proceso general.....	67
2.2	Potencia máxima diaria	67
2.3	Cálculo del inversor	68
2.4	Cálculo de la energía máxima diaria	68
2.5	Descripción del cálculo del número de módulos fotovoltaicos.....	70
2.6	Aplicación de los cálculos	71
2.6.1	Radiación solar	71
2.6.2	Cálculo de la batería	76
2.6.3	Cálculo del regulador	77
2.6.4	Colocación de los módulos fotovoltaicos.....	78
2.7	Cálculos del cableado de la instalación	80
2.7.1	Cálculo de la sección	80
2.7.2	En corriente continua.....	80
2.7.3	En corriente alterna	81
2.7.4	Cálculo de la sección de los cableados módulos fotovoltaicos hasta el regulador.....	82
2.7.5	Cálculo de la sección del conductor del regulador a la batería	84
2.7.6	Cálculo de la sección del regulador al inversor.....	84
2.8	Instalación eléctrica.....	86
2.8.1	Descripción de la casa aislada	86
2.8.2	Datos de partida (Relación de los consumos a instalar)	87
2.8.3	Subdivisión de la instalación	87
2.8.4	Cálculo de las secciones de los conductores y protecciones	88
2.8.4.1	Cálculo del circuito PA1.....	91
2.8.4.2	Cálculo del circuito PF1	91
2.8.4.3	Cálculo del circuito PF2	92

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

2.8.4.4	Cálculo del circuito PF3	93
2.8.4.5	Cálculo del circuito PF4	94
2.8.5	Tubos protectores.....	95
2.8.5.1	Tubos protectores para instalación fotovoltaica.....	95
2.8.5.1.1	Placa fotovoltaica – regulador:	96
2.8.5.1.2	Regulador – batería:	96
2.8.5.1.3	Batería – inversor:.....	96
2.8.5.2	Tubos protectores para instalación eléctrica	96
2.8.6	Conexiones de tomas de corriente	96
2.8.7	Protecciones y elementos de seguridad.....	97
2.8.7.1	Fusibles	97
2.8.7.1.1	Entre el módulo y regulador	97
2.8.7.1.2	Entre el regulador y banco de baterías.....	97
2.8.7.1.3	Entre regulador, baterías e inversor	98
2.8.7.2	Derivación individual:.....	98
2.8.7.2.1	Diferencial:.....	98
2.8.7.2.2	Magnetotérmicos:	98
2.8.7.2.3	Instalación de toma de tierra	99
3	PLANOS	107
3.1	Plano de Situación.....	107
3.2	Plano de Situación 2.....	108
3.3	Plano de Instalación Fotovoltaica.....	109
3.4	Plano de Esquema Unifilar Vivienda.....	110
3.5	Plano de Esquema Eléctrico Vivienda	111
3.6	Plano de Pozo de Puesta a Tierra	112
4	PLIEGO DE CONDICIONES	115
4.1	Objeto.....	115

4.2	Generalidades	115
4.3	Definiciones	116
4.3.1	Radiación solar.....	116
4.3.2	Generadores fotovoltaicos	117
4.3.3	Acumuladores de plomo-ácido.....	118
4.3.4	Reguladores de carga	119
4.3.5	Inversores	120
4.3.6	Cargas de consumo.....	121
4.4	Diseño	121
4.4.1	Orientación, inclinación y sombras.....	121
4.4.2	Dimensionado del sistema.....	122
4.4.3	Sistema de monitorización	122
4.5	Componentes y materiales	123
4.5.1	Generalidades.....	123
4.5.2	Generadores fotovoltaicos	124
4.5.3	Estructura de soporte	126
4.5.4	Acumuladores de plomo-ácido.....	127
4.5.5	Reguladores de carga	129
4.5.6	Inversores	131
4.5.7	Cargas de consumo.....	133
4.5.8	Cableado	135
4.5.9	Protecciones y puesta a tierra	136
4.6	Recepción y pruebas	136
4.7	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	138
4.7.1	Generalidades.....	138
4.7.2	Programa de mantenimiento	138
4.7.3	Garantías.....	140
5	MEMORIA ECONÓMICA	147
5.1	Presupuesto	147
5.1.1	Introducción y definiciones	147

5.1.2	Instalación Fotovoltaica	150
5.1.2.1	Mediciones.....	150
5.1.2.2	Cuadro de precios	153
5.1.2.3	Presupuesto	154
5.1.2.4	Estudio de seguridad y salud.....	156
5.1.2.5	Costes de ingeniería	158
5.1.2.6	Presupuesto total.....	158
6	SEGURIDAD Y SALUD	163
6.1	ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES.	163
6.1.1	OBJETO Y AUTOR DEL ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD.	163
6.1.2	PROYECTO AL QUE SE REFIERE.	163
6.1.3	DESCRIPCION DEL EMPLAZAMIENTO Y LA OBRA.....	164
6.1.4	INSTALACIONES PROVISIONALES Y ASISTENCIA SANITARIA.....	165
6.1.5	MAQUINARIA DE OBRA.	166
6.1.6	MEDIOS AUXILIARES.	167
6.2	RIESGOS LABORALES EVITABLES COMPLETAMENTE.....	168
6.3	RIESGOS LABORALES NO ELIMINABLES COMPLETAMENTE.....	169
6.4	RIESGOS LABORALES ESPECIALES.	182
6.5	PREVISIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.....	183
6.5.1	ELEMENTOS PREVISTOS PARA LA SEGURIDAD DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO.	183
6.5.2	OTRAS INFORMACIONES UTILES PARA TRABAJOS POSTERIORES.	184
6.6	NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES A LA OBRA.	184
7	ESTUDIO AMBIENTAL	189
7.1	Introducción.....	189
7.2	Ahorro de emisiones contaminantes y CO2	189
7.3	Contaminación acústica	190

7.4	Impacto visual.....	190
8	CONCLUSIONES.....	192
9	BIBLIOGRAFÍA.....	197

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1. MEMORIA TÉCNICA DESCRIPTIVA

1.1 Objeto del Proyecto

El proyecto trata sobre el abastecimiento eléctrico de una vivienda “rural”, por medio de una instalación solar fotovoltaica, dicha vivienda está situada en el islote de la Alegranza. La casa se utiliza exclusivamente por personal de Medio Ambiente con el fin de ayudar a la conservación de las aves que nidifican en ese Islote en el periodo comprendido entre los meses de marzo y agosto, dispone de una única planta y una azotea, la superficie total es de 100 m². Se hacen los cálculos de potencia necesaria de la instalación, que es la razón principal para calcular las dimensiones de la placa fotovoltaica y el dimensionado de la instalación eléctrica.

1.2 Promotor de la Instalación

- Por un Mundo Mejor S.L
- Calle Quevedo, 7, 35005, Las Palmas de Gran Canaria. Las Palmas
- CIF: B35485022
- Teléfono: 612 345 678
- Email: josue.clavijo@mundolimpio.com
- Representante: Josué Clavijo González

1.3 Emplazamiento

Islas Canarias. Islote de la Alegranza

Altitud: 20 m

Coordenadas: Latitud: 29° 23' 57.79" N Longitud: 13° 30' 38.09" O



Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

Fig 1.1. Islas Canarias



Fig 1.2. Lanzarote y el Archipiélago Chinijo



Fig. 1.3. Islote de la Alegranza



Fig.1.4. Emplazamiento

1.4 Descripción de la vivienda

Es una casa antigua ubicada en el islote de la Alegranza, la única que permanece en pie, dispone de una única planta y una azotea, la superficie total es de 100 m². La distribución de la vivienda es la siguiente:

- Cocina
- Salón Comedor
- Baño
- Dormitorios (2)
- Cuarto de aseo

1.5 Reglamentación

Se enumeran cuantas disposiciones normativas son de aplicación en un proyecto de estas características, tanto de carácter estatal como regional o local.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002.

- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- UNE 20.324: Grados de Protección proporcionados por las envolventes (código IP).
- UNE 21.027: Cables aislados con goma de tensiones asignadas inferiores o iguales a 450/750V.
- UNE 21.030: Conductores aislados cableados en haz de tensión asignada 0,6/1 kV, para líneas de distribución y acometidas.
- UNE 21.1002: Cables de tensión asignada hasta 450/750 V con aislamiento de compuesto termoplástico de baja emisión de humos y gases corrosivos. Cables unipolares sin cubierta para instalaciones fijas.
- UNE-EN 50.102: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra impactos mecánicos externos (código IK).
- UNE-EN 60.598: Luminarias.
- UNE-EN 60.998: Dispositivos de conexión para circuitos de baja tensión para usos domésticos y análogos
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. Por el que se regulan las condiciones técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos

administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

Y resto de normas que le sean de aplicación.

1.6 Alcance

El objetivo del proyecto consiste en abastecer de energía eléctrica a una vivienda aislada en un Islote al que no llega el tendido eléctrico y que permita el aprovechamiento de la energía solar radiada para producir electricidad que se pueda emplear para el consumo directo en la vivienda.

El proyecto analiza las posibilidades que ofrece una instalación de energía solar fotovoltaica, formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos montados sobre cubierta.

Según el artículo 3.1, apartado j), del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, define como instalación aislada *aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena. Las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se considerarán aisladas a los efectos de la aplicación de este real decreto.*

Al garantizarse la no interrelación de la instalación generadora de autoconsumo con la red de distribución, este tipo de instalación quedan fuera del ámbito de aplicación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, reguladora de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y también queda fuera del ámbito de aplicación del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, en el que en su artículo número 2, deja muy claro que no se aplica a las instalaciones completamente desconectadas de la red eléctrica. Esto significa que nuestra instalación no tiene ningún punto de conexión física con la red de distribución eléctrica.

Esta instalación de autoconsumo total, por su no afección a la red de distribución, tiene su encaje jurídico en la instrucción ITC.BT-40, del Reglamento electrotécnico de baja tensión aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, bajo la denominación de instalaciones generadoras aisladas; “aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la Red de Distribución Pública.”.

En cuanto al procedimiento administrativo de autorización administrativa y de puesta en servicio, las instalaciones de autoconsumo total se rigen por el DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

Es de gran relevancia en el proyecto la búsqueda de la máxima integración de las instalaciones en el emplazamiento escogido, de manera que su posible afectación sea mínima. Sobre todo, porque nos hayamos en un entorno natural de gran valor ecológico.

A nivel técnico se exponen y analizan los diferentes elementos que integran la instalación para asegurar su correcto funcionamiento.

La memoria técnica se ha redactado de manera que cumpla con las normativas de aplicación, la relación de éstas ha sido incluida en el pliego de condiciones técnicas.

Se adjuntan los planos y los esquemas eléctricos necesarios para la ejecución del proyecto.

Se adjuntan los cálculos justificativos que garantizan el correcto funcionamiento de la instalación y el cumplimiento con los requerimientos de la normativa vigente.

1.7 Ventajas de las energías renovables

-No producen emisiones de CO₂ ni otros gases contaminantes a la atmósfera.

-No generan residuos de difícil tratamiento.

Además, son autónomas (no dependen de ningún suministro externo). Dentro de las energías renovables nos encontramos con un gran grupo de posibilidades (energía solar fotovoltaica, hidráulica, eólica, geotérmica, biomasa, etc.) de las cuales por sus características y forma de generar energía sólo se podría dar uso a un número determinado de ellas. Nosotros nos hemos decantado por la energía solar fotovoltaica.

Teniendo en cuenta las características de nuestra instalación y las necesidades, se decide realizar un estudio en base a la energía solar fotovoltaica por ser un sistema que no tiene partes móviles, no genera ruidos ni emite gases y todos los componentes se encuentran dentro de la vivienda, excepto las placas solares que se podrán integrar en la azotea, reduciendo el impacto visual que ocasionará y no molestando a los seres vivos de este hábitat.

1.8 Introducción al efecto fotovoltaico

El efecto fotoeléctrico es el desprendimiento de electrones de ciertos materiales por la acción de luz u otra radiación electromagnética. Los diferentes efectos fotoeléctricos son tres:

- Fotoemisivo o foto externo: provoca en el material un arranque de electrones con liberación de los mismos. En una célula fotoeléctrica operada por este principio, los electrones emitidos se recolectan por un electrodo positivo. Bajo la influencia de un voltaje aplicado se crea una corriente eléctrica linealmente proporcional a la intensidad de luz incidida.

- Fotoconductor o fotointerno: modifica la conductividad eléctrica del material. El incremento en la conductividad eléctrica es proporcional a la intensidad de luz recibida y causa un incremento en la corriente de un circuito externo. El efecto fotoconductor no genera energía, pero se puede emplear en elementos sensores de luz (alumbrado público, automóvil...).

- Fotovoltaico: crea una fuerza electromotriz en el material (la presencia de luz hace que se genere una fuerza electromotriz a través del límite de dos sustancias). En las células solares fotovoltaicas, esa fuerza electromotriz que aparece genera un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Tiene la ventaja sobre los demás procesos de no requerir tensión auxiliar, por eso es utilizado para la conversión directa de energía solar en energía eléctrica.



Fig. 1.5. Célula solar fotovoltaica.

1.8.1 La célula solar fotovoltaica

La fabricación de las células fotovoltaicas son los semiconductores. La principal propiedad de este tipo de materiales es que la energía necesaria para separar a ciertos electrones de su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Se le llama semiconductores debido a su comportamiento eléctrico.

1.8.1.1 El silicio

El semiconductor más utilizado para la construcción de células solares fotovoltaicas es el silicio, y en función de la ordenación de los átomos en la célula, puede presentarse como silicio amorfo, policristalino o monocristalino.

Se utiliza mucho en la industria electrónica de componentes como base de todos los transistores, circuitos integrados, diodos, y otros componentes electrónicos. Por ello, la tecnología del silicio está bien asentada.

1.8.1.2 La unión p-n

El sol, al incidir sobre la célula fotovoltaica transfiere a los electrones de la zona “n” la suficiente energía como para saltar ese campo eléctrico y llegar a la zona “p”. Ese electrón sólo podrá volver a su zona por el circuito exterior al que se conecta la célula generando una corriente eléctrica.

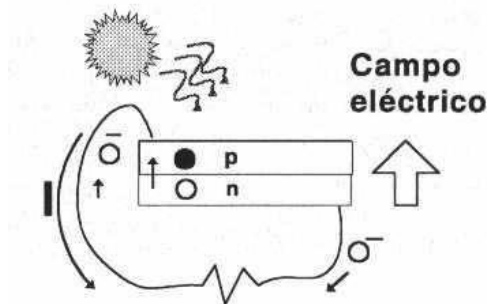


Fig.1.6. Generación eléctrica por efecto fotovoltaico en una unión p-n

Los contactos eléctricos que se hacen en ambas caras de la célula solar cumplen la función de recoger esa corriente eléctrica. La cara que no recibe luz solar se recubre totalmente, mientras que la cara expuesta al sol sólo se cubre parcialmente mediante una rejilla metálica. Esto permite recoger de forma eficiente los electrones generados en el interior de la célula, además de permitir que los rayos solares alcancen un porcentaje alto del área del material semiconductor.

Se obtiene así una especie de pila que sólo funciona cuando recibe luz solar. Esa “pila”, cuando incide sobre la luz solar, ofrece una diferencia de tensión de 0,5 V.



Fig. 1.7. Proceso de soldadura de la rejilla metálica durante el ensamblaje del panel.

1.8.2 El módulo solar fotovoltaico



Figura. 1.8. Panel fotovoltaico (A-320M 24V 6x12 6'').

Está constituido por células cuadradas fotovoltaicas de silicio monocristalino de alta eficiencia, de un tamaño de 6", capaces de producir energía con tan sólo un 4-5% de radiación solar. Este hecho asegura una producción que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos es suministrada por el Sol.

Las conexiones redundantes múltiples en la parte delantera y trasera de cada célula, ayudan a asegurar la fiabilidad del circuito del módulo. Gracias a su construcción con marcos laterales de aluminio anodizado y el frente de cristal templado ultra claro, de conformidad con estrictas normas de calidad, estos módulos soportan las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

La serie de 72 células de alta eficiencia, está totalmente protegida contra la suciedad, humedad y golpes por un frente especial de vidrio templado anti reflectante de bajo contenido en hierro y una lámina de back-sheet en su parte posterior, asegurando de esta forma su total estanqueidad.

La caja de conexiones intemperie con el terminal positivo y el negativo, lleva incorporados tres diodos de derivación, que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto, elevando así la eficacia del módulo en cualquier circunstancia.

Potencia	320W
Número de células en serie	72 de 6"
Corriente máxima	8,52 A
Tensión máxima	37,56 V
Corriente en cortocircuito	8,99 A
Tensión en circuito abierto	46,08 V

Tabla 1.1. Especificaciones técnicas de la placa solar ATERSA A320M

En la siguiente tabla se pueden ver el resto de especificaciones de la placa fotovoltaica, pero, para más información se puede observar en el anexo I. Las dimensiones son las de la placa sin estructura de sujeción.

- P_{máx}: Se llama potencia pico (unidades Wp) a la máxima potencia que puede generar la placa con una radiación incidente de 1000 W/m² y A.M. 1.5 (condiciones de día claro)

Altura	1965 mm
Ancho	990 mm
Profundidad	40 mm
Peso	21,5 Kgr
Células fotovoltaica placa	72

Tabla 1.2. Características físicas

1.8.2.1 Composición típica del módulo solar fotovoltaico

El módulo fotovoltaico normalmente consta de:

- Células solares fotovoltaicas y sus conexiones eléctricas.
- El encapsulante que cubre las células por arriba y por abajo.
- Una cubierta exterior transparente (cara activa del panel).
- Un protector posterior especialmente diseñado contra la humedad.
- El bastidor o marco que permite una estructura manejable.
- Los contactos de salida (el positivo y el negativo) en su caja de conexiones.
- Unos diodos para protección que van en la caja de conexiones.

1.8.2.2 Introducción los componentes del módulo solar fotovoltaico

1.8.2.2.1 Cara activa o cubierta exterior

Al estar expuestas a la acción de agentes climatológicos adversos, las células se protegen con una cubierta delantera transparente. Para este

inconveniente, lo que se utiliza, es el vidrio templado con bajo contenido en hierro, que tiene ventajas respecto a otros materiales, ya que ofrece una buena protección contra impactos y a la vez posee una excelente transmisión a la radiación solar.

Por el exterior, el vidrio, tiene una superficie lisa, para no retener nada que dificulte el paso de la radiación solar. Por el interior es rugosa para aumentar la superficie de contacto y mejorar la adherencia con el encapsulante.

1.8.2.2.2 Encapsulante

El encapsulante suele ser el que menos vida útil tiene, y en muchas ocasiones determina el tiempo que el módulo puede funcionar.

El encapsulante da cohesión al conjunto al rellenar el volumen existente entre las cubiertas delantera y trasera y amortigua las vibraciones e impactos que se pueden producir. Pero su misión principal es la de proteger las células solares y los contactos eléctricos de la humedad. Los materiales que se emplean tienen una alta transmisión de la radiación solar y baja degradabilidad frente a las radiaciones ultravioletas y al paso del tiempo.

Se utiliza el acetato de etilen-vinilo, que es un polímero transparente que además de tener igual índice de refracción que el vidrio, tiene también ventajas en el proceso de laminación del módulo.

1.8.2.2.3 Protección posterior

Se encarga de proteger contra los agentes atmosféricos. La protección posterior será acrílica. La protección posterior tiene tres capas, tedlar-poliéster-tedlar.

La protección posterior en su cara interna es de color blanco para favorecer el rendimiento del módulo, ya que refleja la radiación que incide entre los huecos

que dejan las células, radiación que posteriormente se refracta en las rugosidades del vidrio para incidir finalmente sobre las células.

1.8.2.2.4 Bastidor o marco soporte

Protege de golpes laterales, proporciona rigidez mecánica al conjunto y lo hace manejable. El marco soporte facilita la instalación del módulo y favorece el montaje en estructuras que agrupan a varios módulos. Son piezas ensambladas entre sí y con un cordón de silicona para un perfecto sellado.

Se emplea el aluminio anodizado y el marco lleva un revestimiento protector resistente al ambiente marino.

1.8.2.2.5 Contactos eléctricos de salida

Permiten la evacuación de energía eléctrica producida por el conjunto de células.

Lo adecuado es que incorporen una caja de conexiones estanca y sujeta al marco por la parte en la que salen los terminales de interconexión. Que el módulo incorpore una caja de Conexiones de calidad es muy importante, ya que debe garantizar que no penetre la humedad en esa zona y, a la vez, facilitar el cableado para que la conexión de una gran cantidad de módulos no sea complicada.

1.8.2.2.6 Diodos

Se instalan para proteger al panel solar fotovoltaico de efectos negativos producidos por sombras parciales sobre su superficie. Este efecto, es denominado efecto sombra.

1.8.2.2.7 Características eléctricas

Las células fotovoltaicas del panel proporcionarán más o menos electricidad en función de la mayor o menor cantidad de energía solar que incida sobre su

superficie. Pero, además, la respuesta del panel o módulo solar frente a la radiación solar queda determinada por todos los materiales empleados.

Además de información general del producto, el tipo de célula, las características físicas del panel (ancho, largo, espesor y el peso), el tipo de caja de conexión, esquema o descripción con las distancias de los agujeros de fijación del marco, aparece lo que se denomina la curva I-V (curva intensidad-voltaje) del módulo solar.

La curva característica I-V de un módulo fotovoltaico informa sobre los distintos valores de tensión e intensidad que puede proporcionar ese módulo. Se obtiene en condiciones de medida de uso universal, conectando el panel a una resistencia cuyo valor va variando de cero a infinito mientras se miden los distintos valores que resultan de intensidad y tensión. Las condiciones estándar para medir las respuestas de los paneles fotovoltaicos son:

- Condiciones CEM (condiciones estándar de medición). Se corresponden a una intensidad de luz radiante de 1000 W/m^2 , una distribución espectral (Masa de Aire) AM 1,5 y una temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Aquí se miden la potencia máxima (P_{max}) que puede suministrar el panel, la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) y la tensión de circuito abierto (V_{oc}).
- Condiciones TONC (temperatura de operación nominal de la célula). Se corresponden a una intensidad de luz radiante de 800 W/m^2 , una velocidad de 1 m/s del viento sobre el módulo, una distribución espectral AM 1,5 y una temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$. El valor TONC de muchos módulos del mercado actual se encuentra entre $40 \text{ }^\circ\text{C}$ y $46 \text{ }^\circ\text{C}$.

Los parámetros que se reflejan en una curva I-V son:

- Intensidad de cortocircuito (I_{sc})
- Intensidad en el momento de máxima potencia (I_{max})

- Tensión de circuito abierto (V_{oc})
- Tensión en el momento de máxima potencia (V_{max})
- Potencia pico o potencia máxima (P_{max})
- Las condiciones de operación.

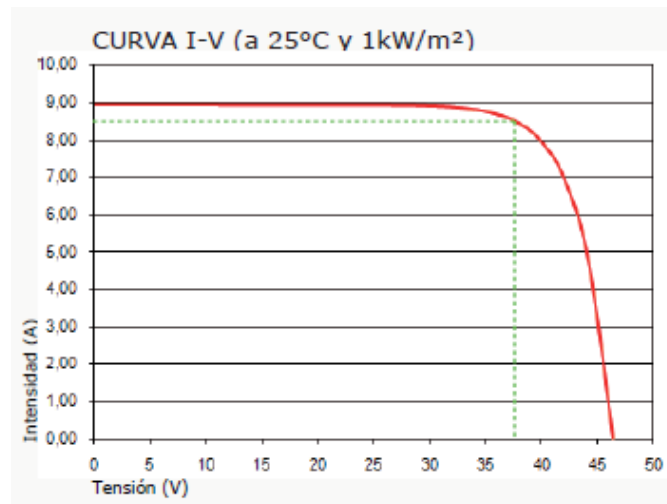


Fig. 1.9 Curva característica I-V del panel fotovoltaico.

1.8.2.2.8 Intensidad de cortocircuito (I_{sc}) y tensión de circuito abierto (V_{oc})

Es la intensidad máxima que se puede obtener del panel solar, en las condiciones CEM, provocando un cortocircuito. Al no haber resistencia al paso de la corriente el voltaje es cero.

Es el voltaje máximo que se puede obtener del panel solar, en las condiciones CEM, en circuito abierto. Al no haber conexión entre los bornes del panel, la intensidad es nula.

1.8.2.2.9 Potencia pico o potencia máxima (P_{max})

La potencia que es capaz de suministrar un panel se da en vatios pico (Wp). El panel fotovoltaico funciona a potencia máxima cuando proporciona una corriente y una tensión tal que su producto es máximo ($I_{max} \times V_{max} =$

P_{max}). A ese punto de coordenadas (I_{max} , V_{max}) se le denomina punto de máxima potencia.

Normalmente un panel no trabaja a potencia máxima debido a varios condicionantes, entre otros a que la resistencia exterior está dada por las condiciones particulares del circuito al que esté conectada (la instalación).

Si se colocase un panel orientado al sol en el exterior de la atmósfera terrestre, recibiría aproximadamente una intensidad de radiación de 1354 W/m^2 , es la llamada constante solar. A medida que la radiación solar penetra en la atmósfera, va perdiendo intensidad al atravesar aire, vapor de agua, polvo, contaminación. Depende de algún otro factor, pero la energía solar que llega a la superficie terrestre, a nivel del mar, y en las horas centrales de un día soleado, tiene una intensidad de 1000 W/m^2 . Los otros 354 W/m^2 se pierden.

Si durante una hora, un módulo solar fotovoltaico de 320 Wp de P_{MAX} recibe una radiación de 1000 W/m^2 , producirá 320 Wh (vatios hora). Si recibe menor radiación, el módulo generará proporcionalmente menor energía.

1.8.2.2.10 Intensidad y voltaje en el punto de máxima potencia

Las mediciones I_{sc} y V_{oc} son casos extremos que se realizan sin conectar ninguna carga al panel solar. En la vida real del módulo, lo normal es que esté conectado a una carga (un consumo, una batería...) y que fluya una corriente eléctrica al circuito exterior del módulo, circuito que es real y tiene una determinada resistencia al paso de la corriente.

Entonces, el trabajo del panel viene dado por la intensidad (I) y la tensión (V) que determine la resistencia del circuito y siempre serán valores más pequeños que I_{sc} y V_{oc} . A la intensidad y al voltaje que correspondan a la

potencia máxima que es capaz de generar el panel se les denomina (aunque no sea correcto) intensidad máxima (I_{max}) y voltaje máximo (V_{max}).

En la curva I-V de la Figura 1.9, se observa que V_{oc} es mayor que V_{max} , y que I_{sc} es mayor que I_{max} . El nombre de intensidad máxima y de voltaje máximo se les da por corresponder al punto de máxima potencia.

Sobre el hecho de que el panel solar tiene que cargar un sistema de acumulación de 12 V (caso típico), y para hacerlo el panel siempre tendrá que tener una tensión superior a 12 V, aún en condiciones de baja, pero aprovechable radiación solar.

1.8.2.2.11 Factor de forma (FF)

Es un concepto técnico, poco conocido y muy válido. FF siempre será un valor más pequeño que 1 y el módulo fotovoltaico será tanto mejor cuanto más se aproxime a 1 su factor de forma. Entre 0,65 y 0,84 se encuentran muchos modelos de paneles. Las células de silicio monocristalino suelen tener mejor valor.

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{sc} * V_{oc}}$$

1.8.2.2.12 Influencia de la temperatura

Al colocar el panel al sol se produce electricidad, pero también se provoca el calentamiento de las células. La temperatura de trabajo de las células puede ser de 20° a 25 °C superior a la temperatura ambiente. Y, al igual que ocurre en muchos dispositivos eléctricos y/o electrónicos, el exceso de temperatura resta eficacia. Esa pérdida de eficacia se puede cifrar en un 0,5% menos de potencia por cada grado de temperatura por encima de 25 °C.

1.8.2.2.13 El punto caliente

En lo que se refiere al problema del punto caliente, lo mejor será poner un ejemplo. Sea un módulo de 36 células asociadas en serie, de las cuales 35 producen igual y la restante produce muy por debajo de las demás.

Si dentro del módulo una célula se encuentra sombreada y las otras no, se ve obligada a comportarse como una carga. En vez de producir energía, la consume, y comienza a disipar la energía generada por las demás. La célula sombreada eleva su temperatura. Y este problema puede llegar a dañar de forma irreversible el encapsulante.

Para resolver este inconveniente, se colocan diodos de protección dentro de la caja de conexiones del módulo. Estos diodos van conectados en paralelo con grupos de células asociadas en serie. Si el módulo trabaja correctamente no influyen en el funcionamiento, pero cuando algunas células se polarizan inversamente, el diodo proporciona un camino de paso a la corriente y limita la potencia a disipar por célula.

El problema de punto caliente puede deberse a que el montaje de módulos solares se haya realizado en los meses del verano, sin tener en cuenta las posibles sombras arrojadas sobre las células por cualquier obstáculo en otras épocas del año, o también que el módulo tenga una zona mucho más sucia que otra y que por ello algunas células reciban mucho menos radiación que otras.

1.9 Elementos de la instalación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica se puede describir como una instalación eléctrica que incluye todos o algunos de los siguientes elementos:

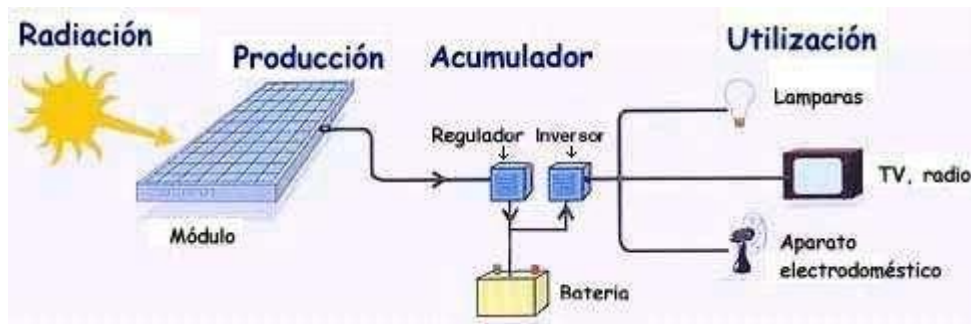


Fig. 1.10. Esquema básico de una instalación fotovoltaica aislada

- El generador solar fotovoltaico. Compuesto de un número determinado de módulos fotovoltaicos convenientemente conectados, situados de tal forma que reciban sobre su superficie la energía solar necesaria para la generación fotovoltaica calculada en cada aplicación.
- El sistema de acumulación. Tiene la función principal de acumular la energía generada en exceso en momentos de bajo consumo o alta insolación, para entregarla cuando se produzcan consumos altos o haya baja o nula insolación.
- El acondicionamiento de la potencia. Son un conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que trabajan entre la generación, acumulación y consumo de electricidad. Además, aportan el control y la protección necesaria para la instalación. Los más conocidos son el regulador y el convertidor.
- Los consumos. Pueden ser de origen y características diversas, pero básicamente se pueden hacer dos grandes grupos, los consumos en corriente continua (CC) y los consumos en corriente alterna (CA).

Se procede a comentar con más detalle los siguientes cuatro elementos:

- El campo solar fotovoltaico o generador solar fotovoltaico.
- El regulador.
- El acumulador.

- El convertidor.

1.9.1 El generador solar fotovoltaico

Uno o varios paneles constituyen un generador solar fotovoltaico. Como norma general de aplicación en las instalaciones de energía solar fotovoltaica, todas las células que forman un módulo responden a la misma descripción y a la misma curva de I-V. Y todos los módulos que forman un generador responden a la misma descripción y a la misma curva de I-V. Es decir, no se deben montar módulos de distintas características y potencias. Todos los módulos que forman un generador solar fotovoltaico han de tener las mismas características eléctricas.

Las instalaciones fotovoltaicas deben atenerse a lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). La conexión eléctrica entre paneles o módulos solares puede ser de tres clases:

- Conexión en serie. Aumenta la tensión.
- Conexión en paralelo. Aumenta la intensidad.
- Combinando las dos primeras hasta lograr la intensidad y tensión necesaria.

Al conectar dos paneles iguales en paralelo, la tensión que se obtiene es igual que la de un solo módulo, sin embargo, la intensidad es el doble. Si por el contrario la conexión es en serie, la intensidad que se obtiene es la misma que la de un solo módulo, pero la tensión es el doble.

Un generador fotovoltaico está calculado para que genere una tensión de salida algo superior a la tensión que necesita un acumulador para completar su carga; de esta forma, el generador fotovoltaico siempre estará en condiciones de cargar el acumulador, incluso en condiciones adversas (temperatura de las células alta, o baja insolación...). Cuando se habla de

tensión teórica de trabajo, en un sistema, de 24 voltios, el panel tiene que suministrar una tensión superior a ésta para poder así cargar las baterías; es decir, la tensión real es mayor.

Con bastante frecuencia se realizan conexiones tanto en serie como en paralelo hasta conseguir los valores idóneos para cada aplicación.

1.9.1.1 Inclinación y orientación

Para obtener el mayor rendimiento del generador fotovoltaico se ha de procurar que reciba la mayor cantidad posible de luz solar sobre su superficie activa. Y como el sol varía su posición en el cielo cambiando su altura y la inclinación de sus rayos, se debe determinar cuál será la colocación ideal.

Lo más avanzado en esta materia consiste en no realizar cálculos de ningún tipo y dotar al generador de un dispositivo que haga que el conjunto de paneles siga continuamente la trayectoria del sol en el cielo. De esta manera se puede obtener el máximo de energía solar. Pero, sin embargo, hoy por hoy, un seguidor solar también tiene sus limitaciones ya que requiere una inversión económica, un mantenimiento y, además, consume energía eléctrica.

1.9.2 El acumulador

En las instalaciones fotovoltaicas autónomas, los módulos solares fotovoltaicos, una vez instalados, siempre se encuentran disponibles para generar electricidad. Sin embargo, la cantidad de radiación solar que reciben se presenta variable, sometida al ciclo diario de los días y las noches, al ciclo anual de las estaciones y a la variación aleatoria del estado de la atmósfera con sus días claros, nubosos, tormentas, etc.

Por ello, puede ocurrir muchas veces que la energía que una instalación fotovoltaica entrega difiere, por exceso o por defecto, de la que demandan los consumos conectados a ella. Y en la mayoría de los casos, el correcto abastecimiento exige almacenar energía cuando la producción es superior a la demanda, para utilizarla en situación contraria.

El acumulador almacena energía siendo capaz de transformar la energía potencial química en energía eléctrica, y cumple las siguientes funciones:

- Es capaz de suministrar energía en cada momento independientemente de la producción eléctrica de los módulos fotovoltaicos en ese momento, pudiendo alimentar los consumos durante varios días.
- Es capaz de mantener un nivel de tensión estable, proporcionando un voltaje constante dentro de un cierto rango independientemente de que el generador funcione en ese momento o no.
- Es capaz de suministrar una potencia superior a la que el generador solar podría dar en un momento propicio.

Pero la utilización de acumuladores tiene también sus inconvenientes:

- Almacenar energía en baterías siempre conlleva una pérdida energética, y no toda la energía que entra en un acumulador puede ser retirada después en el proceso de descarga.
- Cuanto mayor uso se le dé al acumulador, antes llegará a su fin. Y la vida útil de un acumulador no se mide en años, se mide en ciclos. Un ciclo es el proceso completo de carga y de descarga. Si el acumulador tiene una vida útil de 3.000 ciclos puede darse el caso de completarlos en 8 ó 9

años, dependiendo de la aplicación y de la utilización, además de otros factores.

Se elige el acumulador acorde a la demanda admitida, en este caso **BATERÍA ENERSOL T1000**, para más información de esta, lo podemos encontrar en el anexo II, que más abajo se describe.



Figura. 1.11 Batería Enersol T1000

Tipo	Capacidad Ah en C100	Dimensiones (mm)			Precio (€)
		Ancho	Largo	Alto	
Enersol T - 1000	993	199	155	556	257,23€

Tabla 1.3. Características de la batería Enersol T 1000

1.9.2.1 Características eléctricas

- Tensión de Flotación: 2,23 V/elemento a 20°C
- Tensión de carga rápida: 2,4 V/el
- Auto descarga: inferior a 2% mensual a 20°C
- Corriente de cortocircuito: 5,991 x C10 (A)
- Resistencia interna: 0,34/C10 (Mohn)

La elección del sistema de acumulación de una instalación solar siempre es un compromiso entre la economía y la idoneidad, respetando por supuesto, el principio de procurar la calidad mínima necesaria que asegure la fiabilidad y la larga vida de la instalación.

En las instalaciones autónomas, se demandan bastantes consumos en horas en las que no luce el Sol, por eso se necesita un acumulador adecuado. Un acumulador que, además, debe ser garantía de abastecimiento en periodos con condiciones desfavorables de generación fotovoltaica, como en invierno, cuyas noches son más largas que en verano y hay menor disponibilidad del recurso solar. En estos casos el sistema de acumulación adquiere una relevancia extraordinaria en el conjunto de la instalación.

Por otro lado, existen instalaciones fotovoltaicas en las que los consumos también se conectan en las horas de Sol. Entonces el acumulador trabaja menos ya que existe una potencia que se aprovecha directamente del generador fotovoltaico a través del regulador. Es decir, el consumo también recibe energía de los paneles solares, y no sólo del acumulador. En estos casos puede ser de menor tamaño, y no tener tanta importancia en la instalación.

De ciclo o descarga superficial. Batería compuesta de placas pequeñas que no puede soportar mucha descarga antes de llegar a un bajo nivel de carga. Estas baterías tienen una descarga rutinaria entre el 10 y el 15% y alguna vez alcanzan el 60% en un ciclo más profundo.

1.9.3 El regulador

Se utilizará el regulador del tipo SOLARIX 2401, para más información ver anexo III.



Fig. 1.12. Regulador solarix 2401

Tipo	Tensión máxima	Corriente Nominal de carga	Precio (€)
SOLARIX 2401	12/24	40 A	183

Tabla 1.4. Características del regulador SOLARIX 2401

Altura	188 mm
Ancho	128 mm
Profundidad	49 mm

Tabla 1.5. Características físicas del regulador SOLARIX 2401

La principal misión del regulador es la de gestionar la corriente eléctrica que absorbe o cede (en corriente continua) el acumulador o batería de acumuladores. Vigilando el ciclo de carga y descarga, desarrolla un papel fundamental en la gestión de una instalación fotovoltaica autónoma: Proporciona el control que día a día se necesita. El regulador siempre es recomendable para la seguridad y protección del sistema de acumulación, y en la casi totalidad de las ocasiones es de utilización obligatoria.

Su labor consiste en evitar sobrecargas y sobre descargas en las baterías. Si el acumulador está lleno y el panel recibe radiación, éste intentará inyectar energía en la batería sobrecargándola. Para evitarlo el regulador corta esta inyección de energía. Y en el caso contrario, si el acumulador está bajo de

carga y se intenta seguir extrayendo energía, el regulador corta el suministro de energía protegiendo así la batería.

1.9.4 Inversor

Se utilizará el inversor STECA HPC 4400-24, para más información ver anexo IV.



Fig. 1.13 Inversor – cargador batería 24V – 4400 VA senoidal

Tipo	Tensión máxima	Tensión de salida	Precio (€)
STECA HPC4400	24	230 V alterna	4626

Tabla 1.6. Características del inversor STECA HPC 4400-24

Altura	480 mm
Ancho	288 mm
Profundidad	242 mm
Peso	39 Kg.

Tabla 1.7. Características físicas del inversor STECA HPC 4400

Se trata de un dispositivo, cuya finalidad es la de adaptar las propiedades de la corriente eléctrica generada o acumulada a las de la corriente eléctrica requerida total o parcialmente por los consumos.

Este convertidor debe incorporar un circuito de arranque automático que detecte cuándo se conecta un consumo. Mientras se encuentre en estado de

espera y no esté alimentando ninguna carga, el convertidor consume muy poca energía. Se activa cuando detecta algún consumo por encima de un valor prefijado y una vez finalizada la demanda de energía el convertidor se detiene quedando de nuevo en espera.

Incorpora protecciones como la toma de tierra, la protección contra sobrecarga, contra cortocircuito, contra el aumento de temperatura del convertidor, y contra el bajo voltaje en el acumulador (así, al igual que el regulador, evita la descarga excesiva de las baterías).

1.10 Radiación diaria

Se denomina HSP al número de horas diarias que, con una irradiancia solar ideal de 1000 W/m^2 proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día. Este concepto se explica gráficamente en la Figura. 6.1.

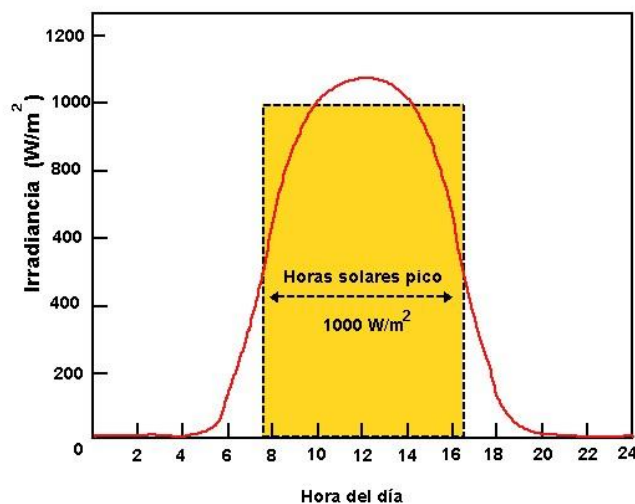


Fig. 1.14 Concepto de "Horas Sol Pico"

Es decir, si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1000, se obtienen las HSP. Se puede deducir fácilmente que si los valores de radiación solar disponibles están expresados en Kwh. /m^2 , coinciden numéricamente con los que resultan al expresarlos en HSP.

1.11 Mantenimiento de la instalación fotovoltaica

Siempre es recomendable la utilización de productos cuyo proceso de fabricación posea certificado de calidad, las instalaciones fotovoltaicas necesitan un mantenimiento muy pequeño, pero totalmente necesario.

Con relación al mantenimiento, y dependiendo de cada caso, en las instalaciones fotovoltaicas se deben considerar dos puntos:

- Las actuaciones necesarias a realizar por el usuario.
- Las operaciones de mantenimiento que sólo el instalador debe realizar.

Será conveniente apuntar todas las operaciones y las fechas en las que se realicen en un Libro de Mantenimiento, y también resultará de gran ayuda disponer de un contrato de mantenimiento pactado desde el principio con el instalador, contrato en el que se determinen todos los trabajos de mantenimiento que es preciso realizar.

El mantenimiento preventivo se basa en los siguientes puntos:

- Realizar siempre un uso racional de la energía eléctrica.
- Procurar aprovechar al máximo la luz natural.
- Pintar las paredes y techos de color claro. Con ello, será necesaria menor potencia

Para la misma sensación de luminosidad.

- Dimensionar la potencia de consumo en relación con las necesidades.
- Seleccionar los aparatos de consumo en función de su eficiencia energética.
- Limpiar y cuidar los equipos eléctricos.
- Evitar la conexión simultánea de todos los aparatos eléctricos.

- será recomendable realizar la primera inspección a una instalación fotovoltaica a los 45 días de su puesta en marcha, aunque se estime que esté funcionando correctamente.
- Dependiendo del tamaño, composición, y aplicación, será recomendable realizar una inspección de mantenimiento al menos dos veces al año.

1.11.1 Mantenimiento de los módulos solares

Debido a varios agentes de diferente origen, la suciedad se irá acumulándose sobre el generador solar haciendo que llegue menos luz a las células fotovoltaicas y con ello se disminuya su potencia. Será conveniente limpiar los paneles al menos dos veces al año y muy especialmente al comenzar el invierno.

1.11.2 Mantenimiento de Sistema de regulación y otros equipos

El regulador, el convertidor y otros equipos electrónicos. El mantenimiento se reduce a revisiones periódicas que verifiquen las condiciones de trabajo de los equipos.

- Se debe Comprobar el estado de las conexiones y el apriete de los bornes. Todo ello para que se garantice un buen contacto eléctrico.
- Se debe Impedir la acumulación de polvo y suciedad que se pueda quedar en los dispositivos de ventilación de los equipos.
- Se realizará una observación general del estado y funcionamiento. Esta se debe realizarse a partir de la documentación entregada.

1.11.3 Acumuladores

Los acumuladores son los elementos que requieren una mayor atención en la instalación fotovoltaica.

Por lo general, el acumulador es el elemento más frágil y menos duradero de un sistema solar fotovoltaico, y la correcta comprensión de su funcionamiento y características alarga su vida útil.

Las tareas más importantes del mantenimiento del acumulador se pueden resumir en:

- Comprobación y limpieza de los terminales.
- Verificación del nivel de electrolito.
- Medida de la densidad del electrolito.
- Comprobación de la utilización del acumulador.

En la inspección del estado de los bornes de las baterías habrá que asegurarse de que son firmes, se limpiarán los posibles depósitos de sulfato y se tratarán con un inhibidor de corrosión todas las conexiones.

1.12 Instalación eléctrica

En la instalación eléctrica se contemplarán todos los puntos necesarios para poder suministrar la energía eléctrica producida por la central fotovoltaica, a todos los puntos de la casa que sea necesario.

Para ello se dimensionará los conductores según las características de cada uno y los conductos por los cuales circularán, y se protegerá la instalación, colocando dispositivos de protección debidamente calculados para proteger a las personas, seres vivos y los bienes frente a riesgos eléctricos.

La instalación cumplirá todo lo establecido en el, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, REBT (RD 842/2002, de 2 de agosto, publicado en el <<BOE>> de 18 de septiembre de 2002, suplemento del núm., 224).

1.12.1 Datos de partida (Relación de los consumos a instalar)

En la tabla siguiente especificamos los dispositivos a instalar de la casa, con los indicadores que les corresponden en cuanto a tensión, potencia y factor de potencia.

Equipo de consumo	Nº Unidades	Pot unit (w)	Pot Total (w)	U (V)	Cos ϕ
Lámparas	10	7	140	230	0,5
TV	1	75	83	230	0,9
Nevera	1	100	111	230	0,9
Lavadora	1	130	144	230	0,9
Equipos específicos	2	75	166	230	0,9
Microondas	1	640	711	230	0,9
Portátil	2	65	144	230	0,9
Pequeños electrodomésticos	2	50	111	230	0,9
TOTAL			1610		

Tabla.1.8. Equipos de consumo

1.12.2 Subdivisión de la instalación

Las diferentes líneas de distribución, partirán de una única línea (Línea de salida del convertidor a 230 VAC), que se encontrará situado en la pared colindante que hay junto al local de las baterías.

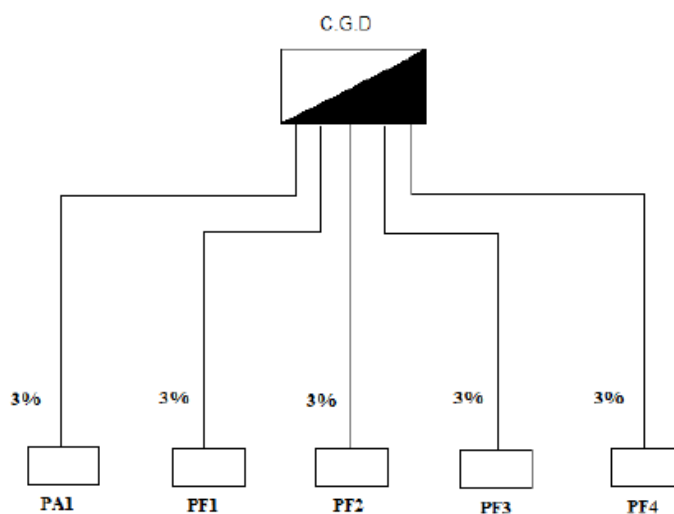


Fig. 1.15. Subdivisión de la instalación

PA1: circuito de iluminación. (1,5mm²; PIA 10A; tubo 16mm)

PF1: circuito (televisor-PC-equipos específicos). (2.5mm²; PIA 16 A; tubo 20mm)

PF2: circuito de nevera. (2.5mm²; PIA 16 A; tubo 20mm)

PF3: circuito de lavadora. (2.5mm²; PIA 16 A; tubo 20mm)

PF4: circuito de pequeños electrodomésticos y microondas. (2.5mm²; PIA 16 A; tubo 20mm)

1.12.3 Elección del cable

1.12.3.1 Código de colores

Para el circuito de corriente continua se utiliza el siguiente código de colores:

- **Rojo:** para el polo positivo o conductor activo. Se indica como + en la representación del esquema.
- **Negro:** para el polo negativo. Se indica como - en la representación del esquema.

También se puede utilizar otro color, colocando una cinta del color que corresponda en sus extremos.

Para el circuito de corriente alterna (230 V) se utiliza el siguiente código de colores:

- **Negro, marrón o gris:** para la fase. Se indica como L en la representación del esquema.
- **Azul:** para el neutro. Se indica como N en la representación del esquema.
- **Bicolor (amarillo y verde):** para la toma de tierra. Se indica como T en la representación del esquema.

1.12.3.2 Tipo de manguera

Para la instalación del cableado que va desde los módulos fotovoltaicos se utiliza manguera de instalación al aire, con un grado de protección de 0,6/1 KV para el uso a la intemperie. Cambia el cable que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el regulador y la batería.

Con manguera unipolar o bipolar, como máximo dos conductores: uno para el polo positivo y otro para el polo negativo.

También se suele utilizar que sea de cable flexible, para facilitar así su manipulación. Este tipo de cable (hasta 1000 V), se rigen por la norma UNE 21123.

1.12.4 Secciones de los conductores y protecciones

Para el cálculo de la sección de los conductores se tiene en cuenta el reglamento electrotécnico de baja tensión. En particular, la ITC-BT-25, donde se trata las instalaciones en interiores de viviendas.

Nuestra casa, como la mayoría de casas de instalaciones fotovoltaicas aisladas, son de un grado de electrificación básica. Por lo tanto, la instalación se divide en cinco circuitos independientes, descritos en la Tabla 1 de la ITC-BT-25. En esa misma tabla, se nos indica la sección mínima de los conductores, así como el diámetro del tubo, interruptor automático, etc

Circuito de utilización	Potencia prevista por toma (W)	Factor simultaneidad F_s	Factor utilización F_u	Tipo de toma ⁽⁷⁾	Interruptor Automático (A)	Máximo nº de puntos de utilización o tomas por circuito	Conductores sección mínima mm^2 ⁽⁸⁾	Tubo o conducto Diámetro mm ⁽⁹⁾
C ₁ Iluminación	200	0,75	0,5	Punto de luz ⁽⁷⁾	10	30	1,5	16
C ₂ Tomas de uso general	3.450	0,2	0,25	Base 16A 2p+T	16	20	2,5	20
C ₃ Cocina y horno	5.400	0,5	0,75	Base 25 A 2p+T	25	2	6	25
C ₄ Lavadora, lavavajillas y termo eléctrico	3.450	0,66	0,75	Base 16A 2p+T combinadas con fusibles o interruptores automáticos de 16 A ⁽⁸⁾	20	3	4 ⁽⁶⁾	20
C ₅ Baño, cuarto de cocina	3.450	0,4	0,5	Base 16A 2p+T	16	6	2,5	20
C ₆ Calefacción ⁽¹²⁾	---	---	---	---	25	---	6	25
C ₉ Aire acondicionado ⁽¹²⁾	---	---	---	---	25	---	6	25
C ₁₀ Secadora	3.450	1	0,75	Base 16A 2p+T	16	1	2,5	20
C ₁₁ Automatización ⁽¹²⁾	---	---	---	---	10	---	1,5	16

Tabla 1.9. Características eléctricas de los circuitos ITC-BT-25

En nuestro caso no se tiene en cuenta la línea de cocina-horno o termo, ya que se usa como fuente de energía las bombonas de gas butano.

Estancia	Circuito	Mecanismo	nº mínimo	Superf./Longitud
Acceso	C ₁	pulsador timbre	1	
Vestibulo	C ₁	Punto de luz Interruptor 10.A	1 1	-- --
	C ₂	Base 16 A 2p+T	1	--
Sala de estar o Sal6n	C ₁	Punto de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
	C ₂	Base 16 A 2p+T	3 ⁽¹⁾	una por cada 6 m ² , redondeado al entero superior
	C ₈	Toma de calefacci6n	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²)
	C ₉	Toma de aire acondicionado	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²)
Dormitorios	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
	C ₂	Base 16 A 2p+T	3 ⁽¹⁾	una por cada 6 m ² , redondeado al entero superior
	C ₈	Toma de calefacci6n	1	--
	C ₉	Toma de aire acondicionado	1	--
Ba6os	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	-- --
	C ₅	Base 16 A 2p+T	1	--
	C ₈	Toma de calefacci6n	1	--
Pasillos o distribuidores	C ₁	Puntos de luz Interruptor/Conmutador 10 A	1 1	uno cada 5 m de longitud uno en cada acceso
	C ₂	Base 16 A 2p + T	1	hasta 5 m (dos si L > 5 m)
	C ₈	Toma de calefacci6n	1	--
Cocina	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
	C ₂	Base 16 A 2p + T	2	extractor y frigorífico
	C ₃	Base 25 A 2p + T	1	cocina/horno
	C ₄	Base 16 A 2p + T	3	lavadora, lavavajillas y termo
	C ₅	Base 16 A 2p + T	3 ⁽²⁾	encima del plano de trabajo
	C ₈	Toma calefacci6n	1	--
Terrazas y Vestidores	C ₁₀	Base 16 A 2p + T	1	secadora
	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
Garajes unifamiliares y Otros	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
	C ₂	Base 16 A 2p + T	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²)

Tabla 1.10 M6nimos por estancia. ITC-BT-25

Se cumple con los m6nimos puntos de luz establecidos en la ITC-BT-25. Usaremos 1 foco led de 2 W (80lm) para el espejo del ba6o, as6 como una bombilla led de 3W (250lm) para el techo del mismo. En la cocina usaremos una bombilla led de 20W (1400lm) para el techo. En el sal6n se usar6 una bombilla led para el techo de 10W (840lm) y otra bombilla led para el techo de 5W (420lm) para la zona del comedor. En cada uno de los dormitorios se instalar6 una bombilla led para el techo de 9W (800lm) y un foco led de lectura

de 3W (250lm). En el antiguo “cuarto de apero” donde reubicaremos las baterías se instalará una bombilla led para el techo de 6W (500lm).

Hemos elegido la lámpara más adecuada para cada estancia siguiendo un informe realizado por la Organización de Consumidores y Usuarios en la revista del mes de noviembre del 2016. Hemos usado tecnología LED en todas las estancias por su rápido encendido y reducido consumo.

1.12.5 Conexiones de tomas de corriente

Estas conexiones se realizarán conforme con el apartado 2.11 de la ITC-BT-19.

Se admitirán, no obstante, conexiones en paralelo entre bases de tomas de corriente cuando éstas estén juntas y dispongan de bornes de conexión previstos para la conexión de varios conductores.

La toma de corriente ha de cumplir las siguientes normas:

Producto	Norma de aplicación
Bornes de conexión	UNE-EN 60998
Bases de tomas de corriente para uso doméstico o análogo	UNE 20315
Cajas de empalme y/o derivación	UNE 20415

Tabla.1.11. Normas de las tomas de corriente

Las bases de tomas de corriente que se instalarán serán de 16 A, y según lo indicado en la norma UNE 20315 estarán previstas para la conexión de dos conductores por terminal.

1.12.6 Tubos protectores

Las canalizaciones de los tubos protectores serán empotradas de grado IP4X y tal como indica en la ITC-BT-21 los tubos serán flexibles y transcurrirán por las paredes, techos y falsos techos.

Las conexiones de empalme de los cables para las distintas lámparas se realizarán en el interior de los tubos protectores.

- Diámetro exterior mínimo de los tubos:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Tabla. 1.12 Diámetro exterior de los tubos protectores (ITC-BT-2)

1.12.6.1 Tubos protectores para instalación fotovoltaica

1.12.6.1.1 Placa fotovoltaica – regulador:

Por los tubos protectores trascurrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de 25 mm²

Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 32 mm.

1.12.6.1.2 Regulador – batería:

Por los tubos protectores trascorrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de 25 mm².

Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 32 mm.

1.12.6.1.3 Batería – inversor:

Por los tubos protectores trascorrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de 16 mm².

Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 32 mm.

1.12.6.2 Tubos protectores para instalación eléctrica

Por los tubos protectores del circuito de iluminación trascorrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de 1,5 mm². Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 16 mm.

Para el resto de circuitos trascorrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de 2,5 mm². Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 20 mm.

- Prescripciones generales para la instalación de los tubos:

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan las diferentes habitaciones donde se efectuará la instalación.

Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no se originarán reducciones de sección inadmisibles.

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante y no propagador de llama.

Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a la clase IP4X para asegurar la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores.

1.12.7 Protecciones

1.12.7.1 Protecciones y elementos de seguridad

La instalación incorporará todos los elementos de seguridad y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad de suministro eléctrico, de modo que cumpla las directivas comunitarias de seguridad eléctrica en baja tensión y compatibilidad electromagnética.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente. En particular, se usará en la parte de la corriente continua de la instalación protección clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP 65.

Los fusibles utilizados en la parte de corriente continua son los denominados fusibles de fusión lenta, tipo gL – gG. Su función será la de proteger el cableado, el regulador, el inversor, etcétera.

La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.

La instalación se protegerá colocando un interruptor diferencial en la línea general que va del inversor a el cuadro de las derivaciones y un interruptor automático en cada una de las derivaciones.

1.12.7.2 Derivación individual: Protecciones

Tipo	Sección	Ic	Imáxi.	Protecci.	I.sección	S.neutro	Vol.	S.tierra
PA1	1,5	0,22	15	2x10A	1,5	1,5	230	1,5
PF1	2,5	1,14	21	2X16A	2,5	2,5	230	2,5
PF2	2,5	0,48	21	2X16A	2,5	2,5	230	2,5
PF3	2,5	0,63	21	2X16A	2,5	2,5	230	2,5
PF4	2,5	3,53	21	2X16A	2,5	2,5	230	2,5

Tabla.1.13. Intensidades según secciones

Nota: el cable neutro y el de protección (tierra), tendrán la misma sección que el de fase cuando sean $\leq 16 \text{ mm}^2$, neutro y tierra serán de 16 mm^2 cuando la fase sea $16 < S \text{ fase} \leq 35 \text{ mm}^2$.

1.12.7.3 Corriente de cortocircuito

Normativa de referencia GUIA BT-22 Protección contra sobre intensidades. GUIA BT ANEXO 3 Corrientes de cortocircuito.

Considerando la derivación individual cortocircuitada en su extremo.

Los dispositivos de protección deberán tener una capacidad de corte superior a 4416,70 A para garantizar la interrupción de cortocircuitos.

1.12.7.4 Instalación de toma de tierra

En las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios, se deberá disponer de una toma de tierra, que estará conectada (como mínimo) a la estructura del campo generador y a los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos.

En la instalación de la vivienda será obligatorio el uso de toma de tierra, mediante el uso de un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. El valor de la resistencia de puesta a tierra se recomienda para un valor inferior a 37Ω .

Para el elemento de protección se utilizará un interruptor diferencial, y su función es la de proteger a las personas ante posibles derivaciones en las partes metálicas de todos los dispositivos propios de la instalación solar o de cualquier electrodoméstico.

Se instalarán piquetas que se conectarán sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos en el suelo.

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos, formados por:

- Placas enterradas.
- Picas verticales.
- Conductores enterrados horizontalmente.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,5 metros.

Normativa de referencia GUIA BT-18: Instalaciones de puesta a tierra. Criterios de cálculo:

- En las masas no se admiten tensiones superiores a 50 V.
- La resistividad del terreno es de 200 Ω .m
- Las características de los interruptores diferenciales son: sensibilidad 30 mA, intensidad nominal 16 A, 25 A ,**40 A** y 63 A.

Resistencia máxima de puesta a tierra:

$$37 \Omega > 200 \Omega / L$$

Se hará un pozo de 2,8 metros de profundidad y 1 m de diámetro con el producto THOR-GEL para conseguir una resistividad del terreno de 20 Ω m con lo que una pica de 2 metros de longitud será suficiente para conseguir el valor de resistencia a tierra buscado.

Instalación de puesta a tierra con una sola pica vertical de longitud 2 metros.

2. Memoria Justificativa

2 MEMORIA JUSTIFICATIVA

2.1 Proceso general

El proceso del cálculo de puede simplificar en 4 pasos:

- Calculo de la potencia máxima.
- Calculo del consumo máximo.
- Calculo del número de paneles.
- Calculo de la capacidad de la batería.

2.2 Potencia máxima diaria

Para dimensionar una instalación fotovoltaica aislada, es necesario que se conozca la demanda de energía por parte del usuario, la energía solar real disponible, y a partir de estos datos se dimensionara el tamaño de los distintos componentes de la instalación. Los pasos a seguir son:

1. Se Realizará una estimación detallada del consumo de energía eléctrica diaria media, a lo largo del año, los aparatos que se utiliza en la vivienda son los siguientes.

Equipo de consumo	Nº Unidades	Pot unit (w)	Pot inst. (w)	h/día	Wh/día
Lámparas	10	7	70	4	280
TV	1	75	75	4	300
Nevera	1	100	100	5,5	550
Lavadora	1	130	130	0,3	40
Equipos específicos	2	75	150	2	300
Microondas	1	640	640	0,5	320
Portátil	2	65	130	4	520
Pequeños electrodomésticos	2	50	100	1	100
TOTAL			1395		2410

Tabla. 2.1. Cargas de consumo en electrificación aislada

De una tabla tipo como la de la Figura. 7.1. Se obtiene la demanda diaria media de energía.

Potencia Máxima de la instalación: 2410 Wh/d

Corriente máxima instalación: $2410/24(V_{\text{bateria}}) = 100,41 \text{ Ah/d}$

2.3 Cálculo del inversor

Para la elección del inversor hay que optar por uno en el que la potencia de salida sea inmediatamente superior a la potencia de todos los equipos conectados, para más información anexo IV.

$$P_{\text{inversor}} \geq 2410 \text{ W}$$

Tipo	Tensión máxima	Potencia de salida	Precio (€)
STECA C1600	12 Vcc/230 Vac	1300 W	2315,16
STECA C2600	24 Vcc/230 Vac	2300 W	2628,00
STECA HPC 4400	24 Vcc/230 Vac	4400 W	4626

Tabla.2.2. Distintos tipos de inversores

Al consultar la tabla.7.2 se elige el STECA HPC 4400, puesto que con el STECA C1600 no será suficiente (por ser la tensión de entrada de 12 voltios) y el STECA C2600 no es suficiente la potencia de salida para la instalación.

2.4 Cálculo de la energía máxima diaria

Se calcula el consumo de energía de la instalación, puesto que el consumo variará en función de la tensión a utilizar, cuanto mayor sea la tensión menor será la corriente. Pero, por el contrario, se necesitarán más baterías.

Con valores típicos de 12, 24 o 48V, se coge la batería de 24V

$$I_{\text{inst máxima}} = P_{\text{máxima}} \div V_{\text{bateria}} = 2410 \div 24 = 100,41 \text{ Ah/d}$$

El valor que se ha calculado se tiene que aumentar un 20% como margen de seguridad ya que así mantenemos un consumo aceptable de la instalación generadora (módulos fotovoltaicos).

A dicho aumento se le denomina margen de seguridad o factor de seguridad, dicho margen oscila entre los valores de 10%, 15% o 25%.

A continuación, se calcula el consumo máximo (I_{max}), en función del valor del consumo máximo de la instalación (I_{inst_max}) aplicándole un aumento de un 20%.

$$I_{max} = I_{inst_max} + I_{inst_max} \cdot 20\% = 1,2 \cdot I_{inst_max} = 1,2 \cdot 100,41 = 120,5 \text{ Ah/d}$$

Para obtener el consumo máximo, hay que tener en cuenta las pérdidas, para ello, hay que calcular las pérdidas totales (K_t).

$$K_t = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)] \cdot [1 + (K_A \cdot D_{aut}) / P_d]$$

Las diferentes incógnitas de la ecuación de pérdidas totales son:

. **KA:** Pérdidas debido al auto descarga diaria de la batería, dada a los 20° C. Esta pérdida suele venir en las hojas de características dadas por el fabricante de la batería, su valor por defecto es del 0,5%.

. **KB:** Pérdidas debido al rendimiento de la batería que, por lo general, tiene un valor del 5%, pero puede escogerse un valor del 10% para viejos acumuladores o fuertes descargas o bajas temperaturas.

. **Kc:** Pérdidas debido al rendimiento del convertidor utilizado (si lo hay), es decir, principalmente en instalaciones de 230 voltios. Los valores por defecto suelen oscilar entre el 80% y el 95%, por lo que las pérdidas oscilarán entre el 20% y el 5%.

. **KR:** Pérdidas debido al rendimiento del regulador empleado. Suele depender de la tecnología utilizada, pero si no se conoce se acoge el valor por defecto del rendimiento de 90%, por lo que las pérdidas serán de un 10%.

. **KX:** Otras pérdidas no contempladas (por el efecto Joule, caídas de tensión, etc.); se escoge un valor por defecto del 10%.

. **Daut:** Días de autonomía con baja o nula insolación

. **Pd:** Profundidad de descarga de la batería, que vendrá dada por el fabricante de las baterías; por defecto se escoge un valor del 60% o 70%.

Por lo tanto, según los datos anteriormente se acogerán las pérdidas correspondientes a 3 días de autonomía por estar en Canarias y ser una zona con poca nubosidad:

$$KT = [1 - (KB + KC + KR + KX)] * [1 - (KA * Daut) / Pd] =$$
$$KT = [1 - (0,05 + 0,06 + 0,1 + 0,1)] * [1 - (0,005 * 3) / 0,6] = 0,67$$

Una vez, se calculan las pérdidas, hay que calcular el consumo máximo (Cmax) como el cociente máximo (Imax) entre las pérdidas totales (KT).

$$C_{max} = I_{max} / KT = 120,5 / 0,67 = 179,85 \text{ Ah/d.}$$

2.5 Descripción del cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Sabiendo la energía que se va a consumir la instalación (Cmax), y las características del módulo, se calcula cuál será el número de módulos fotovoltaicos necesarios.

Es decir, se van a calcular la cantidad de amperios que puede suministrar a la instalación y que ese valor se ajuste a los amperios necesarios para que funcione la instalación de forma totalmente autónoma, para el cálculo se debe tener en cuenta la energía que genera un panel (Epanel) durante un día para ello se utiliza la siguiente ecuación.

$$E_{panel} = I_{panel} \cdot HPS \cdot \eta_{panel} \text{ [Ah/d]}$$

En donde la I módulo se corresponde con la corriente de pico o corriente máxima, HPS se corresponde con las horas de pico solar (horas de suficiente irradiación solar) y η panel se corresponde con el rendimiento del panel.

En el rendimiento del panel se puede escoger valores típicos entre el 85% al 95%. Como norma general se escoge un rendimiento general del 90%, por lo que se multiplicara por 0,9, quedando la ecuación como:

$$E_{panel} = 0,9 \cdot I_{módulo} \cdot HPS [Ahd] = 0,9 \cdot I_m \cdot HPS [Ahd]$$

Para el cálculo de la energía generada por un campo fotovoltaico (E_{campo} fotovoltaico) se tendrá en cuenta la corriente generada por todo el campo fotovoltaico ($I_{campo_fotovoltaico}$), quedando la ecuación como:

$$E_{campo_fotovoltaico} = 0,9 \cdot I_{campo_fotovoltaico} \cdot HPS [Ahd]$$

2.6 Aplicación de los cálculos

2.6.1 Radiación solar

Se utiliza la herramienta de estimación PVGIS, con las siguientes consideraciones se puede establecer la estimación de radiación solar para la ubicación del proyecto:

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

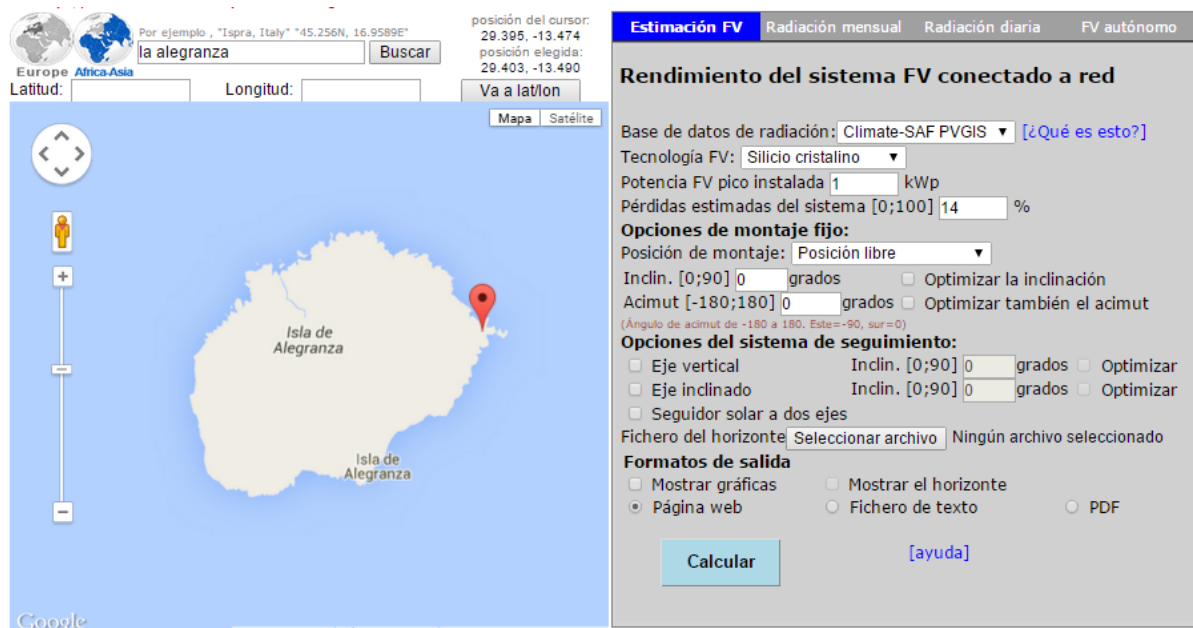


Fig.2.1. PVGIS

En la pantalla de PVGIS y a la derecha, están los menús de consulta de la base de datos, mediante 3 pestañas u opciones se puede realizar la consulta: Estimación FV, Radiación Mensual o Radiación Diaria.

En nuestro caso estuvimos en la duda de que ángulo coger, ya que es una reserva natural protegida donde queríamos, por un lado, impactar lo mínimo posible en el entorno (0° inclinación), y a la vez queríamos maximizar (29° inclinación) la cantidad de energía captada por los paneles solares y garantizar el suministro de energía de una manera limpia y con poco mantenimiento. Al final nos decidimos por darle un mínimo ángulo a los paneles solares de un 10° para facilitar su limpieza y para evitar que las aves se posen en los paneles y con sus excrementos minimicen el poder energético de los mismos.

El periodo de cría de la pardela es desde marzo hasta Agosto (periodo de interés).

Los nidos los disponen en islotes y acantilados costeros, a menudo dentro de cuevas, en las que colocan el nido en el interior de túneles. Ponen una vez al año un solo huevo de color blanco al llegar a las colonias donde empiezan a aparecer en marzo. La incubación suele durar 55 días y en ella participa tanto el padre como la madre. El polluelo se queda en el nido 90 días aproximadamente, periodo en el que es alimentado por ambos progenitores que, al cabo de los días, solo vuelven al nido por la noche. Cuando ha llegado casi al final de su desarrollo, sus padres lo abandonan y se ve obligado a aprender a pescar por su cuenta, momento en que se contabilizan más muertes de pardelas centenarias jóvenes. Tras la cría, viaja por el océano Atlántico hasta Sudamérica y, especialmente, por la costa atlántica africana.

El valor de HPS que se utilizara para los cálculos de dimensionado es de $6,71 \text{ Kwh. /m}^2$, que se corresponde con la columna de pico solar H (10). Como valor promedio mensual para nuestro periodo de interés.

Al ser el Islote de la Alegranza una zona donde no suelen aparecer largos periodos nublados y es una zona de buena irradiación solar y su uso es para avistamiento, vigilancia y censo de aves en la vivienda rural para los meses comprendidos entre marzo y agosto, se puede escoger 3 días de autonomía.

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

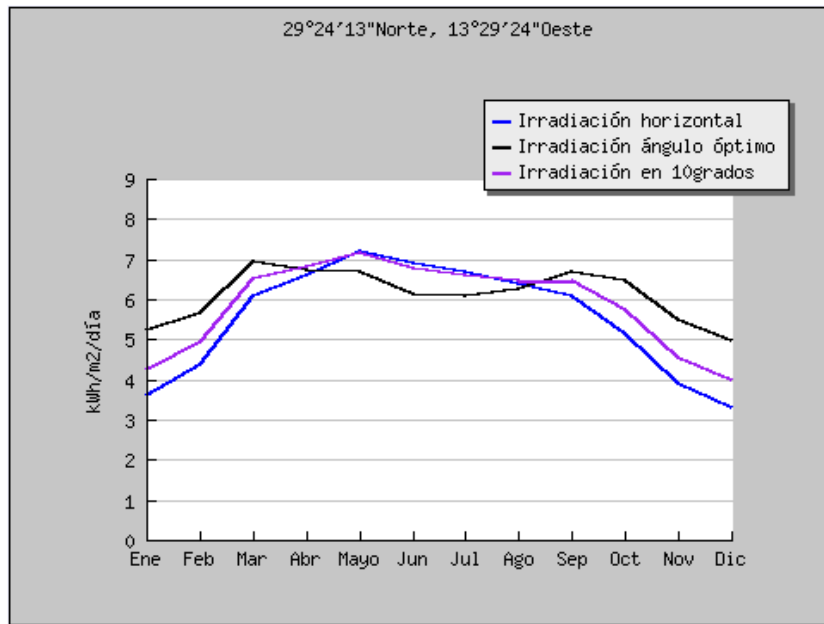


Fig. 2.2. Irradiación durante el periodo de un año

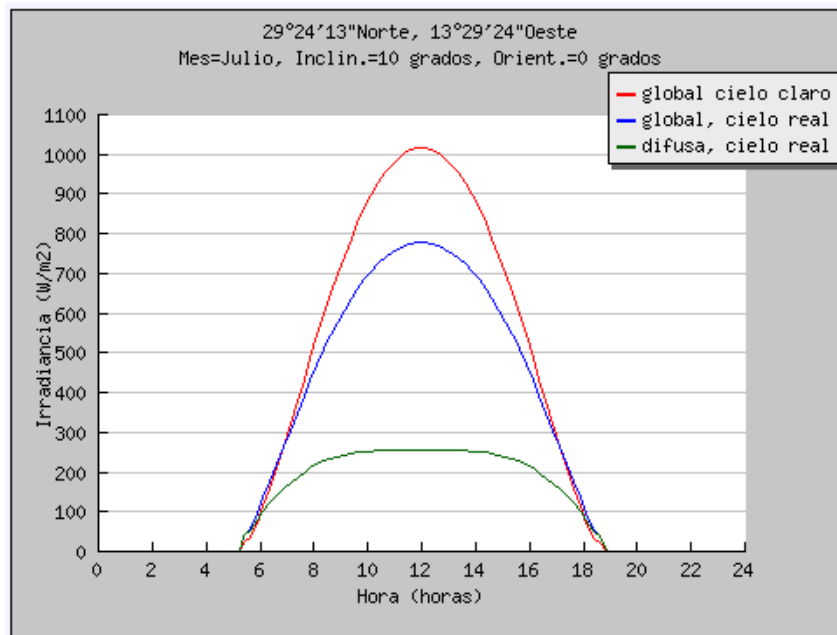


Fig. 2.3. Irradiación solar diaria (horas)

Mes	H_h	H_{opt}	$H(10)$	I_{opt}
Ene	3600	5220	4260	55
Feb	4390	5680	4940	47
Mar	6070	6940	6500	34
Abr	6610	6720	6800	17

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

Mayo	7210	6670	7170	2
Jun	6900	6150	6770	-5
Jul	6670	6070	6580	-1
Ago	6390	6250	6470	11
Sep	6100	6700	6450	28
Oct	5160	6470	5740	43
Nov	3890	5480	4540	53
Dic	3310	4950	3970	58
Año	5530	6110	5850	29

Tabla 2.3. Resultados de PVGIS

H_h : Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m²/día)

H_{opt} : Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m²/día)

$H(10)$: Irradiación sobre plano inclinado: 10 grados (Wh/m²/día)

I_{opt} : Inclinación óptima (grados)

Así pues, para obtener el valor de HPS, se debe dividir el valor de irradiación de 1 Kilovatio por metro cuadrado, por lo que se deduce que el valor de HPS se obtiene dividiendo entre 1000.

Con estos datos nuestro HPS (Horas de pico solar) equivale a:

HPS marzo = 6,5

HPS abril = 6,8

HPS mayo = 7,17

HPS Junio = 6,77

HPS Julio = 6,58

HPS Agosto = 6,47

HPS media = 6,71

Se va a calcular el número de módulos fotovoltaicos del tipo A320M, cuyas características se indican en la Tabla 1, que es la de la placa que anteriormente se ha explicado.

Potencia	320 W
Número de células en serie	72 de 6"
Corriente máxima	8,52 A
Tensión máxima	37,56 V
Corriente en cortocircuito	8,99 A
Tensión en circuito abierto	46,08 V

Tabla.2.4. Especificaciones técnicas de la placa solar ATERSA A320:

Cálculo de la energía que proporciona cada módulo fotovoltaico

$$E_{panel} = 0,9 \cdot I_{panel} \cdot HPS = 0,9 \cdot 8,52 \cdot 6,71 = 51,45 \text{ Ah/d}$$

Se calcula el número de ramas en paralelo

$$C_{max} / E_{panel} = 179,85 / 51,45 = 3,49$$

$$\text{Numero paralelo}_{panel} = 4$$

Se calcula el número de módulos en serie de cada rama, teniendo en cuenta que la instalación de corriente continua funciona a 24 voltios.

$$V_{bateria} / V_{panel} = 24 / 24 = 1$$

$$\text{Numero serie}_{panel} = 1$$

2.6.2 Cálculo de la batería

A continuación, hay que calcular el número de baterías necesarias. Para ello, hay que conocer la capacidad del banco de baterías de la instalación, hay que utilizar el mismo valor de profundidad de descarga de la batería utilizada para el cálculo de las pérdidas.

La capacidad del campo de baterías es:

$$C_{max} * D_{aut} / P_d = 179,85 * 3 / 0.6 = 899,25 \text{ Ah}$$

$$\text{Capacidad batería} = 899,25 \text{ Ah.}$$

Hemos escogido la batería Enersol T 1000 ya que se adapta perfectamente a nuestras necesidades, son baterías estacionarias, ideales para usos fotovoltaicos, debido a su larga vida y a su excepcional capacidad de funcionamiento en regímenes de carga y de descarga lenta. Otro de las ventajas es que al ser acumuladores compuestos por elementos independientes son más fáciles de sustituir, así como una mayor capacidad de electrolito, lo que se traduce en un bajo mantenimiento. Ideal para un entorno alejado de cualquier sitio.

Tipo	Capacidad Ah en C100	Dimensiones (mm)			Precio (€)
		Ancho	Largo	Alto	
Enersol T - 1000	993	199	165	556	257,23€

Tabla.2.5 Baterías estacionarias monobloc disponibles

$$C_{batería} / C_{nominalT1000} = 899 / 993 < 1$$

$$\text{Número paralelo batería T1000} = 1$$

Para saber el número de baterías a conectar en serie para obtener el valor de tensión:

$$V_{batería} / V_{nominal_batería} = 24 / 12 = 2$$

$$\text{Número serie _ batería} = 2$$

Con lo cual sólo serán necesarias 2 baterías del tipo Enersol T1000.

2.6.3 Cálculo del regulador

El último elemento que se va escoger es el regulador (figura.7.3), se tiene que calcular la corriente que circulará a través de él, para ello, se tiene que

consultar la corriente en cortocircuito del módulo fotovoltaico A320M (figura. 6.4.).

$$I_{\text{campo_fotovoltaico}} = I_{sc} \cdot \text{número de ramas} = 8,99 \cdot 4 = 35,96 \text{ A}$$

$$I_{\text{regulador}} = 1,1 \cdot 35,96 = 39,55 \text{ A}$$

Buscando en los catálogos de los fabricantes vemos que el regulador RSTECA SOLARIX 2401 es suficiente para nuestra instalación ya que su corriente nominal de carga es de 40 A.

2.6.4 Colocación de los módulos fotovoltaicos

Los paneles se situarán en la azotea de la vivienda, orientados al Sur, con una desviación máxima admisible con respecto al sur geográfico de unos 20°, la superficie ocupada será.

Altura	1965 mm
Ancho	990 mm
Profundidad	40 mm
Peso	21,5 Kgr
Células fotovoltaica placa	72

- Modulo A320M = 1,965 m (alto) · 0,99 m (ancho) = 1,945 m²

- Total superficie ocupada = 1,945 m² · 4 (paneles) = 7,78 m²

Como comentamos en apartados anteriores, los módulos se dispondrán con 10 grados de inclinación.

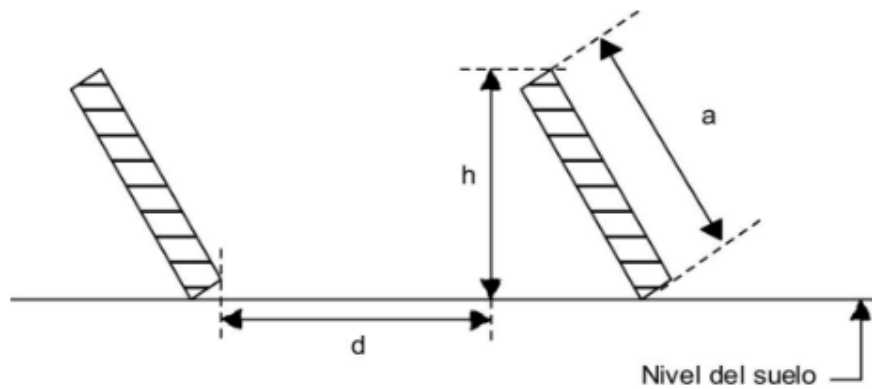


Figura 2.4. Cálculo de la altura

Los módulos deben estar separados un mínimo de 0,5 metro para que no se hagan sombra entre ellos mismos. Ya que en la isla no hay ningún elemento que pueda hacerle sombra a los paneles aparte de ellos mismos.

$$d = h \times k = h / (\tan (67^\circ - \text{latitud}))$$

Donde la altura (h) es en función de la inclinación del módulo (β) y e del tamaño del panel (a).

$$H = a * \sin (\beta) \text{ [m]}$$

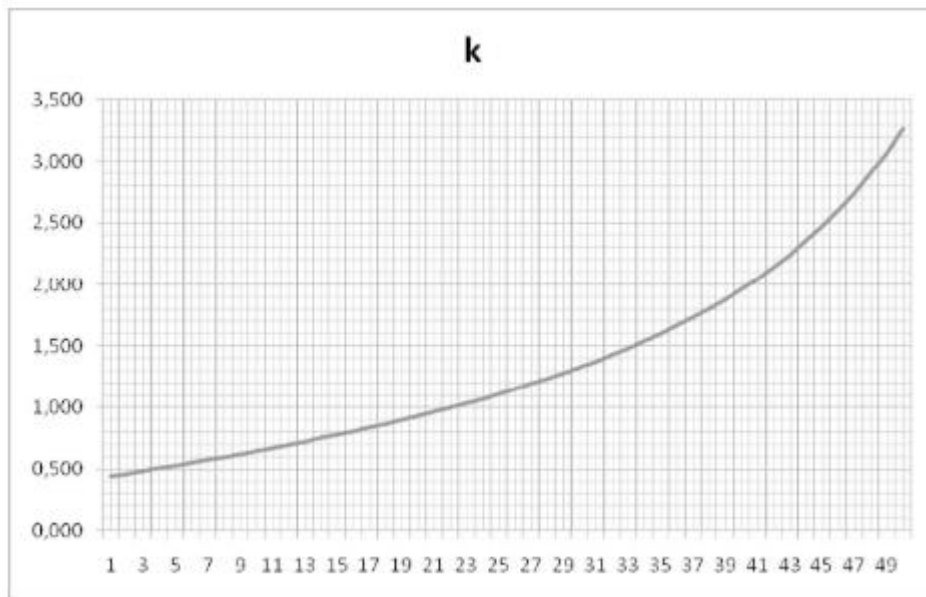


Figura 2.5. Valor de k

2.7 Cálculos del cableado de la instalación

2.7.1 Cálculo de la sección

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Se incluirá toda la longitud de cable que sea necesaria para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Se tiene que diferenciar entre la tensión que alimenta al circuito de corriente continua (Módulo, regulador y batería) y el de corriente alterna (vivienda o consumo).

2.7.2 En corriente continua

Para el cálculo de la sección de un cable se debe conocer: el material que lo compone (cobre o aluminio y su conductividad $-k-$), la longitud del cable (l) en metros, la corriente que atravesará el conductor (I) en amperios y la caída de tensión entre sus extremos (U) en Voltios. La sección del cable se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$S = 2 * (L * I) / (k * U) \text{ mm}^2$$

El valor de la conductividad (K) dependerá del material utilizado:

- Cobre: $56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$
- Aluminio: $35 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$

Para la corriente que va del campo generador (conjunto de módulos fotovoltaicos) al local en donde se encuentra el regulador, las baterías e inversor, hay que tener en cuenta la corriente máxima que puede generar el campo fotovoltaico ($I_{\text{campo_fotovoltaico}}$).

La caída de tensión (U) se calcula para un porcentaje de la tensión nominal, que variara en función de los equipos que interconecta:

- Caídas de tensión entre generador (modulo o campo generador) y regulador/inversor: 3%.
- Caídas de tensión entre regulador y batería: 1%.
- Caídas de tensión entre inversor y batería: 1%.
- Caídas de tensión entre regulador e inversor: 1%.
- Caídas de tensión entre inversor/regulador y equipos: 3%.

Los cables del exterior (los que van del módulo fotovoltaico al local con los elementos de control) deben estar protegidos contra la intemperie.

En las instalaciones de corriente continua, los positivos y negativos se conducirán por separados y protegidos y señalizados (código de colores, etiquetas, etc.).

2.7.3 En corriente alterna

El cálculo en corriente alterna monofásica se basa en el reglamento técnico de baja tensión (REBT), en el cual se establece una caída de tensión del 3% para viviendas.

2.7.4 Cálculo de la sección de los cableados módulos fotovoltaicos hasta el regulador

Se calcula la sección del cableado que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el regulador, la longitud es el recorrido del módulo más lejano y la bajada hasta el regulador que se encuentra a 5 metros del suelo:

$$L = 11 \text{ m}$$

Para la sección del panel hasta el regulador se aplica una caída de tensión de 3%

$$U = 24 \cdot 0,03 = 0,72 \text{ V}$$

La corriente máxima que podrá circular por dicho conductor:

$$I_{\text{campo_fotovoltaico}} = 8,99 \cdot 4 \cdot 1,1 = 39,55 \text{ A}$$

Se calcula el valor de la sección del conductor:

$$S = 2 \cdot (L \cdot I) / (K \cdot U) = 2 \cdot (11 \cdot 39,55) / (56 \cdot 0,72) = 21,58 \text{ mm}^2$$

El siguiente paso es elegir una sección normalizada. Para ello se consultan la tabla siguiente:

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Cables aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	1x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubo en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			1x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubo en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC				3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 10 D							3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto directo. Distancia a la pared no inferior a D							3x PVC			3x XLPE o EPR	
G		Cables unipolares separados. Distancia D									3x PVC	3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,3	13	13,3	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	13	16	17,5	18,5	21	22	-	25	30	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	143	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	214	244	321
		95				180	194	207	220	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	453
		150				234	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
	240				313	350	374	419	455	490	552	711	
	300				369	404	433	484	524	562	646	821	

Tabla.2.6. Intensidades admisibles (A) al aire 40° C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento (Fuente: RBT año 2002)

Según los datos que se han calculado, el siguiente paso es elegir una sección normalizada. Para ello se consulta la tabla:

- Cables conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes.
- Conductores “2x” y con aislamiento “XLPE”. Se obtiene el valor “6”.
- Siguiendo la columna “6” obtenida en el párrafo anterior, se elige una sección de 25 mm²

Se comprueba que la intensidad máxima que soporta supera con creces los requisitos de la instalación, puesto que la corriente máxima para 25 mm² es de 88 A, un valor muy superior al de la instalación, de 39,55 A.

2.7.5 Cálculo de la sección del conductor del regulador a la batería

Se hace el cálculo de la sección del conductor que va desde el regulador a la batería: con una caída de tensión del 1%, la longitud será de 2 metros (distancia entre el regulador al suelo) y la intensidad será la máxima que circulará entre regulador y batería:

$$S = 2 * (L * I) / (K * U) = 2 * (2 * 58,12) / (56 * 0.24) = 17,29 \text{ mm}^2$$

Se elige una sección normalizada. Para ello se consulta la tabla:

- Cables multiconductores al aire libre (E). Distancia a la pared no inferior a 0,3 D4
- Conductores “2x” y con aislamiento “PVC”. Se obtiene el valor “8”.
- Siguiendo la columna “8” obtenida en el párrafo anterior, se elige una sección de 25 mm²

Se comprueba que la intensidad máxima que soporta supera con creces los requisitos de la instalación, puesto que la corriente máxima para 25 mm² es de 106 A, un valor muy superior al de la instalación, de 58,12 A.

2.7.6 Cálculo de la sección del regulador al inversor

El proceso para el cálculo de la sección del conductor que va desde el regulador al inversor con una caída de tensión del 1%, la longitud será de 4 metros (2 metros desde el regulador hasta la batería y 2 metros desde la batería hasta el inversor) y la intensidad será la que consume el equipo (58,12 A).

$$S = 2 * (L * I) / (K * U) = 2 * (4 * 58.12) / (56 * 0.72) = 11,53 \text{ mm}^2$$

Se elige una sección normalizada. Para ello se consulta la tabla:

- Cables multiconductores al aire libre (E). Distancia a la pared no inferior a 0,3 D4
- Conductores “2x” y con aislamiento “PVC”. Se obtiene el valor “8”.
- Siguiendo la columna “8” obtenida en el párrafo anterior, se elige una sección de 16 mm²

Se comprueba que la intensidad máxima que soporta supera con creces los requisitos de la instalación, puesto que la corriente máxima para 16 mm² es de 81 A, un valor muy superior al de la instalación, de 58,12 A.

Se puede ver, a los efectos del cálculo realizado, en relación con la distancia a recorrer, que a más distancia mayor resistencia, entonces se crea mayor caída de tensión. En consecuencia, se necesitará mayor sección, se adjunta esquema de instalación.

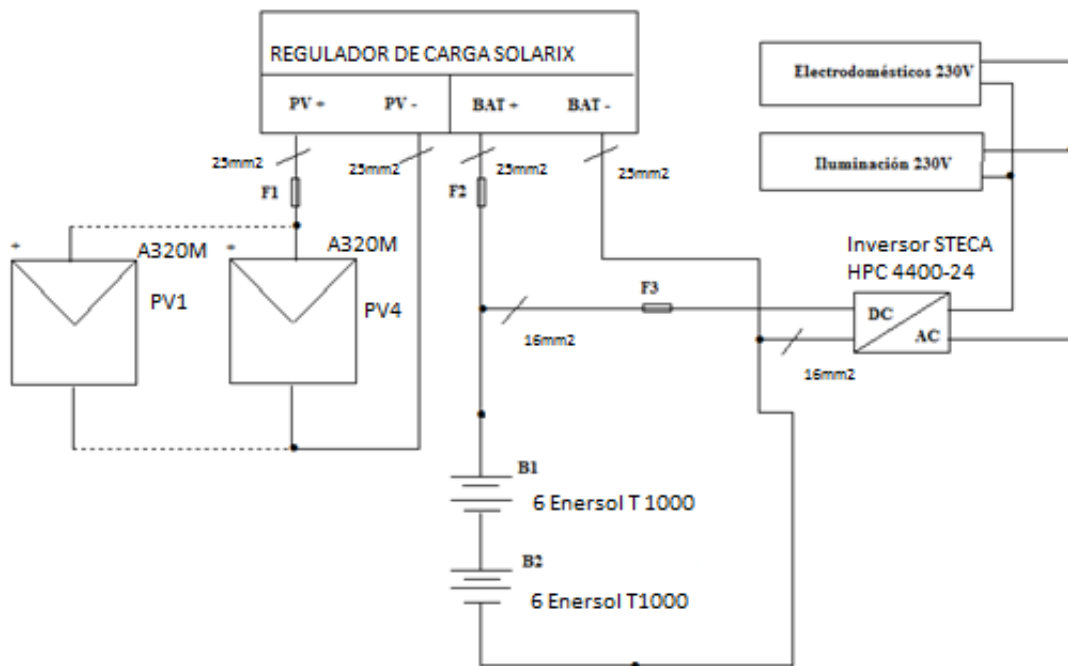


Fig.2.6. esquema de la instalación fotovoltaica

2.8 Instalación eléctrica

En la instalación eléctrica se contemplarán todos los puntos necesarios para poder suministrar la energía eléctrica producida por la central fotovoltaica, a todos los puntos de la casa que sea necesario.

Para ello se dimensionará los conductores según las características de cada uno y los conductos por los cuales circularán, y se protegerá la instalación, colocando dispositivos de protección debidamente calculados para proteger a las personas, seres vivos y los bienes frente a riesgos eléctricos.

La instalación cumplirá todo lo establecido en el, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, REBT (RD 842/2002, de 2 de agosto, publicado en el <<BOE>> de 18 de septiembre de 2002, suplemento del núm., 224).

2.8.1 Descripción de la casa aislada

Se trata de una casa de una planta, sus medidas son.

10m · 10m = 100 m² habitables, repartidos de la siguiente manera:

- 2 Dormitorios
- 1 Salón/Comedor
- 1 Cocina
- 1 Baño
- 1 apero

2.8.2 Datos de partida (Relación de los consumos a instalar)

En la tabla siguiente especificamos los dispositivos a instalar de la casa, con los indicadores que les corresponden en cuanto a tensión, potencia y factor de potencia.

Equipo de consumo	Nº Unidades	Pot unit (w)	Pot Total (w)	U (V)	Cos φ
Lámparas	10	7	140	230	0,5
TV	1	75	75	230	0,9
Nevera	1	100	100	230	0,9
Lavadora	1	130	130	230	0,9
Equipos específicos	2	75	150	230	0,9
Microondas	1	640	640	230	0,9
Portátil	2	65	130	230	0,9
Pequeños electrodomésticos	2	50	100	230	0,9
TOTAL			1465		

Tabla.2.7. Equipos de consumo

2.8.3 Subdivisión de la instalación

Las diferentes líneas de distribución, partirán de una única línea (Línea de salida del convertidor a 230 VAC), que se encontrará situado en la pared colindante que hay junto al local de las baterías.

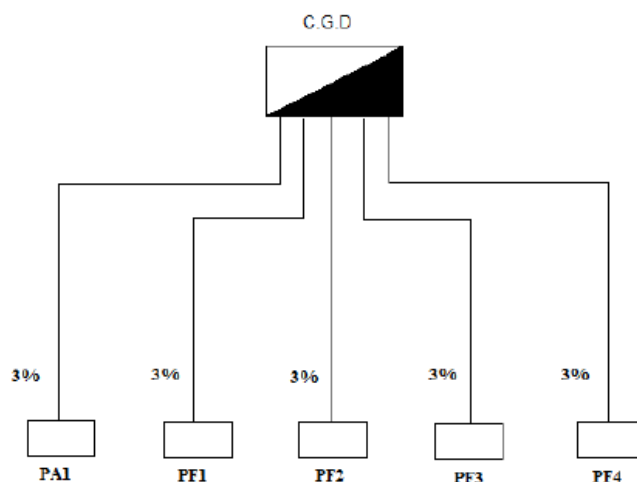


Fig. 2.7. Subdivisión de la instalación

PA1: circuito de iluminación. ($1,5 \text{ mm}^2$; PIA 10 A; tubo 16 mm)

PF1: circuito (televisor-PC-equipos específicos). ($2,5 \text{ mm}^2$; PIA 16 A; tubo 20 mm)

PF2: circuito de nevera. ($2,5 \text{ mm}^2$; PIA 16 A; tubo 20 mm)

PF3: circuito de lavadora. ($2,5 \text{ mm}^2$; PIA 16 A; tubo 20 mm)

PF4: circuito de pequeños electrodomésticos y microondas. ($2,5 \text{ mm}^2$; PIA 16 A; tubo 20 mm)

2.8.4 Cálculo de las secciones de los conductores y protecciones

Para el cálculo de la sección de los conductores se tiene en cuenta el reglamento electrotécnico de baja tensión. En particular, la ITC-BT-25, donde se trata las instalaciones en interiores de viviendas.

Se establece un factor de potencia de valor $\cos \varphi = 0,8$ para áreas de uso prioritariamente industrial, agrícola, ganadero, u otros usos asimilables; y de $\cos \varphi = 0,9$ para áreas de uso prioritariamente residencial y comercial. En nuestro caso usaremos $\cos \varphi = 0,9$

Nuestra casa, como la mayoría de casas de instalaciones fotovoltaicas aisladas, son de un grado de electrificación básica. Por lo tanto, la instalación

se divide en cinco circuitos independientes, descritos en la Tabla 1 de la ITC-BT-25. En esa misma tabla, se nos indica la sección mínima de los conductores, así como el diámetro del tubo, interruptor automático, etc

Circuito de utilización	Potencia prevista por toma (W)	Factor simultaneidad F_s	Factor utilización F_u	Tipo de toma ⁽⁷⁾	Interruptor Automático (A)	Máximo nº de puntos de utilización o tomas por circuito	Conductores sección mínima mm^2 ⁽⁸⁾	Tubo o conducto Diámetro mm ⁽⁹⁾
C ₁ Iluminación	200	0,75	0,5	Punto de luz ⁽⁷⁾	10	30	1,5	16
C ₂ Tomas de uso general	3.450	0,2	0,25	Base 16A 2p+T	16	20	2,5	20
C ₃ Cocina y horno	5.400	0,5	0,75	Base 25 A 2p+T	25	2	6	25
C ₄ Lavadora, lavavajillas y termo eléctrico	3.450	0,66	0,75	Base 16A 2p+T combinadas con fusibles o interruptores automáticos de 16 A ⁽⁷⁾	20	3	4 ⁽⁶⁾	20
C ₅ Baño, cuarto de cocina	3.450	0,4	0,5	Base 16A 2p+T	16	6	2,5	20
C ₆ Calefacción	⁽¹²⁾	---	---	---	25	---	6	25
C ₈ Aire acondicionado	⁽¹²⁾	---	---	---	25	---	6	25
C ₁₀ Secadora	3.450	1	0,75	Base 16A 2p+T	16	1	2,5	20
C ₁₁ Automatización	⁽¹²⁾	---	---	---	10	---	1,5	16

Tabla 2.7. Características eléctricas de los circuitos ITC-BT-25

En nuestro caso no se tiene en cuenta la línea de cocina-horno o termo, ya que se usa como fuente de energía las bombonas de gas butano.

Estancia	Circuito	Mecanismo	nº mínimo	Superf./Longitud
Acceso	C ₁	pulsador timbre	1	
Vestíbulo	C ₁	Punto de luz Interruptor 10.A	1 1	--- ---
	C ₂	Base 16 A 2p+T	1	---
Sala de estar o Salón	C ₁	Punto de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
	C ₂	Base 16 A 2p+T	3 ⁽¹¹⁾	una por cada 6 m ² , redondeado al entero superior
	C ₈	Toma de calefacción	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²)
	C ₉	Toma de aire acondicionado	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²)
Dormitorios	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
	C ₂	Base 16 A 2p+T	3 ⁽¹¹⁾	una por cada 6 m ² , redondeado al entero superior
	C ₈	Toma de calefacción	1	---
	C ₉	Toma de aire acondicionado	1	---
Baños	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	--- ---
	C ₅	Base 16 A 2p+T	1	---
	C ₈	Toma de calefacción	1	---
Pasillos o distribuidores	C ₁	Puntos de luz Interruptor/Conmutador 10 A	1 1	uno cada 5 m de longitud uno en cada acceso
	C ₂	Base 16 A 2p + T	1	hasta 5 m (dos si L > 5 m)
	C ₈	Toma de calefacción	1	---
Cocina	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
	C ₂	Base 16 A 2p + T	2	extractor y frigorífico
	C ₃	Base 25 A 2p + T	1	cocina/horno
	C ₄	Base 16 A 2p + T	3	lavadora, lavavajillas y termo
	C ₅	Base 16 A 2p + T	3 ⁽¹²⁾	encima del plano de trabajo
	C ₈	Toma calefacción	1	---
	C ₁₀	Base 16 A 2p + T	1	secadora
Terrazas y Vestidores	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
Garajes unifamiliares y Otros	C ₁	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²) uno por cada punto de luz
	C ₂	Base 16 A 2p + T	1	hasta 10 m ² (dos si S > 10 m ²)

Tabla 2.8 Mínimos por estancia. ITC-BT-25

Se cumple con los mínimos puntos de luz establecidos en la ITC-BT-25. Usaremos 1 focos led de 2 W (80 lm) para el espejo del baño, así como una bombilla led de 3 W (250 lm) para el techo del mismo. En la cocina usaremos un fluorescente de 20 W (1400 lm) para el techo. En el salón se usará una bombilla led para el techo de 10 W (840 lm) y otra bombilla led para el techo de 5 W (420 lm) para la zona del comedor. En cada uno de los dormitorios se instalará una bombilla led para el techo de 9 W (800 lm) y un foco led de lectura de 3 W (250 lm). En el antiguo “cuarto de apero” donde reubicaremos las baterías se instalará una bombilla led para el techo de 6 W (500 lm).

Para el cálculo de la sección de los conductores se tiene en cuenta los siguientes parámetros de cada línea: potencia, factor de potencia, tensión, caída de tensión, longitud y conductividad.

Los datos de potencia, factor de potencia y tensión vienen determinados por la agrupación de receptores y la previsión de las cargas. Escogemos 2/3 como factor de simultaneidad puesto que no siempre estará todo a pleno rendimiento.

La longitud está calculada mediante el plano de la casa y la conductividad viene determinada por el tipo de cable utilizado.

Para los conductores de tensión 230 V se aplicarán las siguientes formulas:

- Sección por caída de tensión:

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos\varphi}$$

- Sección por intensidad máxima admisible (intensidad de cálculo):

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\sigma \cdot e \cdot U}$$

Se escoge el valor normalizado según la tabla.

2.8.4.1 Cálculo del circuito PA1

Simultaneidad: 2/3

Potencia: $70 \text{ W} \cdot 2/3 = 46,66 \text{ W}$

Factor de potencia $\cos \varphi = 0,9$

Tensión: 230 V monofásica

Longitud: 20 m

Caída de tensión: $e = 6,9 \text{ V}$ (3% de 230 V)

Conductividad: $\sigma = 48 \text{ m} / \Omega \text{ mm}^2$ [conductor de cobre y aislamiento Termoplástico (70 °C)]

Sección por cdt.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\sigma \cdot e \cdot U}$$

$$S = (2 \cdot 20 \cdot 46,66) / (48 \cdot 6,9 \cdot 230) = 1866,4 / 76176 = 0,024 \text{ mm}^2$$

Intensidad de cálculo

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi}$$

$$I = 46,66 / (230 \cdot 0,9) = 0,22 \text{ A}$$

ITC-BT-19 Método de instalación B, columna 5 (PVC, monofásico).

Sección = 1,5 mm² Imáxima = 15 A

2.8.4.2 Cálculo del circuito PF1

Simultaneidad: 2/3

Potencia: $355 \text{ W} * 2/3 = 236,66 \text{ W}$

Factor de potencia $\cos \varphi = 0,9$

Tensión: 230 V monofásica

Longitud: 25 m

Caída de tensión: $e = 6,9 \text{ V}$ (3% de 230 V)

Conductividad: $\sigma = 48 \text{ m} / \Omega \text{ mm}^2$ [conductor de cobre y aislamiento

Termoplástico (70 °C)]

Sección por cdt.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\sigma \cdot e \cdot U}$$

$$S = (2 * 25 * 236.66) / (48 * 6.9 * 230) = 11833 / 76176 = 0.15 \text{ mm}^2$$

Intensidad de cálculo

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi}$$

$$I = 236.66 / (230 * 0.9) = 1,14 \text{ A}$$

ITC-BT-19 Método de instalación B, columna 5 (PVC, monofásico).

Sección= 1,5 mm² Imáxima = 15 A

Siguiendo las indicaciones de las ITC-BT-25 la sección mínima en este caso debe de ser de 2,5 mm²

2.8.4.3 Cálculo del circuito PF2

Simultaneidad: 1

Potencia: $100 \text{ W} * 1 = 100 \text{ W}$

Factor de potencia $\cos \varphi = 0,9$

Tensión: 230 V monofásica

Longitud: 5 m

Caída de tensión: $e = 6,9 \text{ V}$ (3% de 230 V)

Conductividad: $\sigma = 48 \text{ m} / \Omega \text{ mm}^2$ [conductor de cobre y aislamiento Termoplástico (70 °C)]

Sección por cdt.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\sigma \cdot e \cdot U}$$

$$S = (2 \cdot 5 \cdot 100) / (48 \cdot 6.9 \cdot 230) = 1000 / 76176 = 0.013 \text{ mm}^2$$

Intensidad de cálculo

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi}$$

$$I = 100 / (230 \cdot 0.9) = 0,48 \text{ A}$$

ITC-BT-19 Método de instalación B, columna 5 (PVC, monofásico).

Sección= 1,5 mm² Imáxima = 15 A

Siguiendo las indicaciones de las ITC-BT-25 la sección mínima en este caso debe de ser de 2,5 mm²

2.8.4.4 Cálculo del circuito PF3

Simultaneidad: 1

Potencia: $130 \text{ W} \cdot 1 = 130 \text{ W}$

Factor de potencia $\cos \varphi = 0,9$

Tensión: 230 V monofásica

Longitud: 5 m

Caída de tensión: $e = 6,9 \text{ V}$ (3% de 230 V)

Conductividad: $\sigma = 48 \text{ m} / \Omega \text{ mm}^2$ [conductor de cobre y aislamiento Termoplástico (70 °C)]

Sección por cdt.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\sigma \cdot e \cdot U}$$

$$S = (2 \cdot 5 \cdot 130) / (48 \cdot 6.9 \cdot 230) = 1300 / 76176 = 0.017 \text{ mm}^2$$

Intensidad de cálculo

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi}$$

$$I = 130 / (230 \cdot 0.9) = 0,63 \text{ A}$$

ITC-BT-19 Método de instalación B, columna 5 (PVC, monofásico).

Sección= 1,5 mm² Imáxima = 15 A

Siguiendo las indicaciones de las ITC-BT-25 la sección mínima en este caso debe de ser de 2,5 mm²

2.8.4.5 Cálculo del circuito PF4

Simultaneidad: 1

Potencia: 740 W * 1 = 740 W

Factor de potencia $\cos \varphi = 0,9$

Tensión: 230 V monofásica

Longitud: 6 m

Caída de tensión: $e = 6,9 \text{ V}$ (3% de 230 V)

Conductividad: $\sigma = 48 \text{ m} / \Omega \text{ mm}^2$ [conductor de cobre y aislamiento Termoplástico (70 °C)]

Sección por cdt.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\sigma \cdot e \cdot U}$$

$$S = (2 * 6 * 740) / (48 * 6.9 * 230) = 8880 / 76176 = 0.11 \text{ mm}^2$$

Intensidad de cálculo

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos\phi}$$

$$I = 740 / (230 * 0.9) = 3,57 \text{ A}$$

ITC-BT-19 Método de instalación B, columna 5 (PVC, monofásico).

Sección= 1,5 mm² Imáxima = 15 A

Siguiendo las indicaciones de las ITC-BT-25 la sección mínima en este caso debe de ser de 2,5 mm²

2.8.5 Tubos protectores

- Diámetro exterior mínimo de los tubos:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Tabla. 2.9 Diámetro exterior de los tubos protectores (ITC-BT-2)

2.8.5.1 Tubos protectores para instalación fotovoltaica

2.8.5.1.1 Placa fotovoltaica – regulador:

Por los tubos protectores trascorrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de 25 mm^2

Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 32 mm.

2.8.5.1.2 Regulador – batería:

Por los tubos protectores trascorrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de 25 mm^2 .

Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 32 mm.

2.8.5.1.3 Batería – inversor:

Por los tubos protectores trascorrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de 16 mm^2 .

Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 32 mm.

2.8.5.2 Tubos protectores para instalación eléctrica

Por los tubos protectores del circuito de iluminación trascorrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de $1,5 \text{ mm}^2$. Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 16 mm.

Para el resto de circuitos trascorrirán 3 conductores (fase, neutro y protección), cada uno de ellos con una sección de $2,5 \text{ mm}^2$. Por tanto, tal como se dice en la tabla 17.1 de la ITC-BT-21 el diámetro de los tubos exteriores será de 20 mm.

2.8.6 Conexiones de tomas de corriente

Estas conexiones se realizarán conforme con el apartado 2.11 de la ITC-BT-19.

Se admitirán, no obstante, conexiones en paralelo entre bases de tomas de corriente cuando éstas estén juntas y dispongan de bornes de conexión previstos para la conexión de varios conductores.

La toma de corriente ha de cumplir las siguientes normas:

Producto	Norma de aplicación
Bornes de conexión	UNE-EN 60998
Bases de tomas de corriente para uso doméstico o análogo	UNE 20315
Cajas de empalme y/o derivación	UNE 20415

Tabla.2.10. Normas de las tomas de corriente

Las bases de tomas de corriente que se instalarán serán de 16 A, y según lo indicado en la norma UNE 20315 estarán previstas para la conexión de dos conductores por terminal.

2.8.7 Protecciones y elementos de seguridad

2.8.7.1 Fusibles

Los fusibles utilizados en la parte de corriente continua son los denominados fusibles de fusión lenta, tipo gL – gG. Su función será la de proteger el cableado, el regulador, el inversor, etcétera.

Los valores del fusible se escogen siguiendo las siguientes anotaciones.

2.8.7.1.1 Entre el módulo y regulador

El valor de corriente en cortocircuito del campo generador. $I_{cc} = 35,96 \text{ A}$; $I_{max} = 34,08 \text{ A}$. $I_{fusible} = 35 \text{ A}$.

2.8.7.1.2 Entre el regulador y banco de baterías

Se puede escoger el valor de corriente de cortocircuito del regulador, o bien, el valor de corriente en cortocircuito del campo generador. $I_{fusible} = 35 \text{ A}$.

2.8.7.1.3 Entre regulador, baterías e inversor

El valor entre el cociente de la potencia del inversor en la entrada y la tensión nominal del banco de baterías. $I_{fusible} < 4000 / 48 = 83 \text{ A}$. $I_{fusible} = 80 \text{ A}$.

2.8.7.2 Derivación individual:

2.8.7.2.1 Diferencial:

El diferencial es un dispositivo de protección sensible a las corrientes diferenciales residuales ($I\Delta$), llamadas así por ser la diferencia entre todas las corrientes entrantes y salientes de la instalación receptora. Protegen de contactos indirectos y riesgo de incendio.

La intensidad nominal o calibre que puede soportar un diferencial, depende de las dimensiones de los contactos principales, y se fabrican con intensidades de 6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 63, 80, y 100 A, siendo el más corriente el de 40 A., por ser el que se suele utilizar en viviendas. En nuestro caso usaremos Interruptor diferencial 40A-IV-30mA.

2.8.7.2.2 Magnetotérmicos:

El magnetotérmico es un dispositivo de protección ante cortocircuitos y sobrecargas. También se le denomina disyuntor, aunque en instalaciones de viviendas se suele denominar PIA (Pequeño Interruptor Automático).

Círculo de utilización	Potencia prevista por toma (W)	Factor simultaneidad F_s	Factor utilización F_u	Tipo de toma ⁽⁷⁾	Interruptor Automático (A)
C ₁ Iluminación	200	0,75	0,5	Punto de luz ⁽⁸⁾	10
C ₂ Tomas de uso general	3.450	0,2	0,25	Base 16A 2p+T	16
C ₃ Cocina y horno	5.400	0,5	0,75	Base 25 A 2p+T	25
C ₄ Lavadora, lavavajillas y termo eléctrico	3.450	0,66	0,75	Base 16A 2p+T combinadas con fusibles o interruptores automáticos de 16 A ⁽⁹⁾	20
C ₅ Baño, cuarto de cocina	3.450	0,4	0,5	Base 16A 2p+T	16
C ₆ Calefacción	⁽⁴⁾ ---	---	---	---	25
C ₉ Aire acondicionado	⁽⁴⁾ ---	---	---	---	25
C ₁₀ Secadora	3.450	1	0,75	Base 16A 2p+T	16
C ₁₁ Automatización	⁽⁴⁾ ---	---	---	---	10

Tabla 2.11. Características eléctricas de los circuitos ITC-BT-25

Tipo	Sección	Ic	Imáxi.	Protecci.	I.sección	S.neutro	Vol.	S.tierra
PA1	1,5	0,22	15	2x10A	1,5	1,5	230	1,5
PF1	2,5	1,14	21	2X16A	2,5	2,5	230	2,5
PF2	2,5	0,48	21	2X16A	2,5	2,5	230	2,5
PF3	2,5	0,63	21	2X16A	2,5	2,5	230	2,5
PF4	2,5	3,53	21	2X16A	2,5	2,5	230	2,5

Tabla.2.12. Intensidades según secciones

2.8.7.2.3 Instalación de toma de tierra

En las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios, se deberá disponer de una toma de tierra, que estará conectada (como mínimo) a la estructura del campo generador y a los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos.

En la instalación de la vivienda será obligatorio el uso de toma de tierra, mediante el uso de un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. El valor de la resistencia de puesta a tierra se recomienda para un valor inferior a 37 Ω .

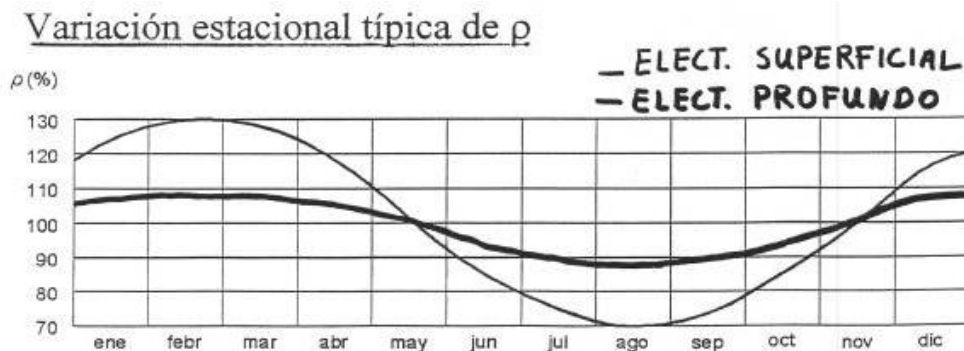
Para el elemento de protección se utilizará un interruptor diferencial, y su función es la de proteger a las personas ante posibles derivaciones en las partes metálicas de todos los dispositivos propios de la instalación solar o de cualquier electrodoméstico.

Se instalarán piquetas que se conectarán sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos en el suelo.

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos, formados por:

Electrodo	Resistencia de tierra en Ω
Placa enterrada	$R = \frac{0,8 * \rho}{P}$
Pica vertical	$R = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = \frac{2 * \rho}{L}$

En cuanto a la resistividad, si bien las tablas nos dan una orientación de cuál sería la media anual; debemos recordar que ésta sufre unos cambios estacionales como se observa en la figura siguiente:



13

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,5 metros.

Normativa de referencia GUIA BT-18: Instalaciones de puesta a tierra. Criterios de cálculo:

- En las masas no se admiten tensiones superiores a 50 V.
- La resistividad del terreno es de 200 $\Omega.m$
- Las características de los interruptores diferenciales son: sensibilidad 30 mA, intensidad nominal 16 A, 25 A, 40 A y 63 A.

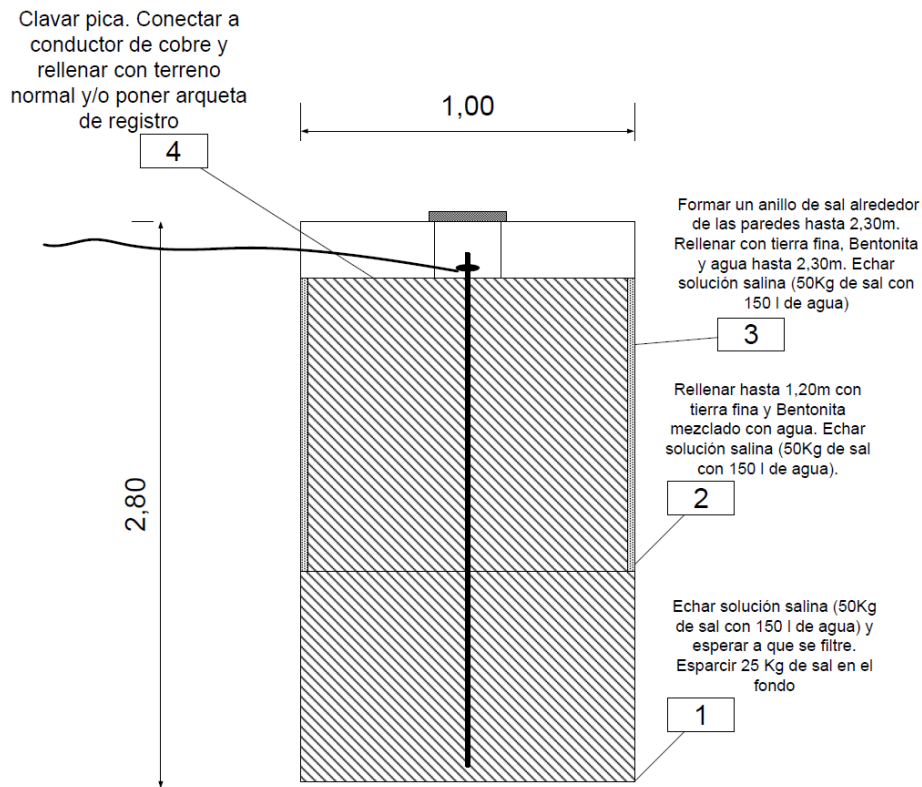
Se hará un pozo de 2,8 metros de profundidad y 1 m de diámetro con el producto THOR-GEL para conseguir una resistividad del terreno de $20 \Omega \text{ m}$ con lo que una pica de 2 metros de longitud será suficiente para conseguir el valor de resistencia a tierra buscado

Instalación de puesta a tierra con una sola pica vertical de longitud 2 metros

Resistencia máxima de puesta a tierra:

$$37 \Omega > 200 / L$$

Instalación de puesta a tierra con una sola pica vertical de longitud 2 metros
Para conseguir una adecuada toma a tierra en terreno volcánico como es el que tendremos en el islote, procederemos a realizar una puesta a tierra mediante la realización de un pozo de tierra en el que introduciremos la pica de toma a tierra anteriormente citada. Las dimensiones y demás aspectos serán los que aparece en la figura siguiente:



En cuanto al material de rellenos tenemos que tener en cuenta que:

- La tierra fina de procedencia externa, puede ser seca y fósil de cualquier lugar excepto de terreno de cultivo, porque es corrosivo y también ataca al Cobre.
- Las sales puras (cloruro de sodio) no actúan como un buen electrolítico en estado seco, por lo que se le incorpora carbón vegetal con el fin de que éste sirva como absorbente de las sales disueltas y de la humedad.
- Las bentonitas molidas son sustancias minerales arcillosas que retienen las moléculas del agua, pero la pierden con mayor velocidad que con la que la absorben, debido al aumento de la temperatura ambiente. Al perder el agua, pierden conductividad y restan toda compactación, lo que deriva en la pérdida de contacto entre electrodo y el medio, elevándose la resistencia del pozo

ostensiblemente. Una vez que la bentonita se ha armado, su capacidad de absorber nuevamente agua, es casi nula.

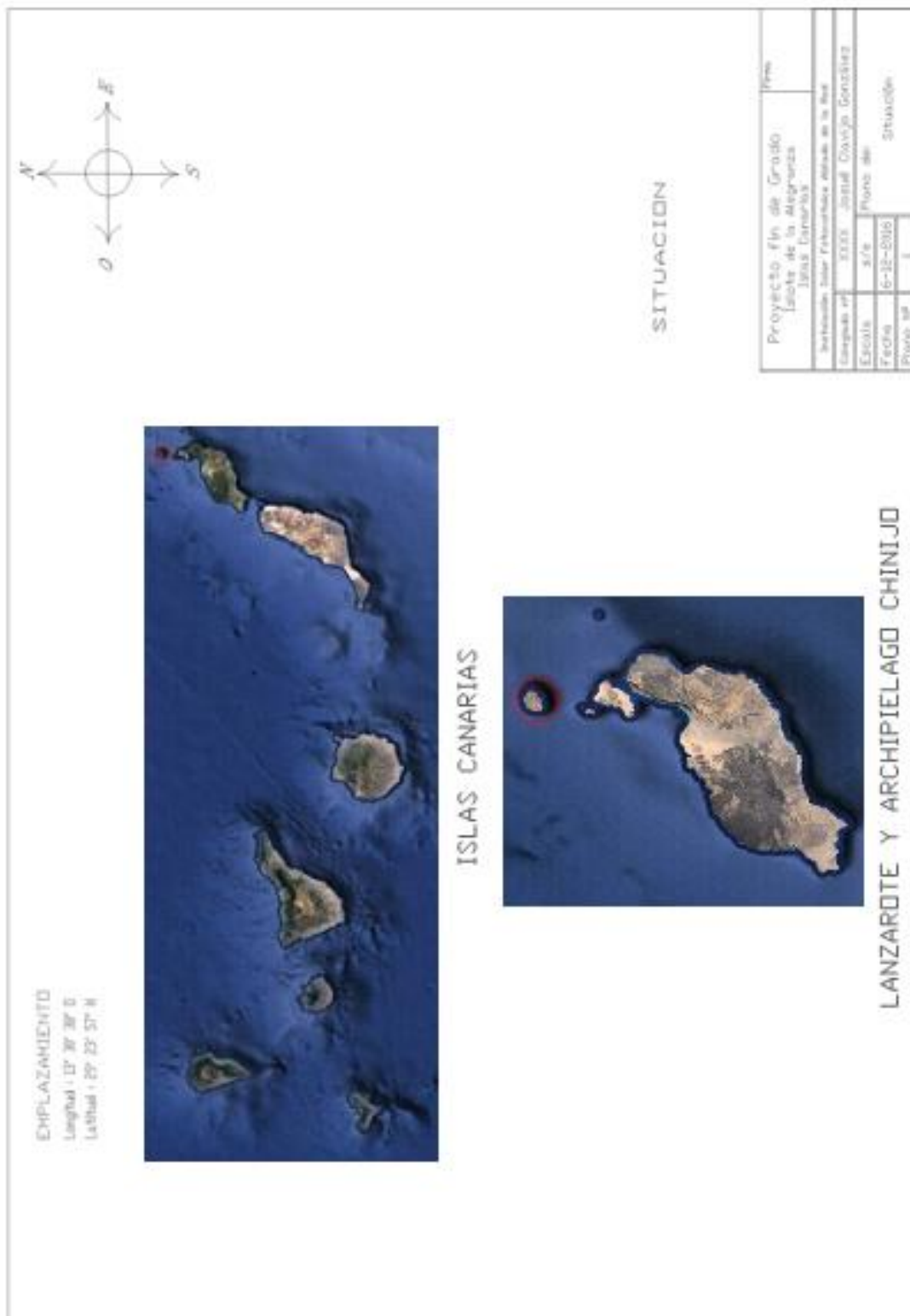
- El THOR-GEL, es un compuesto químico complejo, que se forma cuando se mezclan en el terreno las soluciones acuosas de sus 2 componentes. El compuesto químico resultante tiene naturaleza coloidal, y es especial para el tratamiento químico electrolítico de las puestas a tierra
- Este compuesto posee otra ventaja que al unirse en el terreno se forma un compuesto gelatinoso que le permite mantener una estabilidad, química y eléctrica durante 4 años. El método de aplicación consiste en incorporar al pozo los electrolitos que, aglutinados bajo la forma de un Gel, mejoren la conductibilidad de la tierra, y retengan la humedad en el pozo, por un período prolongado. De esta manera se garantiza una efectiva reducción de la resistencia eléctrica, y una estabilidad que no se vea afectada por las variaciones del clima. La aplicación del THOR-GEL es de 1 a 3 dosis por m³ según sea la resistividad natural del terreno y la resistencia final deseada.

Naturaleza del terreno	Resistividad (Ohm-m)	Dosis THOR-GEL por m³
Terrenos cultivables y fértiles	50	1
Terraplenes compactos y húmedos	50	1
Terrenos cultivables poco fértiles	500	de 1 a 2
Suelos pedregosos desnudos arena seca, permeable	3000	2
Suelos rocosos fraccionados	6000	de 2 a 3
Suelos rocosos compactos	14000	3


3.PLANOS

3 PLANOS

3.1 Plano de Situación




3.2 Plano de Situación 2



ISLA DE LA ALEGRANZA

SITUACION
EMPLAZAMIENTO
 Longitud : 13° 30' 36" O
 Latitud : 29° 23' 57" N

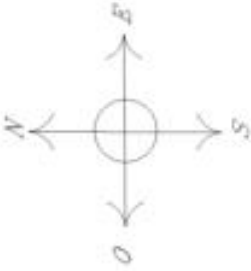


"VIVIENDA" PERSONAL MEDIO AMBIENTE

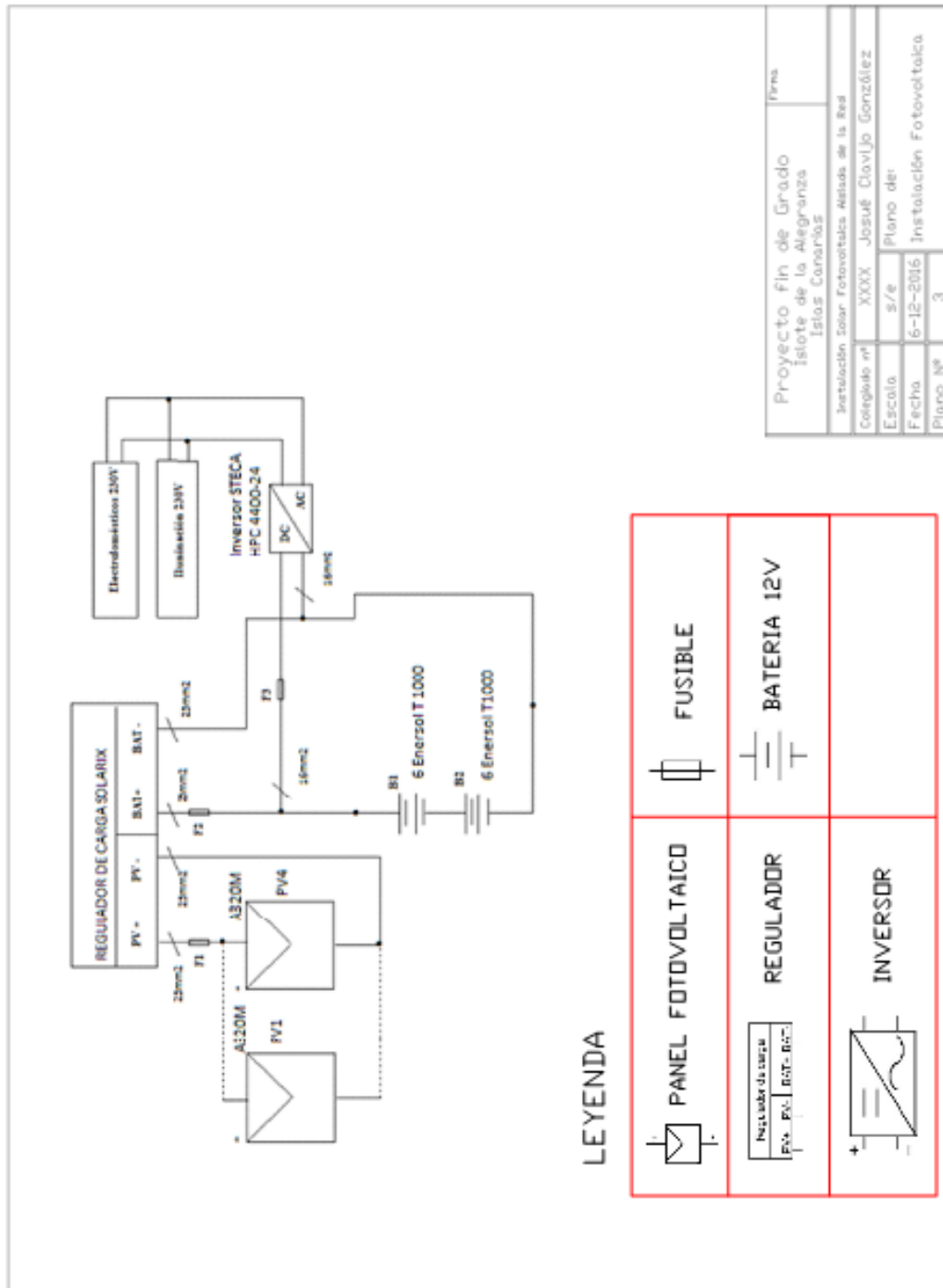
Proyecto Fin de Grado
 Lote de la Alegranza
 Islas Canarias

Instalación Solar Fotovoltaica Aislada de la Red

Colegio nº	XXXX	Josué Clavijo González	Fecha
Escola	s/e	Plano de	
Fecha	6-12-2016	Situación	
Plano Nº	2		

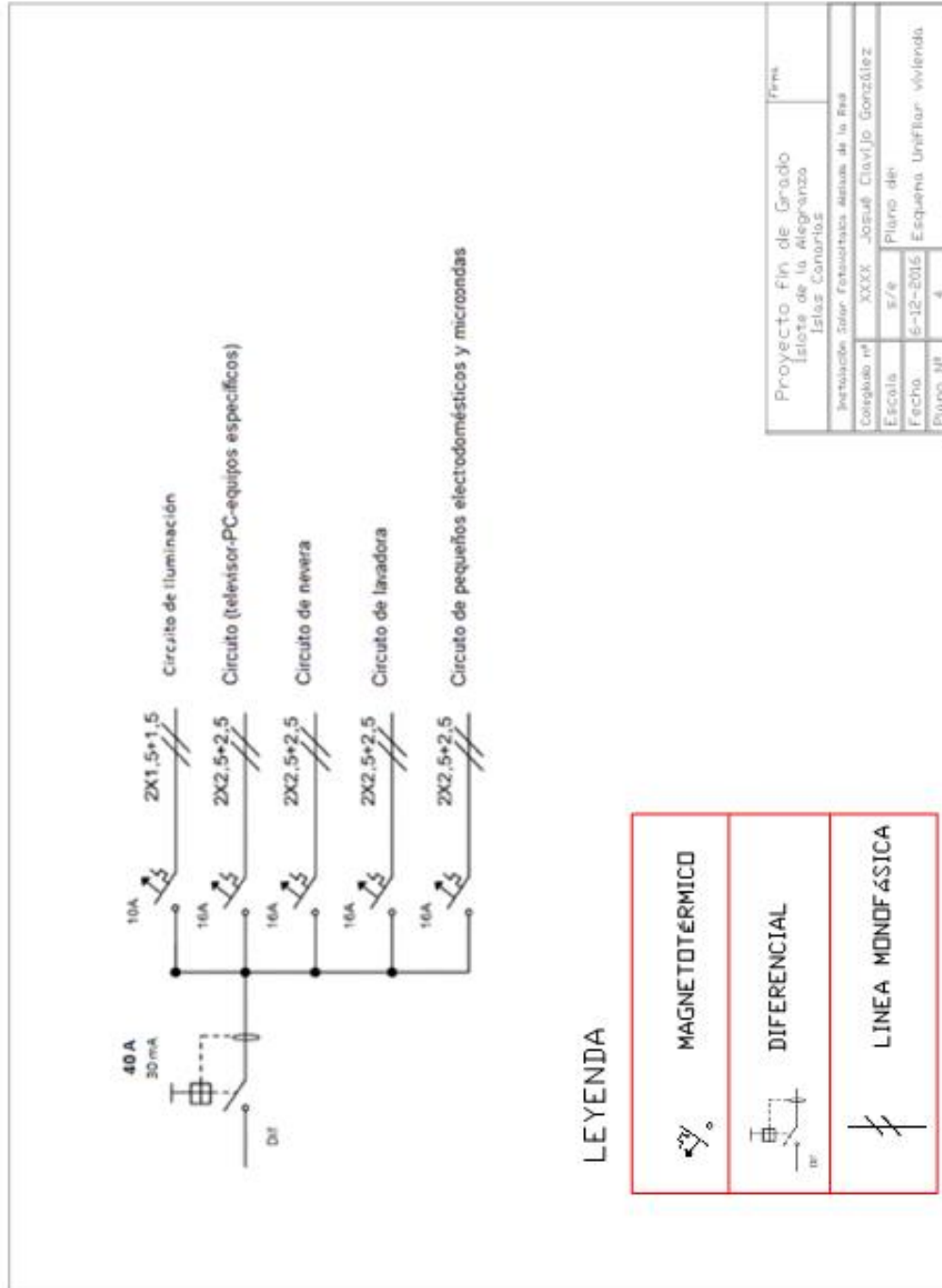


3.3 Plano de Instalación Fotovoltaica



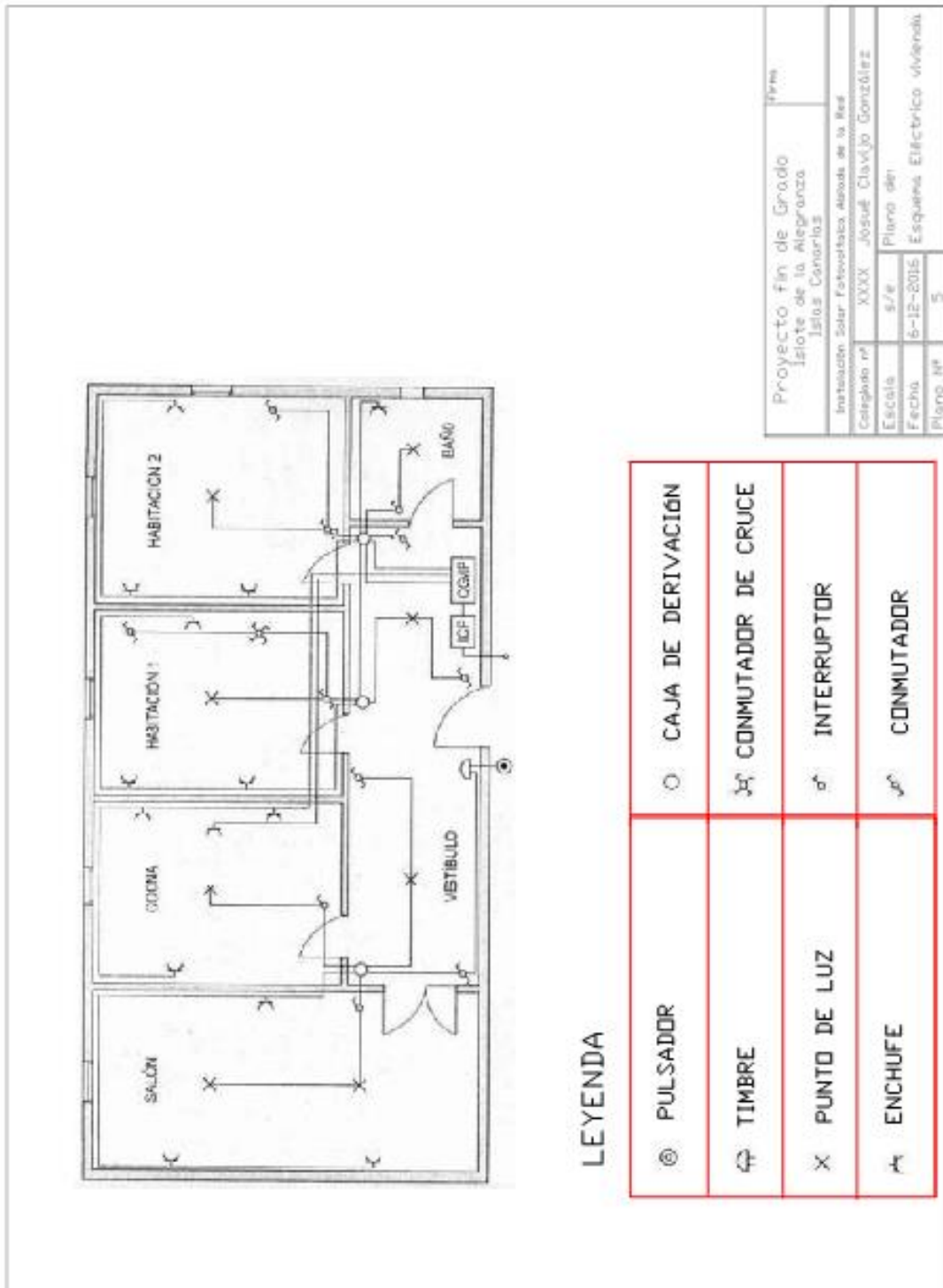
Proyecto fin de Grado Islote de la Alegranza Islas Canarias		Firma	
Instalación Solar Fotovoltaica Aislada de la Red			
Colegio nº	XXXX	José Clavijo González	
Escala	s/e	Plano de:	
Fecha	6-12-2016	Instalación Fotovoltaica	
Plano nº	3		

3.4 Plano de Esquema Unifilar Vivienda

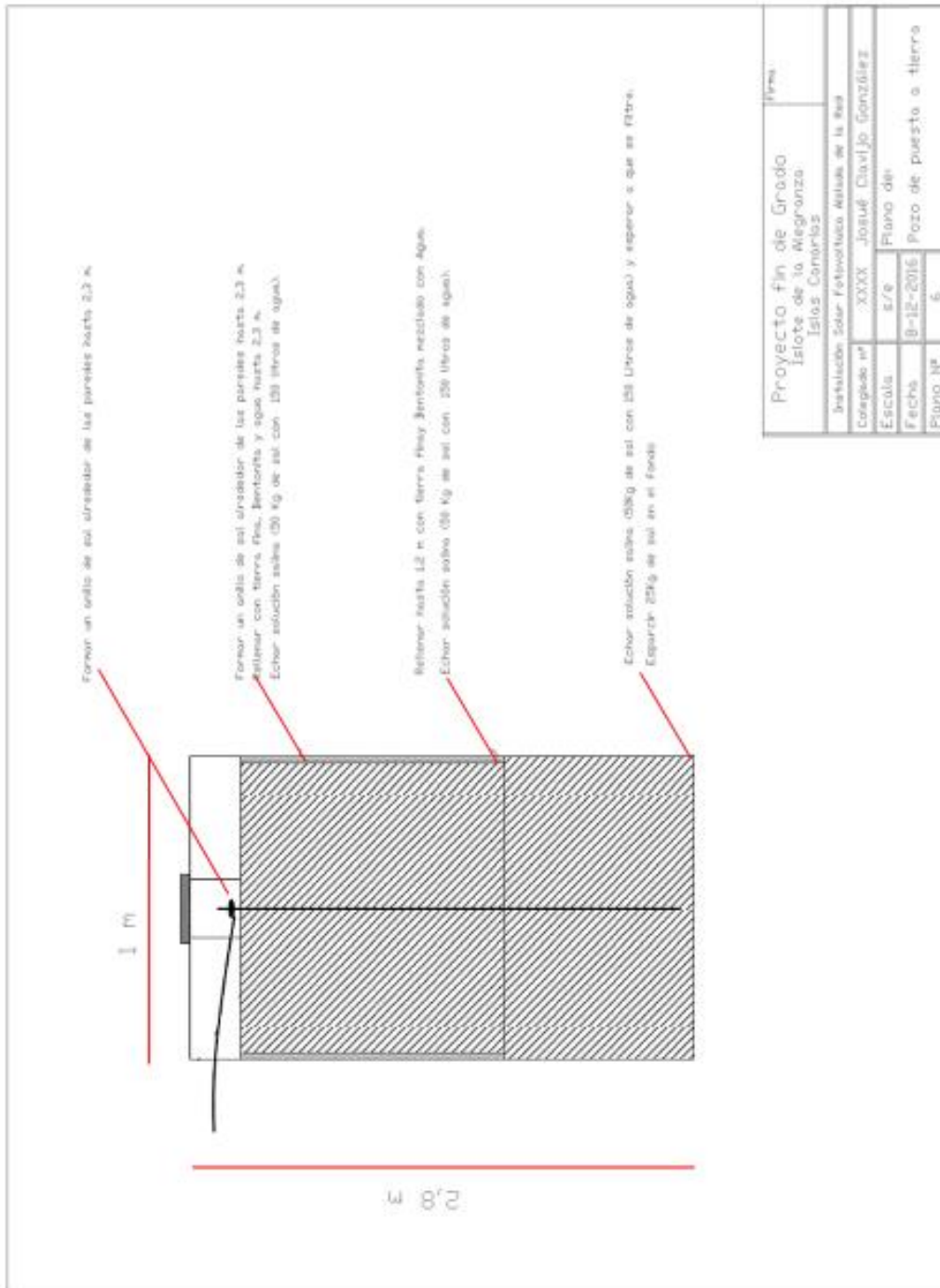


Proyecto fin de Grado Islote de la Alegranza Islas Canarias		Finis
Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la Red		
Conjunto nº	XXXX	Josué Clavijo González
Escuela	s/e	Plano de
Fecha	6-12-2016	Esquema Unifilar vivienda
Plano Nº	4	

3.5 Plano de Esquema Eléctrico Vivienda



3.6 Plano de Pozo de Puesta a Tierra



4. PLIEGO DE CONDICIONES

4 PLIEGO DE CONDICIONES

4.1 Objeto

4.1.1 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.

4.1.2 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.

4.1.3 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.

4.1.4 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.

4.1.5 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.

4.2 Generalidades

4.2.1 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

4.2.2 También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 4.2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

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

4.2.3.1 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).

4.2.3.2 Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable. 4.2.3.3 Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

4.3 Definiciones

4.3.1 Radiación solar

4.3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

4.3.1.2 Irradiancia

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

4.3.1.3 Irradiación

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

4.3.1.4 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.

4.3.2 Generadores fotovoltaicos

4.3.2.1 Célula solar o fotovoltaica Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

4.3.2.2 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.

4.3.2.3 Módulo fotovoltaico

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

4.3.2.4 Rama fotovoltaica

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

4.3.2.5 Generador fotovoltaico Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

4.3.2.6 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

4.3.2.7 Potencia máxima del generador (potencia pico) Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

4.3.2.8 TONC

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

4.3.3 Acumuladores de plomo-ácido

4.3.3.1 Acumulador Asociación eléctrica de baterías.

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

4.3.3.3 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.

4.3.3.4 Capacidad nominal: C_{20} (Ah)

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: $C_{100} / C_{20} \approx 1,25$, $C_{40} / C_{20} \approx 1,14$, $C_{20} / C_{10} \approx 1,17$.

4.3.3.5 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} .

4.3.3.6 Estado de carga

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

4.3.3.7 Profundidad de descarga (PD)

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

4.3.3.8 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

$20 = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

4.3.3.9 Vaso

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

4.3.4 Reguladores de carga

4.3.4.1 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.

4.3.4.2 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.

4.3.4.3 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.

4.3.5 Inversores

4.3.5.1 Inversor

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

4.3.5.2 V_{RMS}

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

4.3.5.3 Potencia nominal (VA)

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

4.3.5.4 Capacidad de sobrecarga

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

4.3.5.5 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.

4.3.5.6 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:

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

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

4.3.6 Cargas de consumo

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

4.4 Diseño

4.4.1 Orientación, inclinación y sombras

4.4.1.1 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

4.4.1.2 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.

4.4.1.3 En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

4.4.2 Dimensionado del sistema

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

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

4.4.2.3 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.

4.4.2.4 El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al P calculado en

4.4.2.3. 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.

4.4.2.5 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.

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

4.4.3 Sistema de monitorización

4.4.3.1 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.

4.4.3.2 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.

4.5 Componentes y materiales

4.5.1 Generalidades

4.5.1.1 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.

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

4.5.1.3 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V

. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

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

4.5.1.5 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.

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

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

4.5.1.8 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 4.5.1.7, 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.

4.5.1.9 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.

4.5.2 Generadores fotovoltaicos

4.5.2.1 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.

4.5.2.2 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.

4.5.2.3 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.

4.5.2.3.1 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.

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

4.5.2.3.3 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.

4.5.2.3.4 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.

4.5.2.4 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.

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

4.5.2.6 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.

4.5.3 Estructura de soporte

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

4.5.3.2 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.

4.5.3.3 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).

4.5.3.4 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.

4.5.3.5 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.

4.5.3.6 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.

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

4.5.3.8 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.

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

4.5.3.10 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.

4.5.4 Acumuladores de plomo-ácido

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

4.5.4.2 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.

4.5.4.3 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 %.

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

4.5.4.5 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.

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

4.5.4.7 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.

4.5.4.8 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.

4.5.4.9 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

4.5.5 Reguladores de carga

4.5.5.1 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.

4.5.5.2 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 $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

4.5.5.3 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.

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

4.5.5.5 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.

4.5.5.6 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.

4.5.5.7 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.

4.5.5.8 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.

4.5.5.9 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.

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

4.5.5.11 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

4.5.6 Inversores

4.5.6.1 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.

4.5.6.2 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.

4.5.6.3 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.

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

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

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

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

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

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

4.5.6.8 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.

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

4.5.6.10 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).

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

Tabla II

<i>Tipo de inversor</i>		<i>Rendimiento al 20 % de la potencia nominal</i>	<i>Rendimiento a potencia nominal</i>
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.

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

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

4.5.7 Cargas de consumo

4.5.7.1 Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

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

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

4.5.7.4 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.

4.5.7.5 Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

4.5.7.6 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.

4.5.7.7 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.

4.5.7.8 Para sistemas de bombeo de agua:

4.5.7.8.1 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.

4.5.7.8.2 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.

4.5.7.8.3 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.

4.5.7.8.4 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.

4.5.8 Cableado

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

4.5.8.2 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.

4.5.8.3 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.

4.5.8.4 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.

4.5.8.5 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

4.5.9 Protecciones y puesta a tierra

4.5.9.1 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.

4.5.9.2 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.

4.5.9.3 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.

4.6 Recepción y pruebas

4.6.1 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.

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

4.6.2.1 Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.

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

4.6.3 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:

4.6.3.1 Entrega de la documentación requerida en este PCT.

4.6.3.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

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

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

4.6.5 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.

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

4.7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

4.7.1 Generalidades

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

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

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

4.7.2 Programa de mantenimiento

4.7.2.1 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.

4.7.2.2 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

4.7.2.3 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.

4.7.2.4 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.

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

4.7.2.6 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.

4.7.2.7 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.

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

4.7.3 Garantías

4.7.3.1 Ámbito general de la garantía:

4.7.3.1.1 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.

4.7.3.1.2 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.

4.7.3.2 Plazos:

4.7.3.2.1 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.

4.7.3.2.2 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.

4.7.3.3 Condiciones económicas:

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

4.7.3.3.2 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.

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

4.7.3.3.4 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.

4.7.3.4 Anulación de la garantía:

4.7.3.4.1 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 4.7.3.3.4.

4.7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación:

4.7.3.5.1 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.

4.7.3.5.2 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.

4.7.3.5.3 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.

4.7.3.5.4 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.

5.PRESUPUESTOS

5 MEMORIA ECONÓMICA

5.1 Presupuesto

5.1.1 Introducción y definiciones

Un presupuesto consiste en la valoración “a priori” de un producto o servicio. Se basa en la previsión del total de los costes involucrados incrementados con el margen de beneficio previsto.

Las mediciones y el presupuesto tienen como finalidad dar una idea lo más aproximada posible del importe de la realización del proyecto, no reflejan ni los gastos de explotación ni los de la amortización de la inversión una vez ejecutada.

En términos generales para determinar el presupuesto de un proyecto debemos:

- Identificar y definir las distintas unidades de obra que intervengan.
- Saber cuál es el precio unitario de cada una de ellas.
- Hacer las mediciones de cada unidad de obra.
- Multiplicar el precio unitario de cada unidad por su medición correspondiente.

Presupuesto de ejecución material: suma del presupuesto de las distintas partidas que componen el documento “mediciones y presupuesto”, sin incluir gastos generales, beneficio industrial, honorarios ni impuestos. Sería el coste de una obra sin impuestos ni honorarios si el promotor contratase directamente a los obreros, adquiriese los materiales, alquilase la maquinaria, etc.

No hay que olvidar en el p.e.m. la inclusión del presupuesto de seguridad y salud (P.R.L.), el presupuesto de control de calidad de edificios e instalaciones y el porcentaje para el Patrimonio Histórico Español (sólo en obras públicas).

Presupuesto de contrata: suma del presupuesto de ejecución material más gastos generales de empresa, beneficio industrial e IGIC

Los gastos generales son los que el contratista tiene por el hecho de ejercer una actividad empresarial y que son distintos de los costes de ejecución. Serían los gastos de oficinas generales (no de obra), personal administrativo (no en obra), gastos fiscales, gastos financieros, tasas de la administración, etc.

Si únicamente se tuvieran en cuenta el presupuesto de ejecución material y los gastos generales el contratista no ganaría nada por la ejecución de la obra por lo que es necesario añadir el beneficio industrial.

En obras oficiales el beneficio industrial más utilizado es del 6%, y los gastos generales el 13%. No debe afectar a las partidas de “seguridad y salud”.

Al presupuesto de ejecución material más los gastos generales y beneficio industrial se le ha de aplicar el IGIC (tipo general), como a cualquier otro producto que se vende.

Presupuesto total: es la suma del presupuesto de ejecución por contrata más los gastos de edición del proyecto (impresión, encuadernación, etc..) más los honorarios profesionales del proyectista incluyendo la dirección de obra.

Unidades de obra.

Cada una de las partes en que puede dividirse el proyecto a efecto de cálculo del presupuesto, de forma que primero se determina el coste total de cada una de esas partes (precios descompuestos), a continuación, se determina el número de veces que se repite cada una de estas unidades de obra (medición), y finalmente se procede a la valoración sumando el producto de precios descompuestos por las mediciones halladas.

Cada unidad de obra se expresará con la unidad de la magnitud física más característica.

La partición del proyecto en una u otra unidad de obra es función de la disponibilidad del precio descompuesto y de la facilidad de medición. Se prefiere utilizar unidades de obra cuyo precio haya sido previamente calculado.

Cada unidad de obra está formada por diversos materiales que habrán precisado para su puesta en obra aporte de mano de obra y medios auxiliares.

Es preciso definir las correctamente, dejando claro lo que cada unidad conlleva, sin ambigüedades. Debe reflejarse en su descripción o definición los elementos de que consta, su grado de terminación, tipo de equipo con que debe ser ejecutada, si se incluye o no el transporte, si incluyen o no piezas especiales, controles de calidad, etc.

Estos elementos, a su vez, deben reflejarse en la “descomposición” de cada partida (cuadro de descompuestos).

Se suele realizar un cuadro de precios en letra de las partidas, que suele formar parte de la documentación contractual para la ejecución de obra.

El cuadro de descompuestos puede utilizarse para valorar partidas inconclusas, o para valorar nuevas partidas no incluidas en el proyecto.

Estado de mediciones.

Es el conjunto de operaciones realizado sobre cada unidad de obra para obtener su cantidad. La medición es la determinación de las dimensiones de cada unidad de obra.

En ocasiones se recurre a partidas alzadas (difíciles de cuantificar en proyecto).

Tarifa de honorarios por tiempo empleado.

Para calcular los costes de ingeniería es preciso recurrir a la normativa establecida por el COIT (Colegio oficial de Ingenieros de Telecomunicación) en la “Propuesta de Baremos Orientativos para el cálculo de Honorarios”. Aplicando la expresión siguiente, donde H son los honorarios, Hn los honorarios en jornada laboral y He los honorarios fuera de la jornada laboral, se obtienen los honorarios, a los cuales hay que aplicarles un coeficiente de reducción en función del número de horas total de trabajo. El coeficiente de reducción se obtiene a partir de la *tabla1*.

$$H = (60 \times Hn) + (70 \times He)$$

Desde (horas)	Hasta (horas)	Coeficiente de reducción
0	36	1
36	72	0,9
72	108	0,8
108	144	0,7
144	180	0,65
180	360	0,6
360	510	0,55
510	720	0,5
720	1080	0,45
1080		0,4

TABLA 5.1. COEFICIENTES DE REDUCCIÓN COSTE HONORARIOS

5.1.2 Instalación Fotovoltaica

5.1.2.1 Mediciones

Estructura soporte

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

Código	Unidad	Título	Resumen	Medición	Precio (€)	Total (€)
3.1	Ud.	Tornillo	Kit tornillo de doble rosca, marca Wurth, para fijación de estructura soporte, compuesto por 1 junta de seta EPDM, 1 tuerca hexagonal DIN934 y una tuerca de seguridad DIN985. Tornillo fabricado en acero inoxidable A2 con recubrimiento especial. Rosca métrica M10 en cabeza, 135mm de longitud. Totalmente fijado e instalado en cubierta.	8	0,55	4,4
3.2	Ud.	Triángulo	Triángulo para montaje con inclinación ajustable marca Wurth, modelo Solar Atersa fabricado en aluminio. Totalmente fijado e instalado.	4	22,5	90
3.3	Ud.	Carril montaje	Carril de montaje marca Wurth, modelo Solar Atersa de perfil 37x47mm fabricado en aluminio. 3.4Longitud del carril de 6m. Totalmente instalado y nivelado.	8	39	312
3.4	Ud.	Telescópica	Pieza telescópica marca Wurth, modelo Solar Atersa para carril de montaje de perfil 37x47mm, fabricado en aluminio. Extensible de 50 a 600mm incluida grapa de bloqueo. Totalmente instalado y fijado.	1	10,5	10,5
3.5	Ud.	Conector	Conector para carriles marca	2	2'35	4,70

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

			Wurth, modelo Solar Atersa, para carriles de montaje de perfil 37x47mm, fabricado en aluminio. Totalmente instalado y fijado.			
Total Estructura soporte						421,60 €

TABLA 5.2. PRESUPUESTO ESTRUCTURA SOPORTE

Nº	Unidad	Concepto	Medición
1	Ud.	Módulo fotovoltaico monocristalino de 320 Wp marca Atersa, modelo A-320M.	4
2	Ud.	Estructura soporte Atersa la marca Wurth. Incluye tornillería y demás elementos necesarios para su montaje.	1
3	Ud.	inversor de onda senoidal con cargador de baterías integrado HPC 4400-24. Completamente instalado.	1
4	Ud.	Baterias Enersol T1000 2V	12
5	Ud.	Regulador Steca solarix 2401 40A	1
6	Ud.	Caja general de conexiones de CC para instalación fotovoltaica de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun	1
7	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 2,5 mm ² de Prysmian	50
8	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/16 A/Pdc 6 kA	4
9	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/10 A/Pdc 6 kA	1
10	Ud.	Interruptor automático diferencial iDPN Vigi. 1P+N/40 A/Pdc 6kA 30 mA S.I. Curva C, clase AC.	1
11	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 25 mm ² de Prysmian	26

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

12	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 1,5 mm ² de Prvsmian	50
13	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 16 mm ² de Prvsmian	8
14	Ud.	Bridas marca UNEX para fijación de conductores a estructura soporte. Paquete de 1.000 Uds. Medida	1
15	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 20 mm de	50
16	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 16 mm de diámetro.	50
17	Ud.	Pica vertical de puesta a tierra de acero-cobre 250µ de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud	1
18	ml.	Conductor de cobre desnudo de 50 mm ² para puesta a tierra	20
19	h.	Montaje e instalación de todos los materiales que componen la instalación solar fotovoltaica, hasta su puesta en funcionamiento, mediante el aporte de la	80

TABLA 5.3. MEDICIONES GLOBALES

5.1.2.2 Cuadro de precios

Nº	Unidad	Concepto	Precio (€)
1	Ud.	Módulo fotovoltaico monocristalino de 320 Wp marca Atersa, modelo A-320M.	431,60
2	Ud.	Estructura soporte Zebra la marca Atersa. Incluye tornillería y demás elementos necesarios para su montaje.	421,6
3	Ud.	inversor de onda senoidal con cargador de baterías integrado HPC 4400-24. Completamente instalado.	4626
4	Ud.	Baterias Enersol T1000 2V	253,23
5	Ud.	Regulador Steca solarix 2401 40A	183
6	Ud.	Caja general de conexiones de CC para instalación fotovoltaica de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun String Control.	104,27

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

7	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 2,5 mm ² de Prysmian	5,4
8	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/16 A/Pdc 6 kA.	47,83
9	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/10 A/Pdc 6 kA.	47,03
10	Ud.	Interruptor automático diferencial iDPN Vigi. 1P+N/40 A/Pdc 6kA 30 mA S.I. Curva C, clase AC.	174,48
11	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 6 mm ² de Prysmian.	10,02
12	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 10 mm ² de Prysmian.	15,38
13	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 16 mm ² de Prysmian.	22,93
14	Ud.	Bridas marca UNEX para fijación de conductores a estructura soporte. Paquete de 1.000 Uds. Medida 3´6x142mm. Totalmente instalado.	32,4
15	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 20 mm de diámetro.	1,1
16	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 16 mm de diámetro.	0,58
17	Ud.	Pica vertical de puesta a tierra de acero-cobre 250µ de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud.	19,23
18	ml.	Conductor de cobre desnudo de 50 mm ² para puesta a tierra.	4,10
19	h.	Montaje e instalación de todos los materiales que componen la instalación solar fotovoltaica, hasta su puesta en funcionamiento, mediante el aporte de la mano de obra necesaria.	55,53

TABLA 5.4 CUADRO DE PRECIOS

5.1.2.3 Presupuesto

Nº	Unidad	Concepto	Medición	Precio (€)	Total (€)
1	Ud.	Módulo fotovoltaico monocristalino de 320 Wp marca Atersa, modelo A-320M.	4	431.60	1726,4

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

2	Ud.	Estructura soporte Zebra la marca Atersa. Incluye tornillería y demás elementos necesarios para su montaje.	1	421,6	421,6
3	Ud.	Inversor de onda senoidal con cargador de baterías integrado HPC 4400-24	1	4626	4626
4	Ud.	Baterías Enersol T1000 2V	12	253,23	3038,76
5	Ud.	Regulador Steca solarix 2401 40A	1	183	183
6	Ud.	Caja general de conexiones de CC para instalación fotovoltaica de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun String	1	104,27	104,27
7	Ud.	Cable Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 2,5 mm ² de Prysmian	50	5,4	270
8	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/16 A/Pdc 6 kA.	4	47,83	191,32
9	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/10 A/Pdc 6 kA.	1	47,03	47,03
10	Ud.	Interruptor automático diferencial iDPN Vigi. 1P+N/40 A/Pdc 6kA 30 mA S.I. Curva C, clase AC.	1	174,48	174,48
11	ml.	Cable Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 25 mm ² de Prysmian.	26	10,02	260,52
12	ml.	Cable Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 1,5 mm ² de Prysmian.	50	15,38	769
13	ml.	Cable Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 16 mm ² de Prysmian.	8	22,93	183,44

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

14	Ud.	Bridas marca UNEX para fijación de conductores a estructura soporte. Paquete de 1.000 Uds. Medida 3'6x142mm.	1	32,4	32,4
15	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 20 mm de diámetro.	50	1,1	55
16	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 16 mm de diámetro.	50	0,58	29
17	Ud.	Pica vertical de puesta a tierra de acero-cobre 250 μ de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud.	1	19,23	19,23
18	ml.	Conductor de cobre desnudo de 50 mm ² para puesta a tierra.	20	4,10	82
19	h.	Montaje e instalación de todos los materiales que componen la instalación solar fotovoltaica, hasta su puesta en funcionamiento, mediante el aporte de la	80	55,53	4.442,4
Total Presupuesto Instalación solar fotovoltaica					16.655,85

TABLA 5.5. PRESUPUESTO

5.1.2.4 Estudio de seguridad y salud

Nº	Unidad	Concepto	Medición	Precio	Total (€)
1	m	Red de seguridad vertical en perímetro de forjado, de malla de poliamida # 75 mm, con D de cuerda de malla 4 mm y cuerda perimetral D 12 mm, (amortización = 30%) incluso	10	3,19	31,9
2	Ud.	Valla metálica modular, tipo Ayuntamiento, de 2,50 de largo y 1,10 m de altura, (amortización = 10 %), incluso colocación y posterior retirada.	2	6,11	12,22
3	Ud.	Línea de vida de 40 m para 2 trabajadores simultáneos, homologada y certificada. Totalmente instalada.	1	1.072	1.072
4	PA	Charla de formación del plan de seguridad de la obra y firma de documentación.	1	309	309

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

5	Ud.	Casco de seguridad CE, homologado, CE s/normativa vigente.	2	2,97	5,94
6	Ud.	Pantalla de soldador de mano, homologada CE s/normativa vigente.	2	11,47	22,94
7	Ud.	Gafa antipolvo, de acetato, con ventilación indirecta, homologada CE, s/normativa vigente.	2	2,87	5,74
8	Ud.	Protector facial, con pantalla rígida, de 110x270 mm, homologado CE, s/normativa vigente.	2	7,5	15
9	Ud.	Mascarilla con filtro contra polvo, homologada CE s/normativa vigente.	2	24,68	49,36
10	Ud.	Guantes de látex, amarillo, anticorte (par). CE s/normativa vigente.	2	2,11	4,22
11	Ud.	Bota lona y serraje, con puntera y plantilla metálicas incorporada, (par) homologada CE s/normativa vigente.	2	25,88	51,76
12	Ud.	Cinturón portaherramientas CE s/normativa vigente.	2	26,75	53,5
13	Ud.	Mono algodón azulina, doble cremallera, puño elástico CE.	2	16,45	32,9
14	Ud.	Cinturón de seguridad tipo sujeción, homologado CE, s/normativa vigente.	2	60,42	120,84
15	Ud.	Arnes completo con cuerda regulable y mosquetones, homologado CE s/normativa vigente.	2	30,93	61,86
16	Ud.	Juego de trepolines metálicos para cinturón de seguridad CE, s/normativa vigente.	2	87,95	175,9
17	Ud.	Cuerda de 2 m para cinturón de seguridad, con mosquetones regulables, CE, s/normativa vigente.	2	20,82	41,64
18	m	Barandilla de protección colocada en bordes de forjado, realizada con puntales metálicos telescópicos y 2 tabloncillos de madera de pino de 250 x 25 mm, incluso colocación y desmontaje.	40	5,56	222,4
19	Ud.	Señal de cartel de obras, de PVC, sin soporte metálico, (amortización = 100 %), incluso colocación y desmontaje.	2	7,20	14,40

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

20	h.	Cartel indicativo de riesgo, de PVC, sin soporte metálico, (amortización = 100%), incluso colocación y desmontado.	2	3,23	6,46
21	Ud.	Cono de señalización reflectante de 60 cm de altura, incluso colocación y posterior retirada.	4	11,70	46,8
22	Ud.	Chaleco reflectante CE s/normativa vigente.	2	6,36	12,72
Total Presupuesto Estudio de Seguridad y Salud					2369,50

TABLA 5.6. PRESUPUESTO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

5.1.2.5 Costes de ingeniería

Aplicando los conceptos sobre honorarios profesionales explicados en la introducción del presente documento se obtiene la siguiente tabla resumen.

Horas de trabajo	Total
150 horas laborales de trabajo	9.000 €
50 horas de trabajo fuera de horario laboral	3.500 €
Total coste honorarios aplicando coeficientes de reducción	9.000 €

TABLA 5.7 COSTE HONORARIOS

Los honorarios correspondientes a la dirección de obra se calculan en torno al 3,5 % del presupuesto de ejecución por contrata. Se desglosa en la tabla resumen del presupuesto final.

5.1.2.6 Presupuesto total

Presupuesto	Total
Instalación solar fotovoltaica	16.655,85 €
Estudio de Seguridad y Salud	2.369,50 €
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	19.025,35 €
Gastos generales y fiscales (13 %)	2.473,29 €
Beneficio Industrial (6 %)	1.141,52 €
PEM + GGF + BI	22.640,16 €
I.G.I.C. (7 %)	1.584,81 €
Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)	24.224,97 €
Honorarios Profesionales + Dirección de obra (3,5%)	9.847,87 €
Gastos de Edición (3% de H)	295,43 €
PRESUPUESTO TOTAL: PEC+H+GE	34.368,27 €

TABLA 5.8 PRESUPUESTO TOTAL

El Presupuesto total del proyecto titulado “Instalación Solar Fotovoltaica

Aislada de La Red en el Islote de La Alegranza”, asciende a la cantidad de TREINTA Y CUATRO MIL TRECIENTO SESENTA Y OCHO EUROS CON VEINTISIETE CÉNTIMOS (34.368,27 €).

6.SEGURIDAD Y SALUD

6 SEGURIDAD Y SALUD

6.1 ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES.

6.1.1 OBJETO Y AUTOR DEL ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud está redactado para dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Su autor es Josué Clavijo González y su elaboración ha sido encargada por Por un mundo mejor S.L.

De acuerdo con el artículo 3 del R.D. 1627/1997, si en la obra interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor deberá designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Esta designación deberá ser objeto de un contrato expreso.

De acuerdo con el artículo 7 del citado R.D., el objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud es servir de base para que el contratista elabora el correspondiente Plan de Seguridad y Salud el Trabajo, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

6.1.2 PROYECTO AL QUE SE REFIERE.

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud se refiere al Proyecto cuyos datos generales son:

PROYECTO DE REFERENCIA

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

Proyecto de Ejecución de	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA DE LA RED
Ingeniero autor del proyecto	JOSUÉ CLAVIJO GONZÁLEZ
Titularidad del encargo	POR UN MUNDO MEJOR SL
Emplazamiento	LA ALEGRANZA
Presupuesto de Ejecución Material	
Plazo de ejecución previsto	
Número máximo de operarios	
Total aproximado de jornadas	
OBSERVACIONES:	

6.1.3 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO Y LA OBRA.

En la tabla siguiente se indican las principales características y condicionantes del emplazamiento donde se realizará la obra:

DATOS DEL EMPLAZAMIENTO	
Accesos a la obra	
Topografía del terreno	
Edificaciones colindantes	
Suministro de energía eléctrica	
Suministro de agua	
Sistema de saneamiento	
Servidumbres y condicionantes	
OBSERVACIONES:	

En la tabla siguiente se indican las características generales de la obra a que se refiere el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud, y se describen brevemente las fases de que consta:

DESCRIPCION DE LA OBRA Y SUS FASES	
Demoliciones	
Movimiento de tierras	
Cimentación y estructuras	
Cubiertas	
Albañilería y cerramientos	
Acabados	
Instalaciones	
OBSERVACIONES:	

6.1.4 INSTALACIONES PROVISIONALES Y ASISTENCIA SANITARIA.

De acuerdo con el apartado 15 del Anexo 4 del R.D.1627/97, la obra dispondrá de los servicios higiénicos que se indican en la tabla siguiente:

SERVICIOS HIGIENICOS	
	Vestuarios con asientos y taquillas individuales, provistas de llave.
	Lavabos con agua fría, agua caliente, y espejo.

	Duchas con agua fría y caliente.
	Retretes.
OBSERVACIONES:	
1.- La utilización de los servicios higiénicos será no simultánea en caso de haber operarios de distintos sexos.	

De acuerdo con el apartado A 3 del Anexo VI del R.D. 486/97, la obra dispondrá del material de primeros auxilios que se indica en la tabla siguiente, en la que se incluye además la identificación y las distancias a los centros de asistencia sanitaria mas cercanos:

PRIMEROS AUXILIOS Y ASISTENCIA SANITARIA		
NIVEL DE ASISTENCIA	NOMBRE Y UBICACION	DISTANCIA APROX. (Km)
Primeros auxilios	Botiquín portátil	En la obra
Asistencia Primaria (Urgencias)		
Asistencia Especializada (Hospital)		
OBSERVACIONES:		

6.1.5 MAQUINARIA DE OBRA.

La maquinaria que se prevé emplear en la ejecución de la obra se indica en la relación (no exhaustiva) de tabla adjunta:

MAQUINARIA PREVISTA

Grúas-torre	Hormigoneras
Montacargas	Camiones
Maquinaria para movimiento de tierras	Cabrestantes mecánicos
Sierra circular	
OBSERVACIONES:	

6.1.6 MEDIOS AUXILIARES.

En la tabla siguiente se relacionan los medios auxiliares que van a ser empleados en la obra y sus características mas importantes:

MEDIOS AUXILIARES	
MEDIOS	CARACTERISTICAS
Andamios colgados móviles	<p>Deben someterse a una prueba de carga previa.</p> <p>Correcta colocación de los pestillos de seguridad de los ganchos.</p> <p>Los pescantes serán preferiblemente metálicos.</p> <p>Los cabrestantes se revisarán trimestralmente.</p> <p>Correcta disposición de barandilla de segur., barra intermedia y rodapié.</p> <p>Obligatoriedad permanente del uso de cinturón de seguridad.</p>
Andamios tubulares apoyados	<p>Deberán montarse bajo la supervisión de persona competente.</p> <p>Se apoyarán sobre una base sólida y preparada adecuadamente.</p> <p>Se dispondrán anclajes adecuados a las fachadas.</p> <p>Las cruces de San Andrés se colocarán por ambos lados.</p> <p>Correcta disposición de las plataformas de trabajo.</p> <p>Correcta disposición de barandilla de segur., barra intermedia y rodapié.</p>

	Correcta disposición de los accesos a los distintos niveles de trabajo. Uso de cinturón de seguridad de sujeción Clase A, Tipo I durante el montaje y el desmontaje.
Andamios s/ borriquetas	La distancia entre apoyos no debe sobrepasar los 3,5 m.
Escaleras de mano	Zapatillas antideslizantes. Deben sobrepasar en 1 m la altura a salvar. Separación de la pared en la base = $\frac{1}{4}$ de la altura total.
Instalación eléctrica	Cuadro general en caja estanca de doble aislamiento, situado a $h > 1\text{m}$:
	I. diferenciales de 0,3A en líneas de máquinas y fuerza.
	I. diferenciales de 0,03A en líneas de alumbrado a tensión $> 24\text{V}$.
	I. magnetotérmico general omnipolar accesible desde el exterior.
	I. magnetotérmicos en líneas de máquinas, tomas de cte. y alumbrado.
	La instalación de cables será aérea desde la salida del cuadro.
	La puesta a tierra (caso de no utilizar la del edificio) será ≤ 80 ohmios.
OBSERVACIONES:	

6.2 RIESGOS LABORALES EVITABLES COMPLETAMENTE.

La tabla siguiente contiene la relación de los riesgos laborales que pudiendo presentarse en la obra, van a ser totalmente evitados mediante la adopción de las medidas técnicas que también se incluyen:

RIESGOS EVITABLES	MEDIDAS TECNICAS ADOPTADAS
Derivados de la rotura de instalaciones	Neutralización de las instalaciones

	existentes		existentes
	Presencia de líneas eléctricas de alta tensión aéreas o subterráneas		Corte del fluido, puesta a tierra y cortocircuito de los cables
OBSERVACIONES:			

6.3 RIESGOS LABORALES NO ELIMINABLES COMPLETAMENTE.

Este apartado contiene la identificación de los riesgos laborales que no pueden ser completamente evitados, y las medidas preventivas y protecciones técnicas que deberán adoptarse para el control y la reducción de este tipo de riesgos. La primera tabla se refiere a aspectos generales afectan a toda la obra, y las restantes a los aspectos específicos de cada una de las fases en las que ésta puede dividirse.

TODA LA OBRA	
RIESGOS	
	Caídas de operarios al mismo nivel
	Caídas de operarios a distinto nivel
	Caídas de objetos sobre operarios
	Caídas de objetos sobre terceros
	Choques o golpes contra objetos
	Fuertes vientos
	Trabajos en condiciones de humedad
	Contactos eléctricos directos e indirectos
	Cuerpos extraños en los ojos
	Sobreesfuerzos
MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS	GRADO DE

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

		ADOPCION
	Orden y limpieza de las vías de circulación de la obra	permanente
	Orden y limpieza de los lugares de trabajo	permanente
	Recubrimiento, o distancia de seguridad (1m) a líneas eléctricas de B.T.	permanente
	Iluminación adecuada y suficiente (alumbrado de obra)	permanente
	No permanecer en el radio de acción de las máquinas	permanente
	Puesta a tierra en cuadros, masas y máquinas sin doble aislamiento	permanente
	Señalización de la obra (señales y carteles)	permanente
	Cintas de señalización y balizamiento a 10 m de distancia	alternativa al vallado
	Vallado del perímetro completo de la obra, resistente y de altura \geq 2m	permanente
	Marquesinas rígidas sobre accesos a la obra	permanente
	Pantalla inclinada rígida sobre aceras, vías de circulación o colindantes	permanente
	Extintor de polvo seco, de eficacia 21A - 113B	permanente
	Evacuación de escombros	frecuente
	Escaleras auxiliares	ocasional
	Información específica	para riesgos concretos
	Cursos y charlas de formación	frecuente
	Grúa parada y en posición veleta	con viento fuerte
	Grúa parada y en posición veleta	final de cada jornada
EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPIs)		EMPLEO
	Cascos de seguridad	permanente
	Calzado protector	permanente
	Ropa de trabajo	permanente
	Ropa impermeable o de protección	con mal tiempo
	Gafas de seguridad	frecuente

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

	Cinturones de protección del tronco	ocasional
MEDIDAS ALTERNATIVAS DE PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN		GRADO DE EFICACIA
OBSERVACIONES:		

FASE: DEMOLICIONES		
RIESGOS		
	Desplomes en edificios colindantes	
	Caídas de materiales transportados	
	Desplome de andamios	
	Atrapamientos y aplastamientos	
	Atropellos, colisiones y vuelcos	
	Contagios por lugares insalubres	
	Ruidos	
	Vibraciones	
	Ambiente pulvígeno	
	Electrocuciones	
MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS		GRADO DE ADOPCION
	Observación y vigilancia de los edificios colindantes	diaria
	Apuntalamientos y apeos	frecuente
	Pasos o pasarelas	frecuente
	Cabinas o pórticos de seguridad en máquinas	permanente
	Redes verticales	permanente
	Barandillas de seguridad	permanente
	Arriostramiento cuidadoso de los andamios	permanente
	Riegos con agua	frecuente
	Andamios de protección	permanente

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

	Conductos de desescombro	permanente
	Anulación de instalaciones antiguas	definitivo
EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPIs)		EMPLEO
	Botas de seguridad	permanente
	Guantes contra agresiones mecánicas	frecuente
	Gafas de seguridad	frecuente
	Mascarilla filtrante	ocasional
	Protectores auditivos	ocasional
	Cinturones y arneses de seguridad	permanente
	Mástiles y cables fiadores	permanente
MEDIDAS ALTERNATIVAS DE PREVENCION Y PROTECCION		GRADO DE EFICACIA
OBSERVACIONES:		

FASE: MOVIMIENTO DE TIERRAS	
RIESGOS	
	Desplomes, hundimientos y desprendimientos del terreno
	Desplomes en edificios colindantes
	Caídas de materiales transportados
	Atrapamientos y aplastamientos
	Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de máquinas
	Contagios por lugares insalubres
	Ruidos
	Vibraciones
	Ambiente pulvígeno
	Interferencia con instalaciones enterradas
	Electrocuciones
	Condiciones meteorológicas adversas
MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS	GRADO DE ADOPCION
Observación y vigilancia del terreno	diaria
Talud natural del terreno	permanente
Entibaciones	frecuente
Limpieza de bolos y viseras	frecuente
Observación y vigilancia de los edificios colindantes	diaria
Apuntalamientos y apeos	ocasional
Achique de aguas	frecuente
Pasos o pasarelas	permanente
Separación de tránsito de vehículos y operarios	permanente
Cabinas o pórticos de seguridad en máquinas (Rops y Fops)	permanente
No acopiar junto al borde de la excavación	permanente
Plataformas para paso de personas, en bordes de excavación	ocasional

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

	No permanecer bajo el frente de excavación	permanente
	Barandillas en bordes de excavación (0,9 m)	permanente
	Rampas con pendientes y anchuras adecuadas	permanente
	Acotar las zonas de acción de las máquinas	permanente
	Topes de retroceso para vertido y carga de vehículos	permanente
EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPIS)		EMPLEO
	Botas de seguridad	permanente
	Botas de goma	ocasional
	Guantes de cuero	ocasional
	Guantes de goma	ocasional
MEDIDAS ALTERNATIVAS DE PREVENCION Y PROTECCION		GRADO DE EFICACIA
OBSERVACIONES:		

FASE: CIMENTACION Y ESTRUCTURAS	
RIESGOS	
	Desplomes y hundimientos del terreno
	Desplomes en edificios colindantes
	Caídas de operarios al vacío
	Caídas de materiales transportados
	Atrapamientos y aplastamientos
	Atropellos, colisiones y vuelcos
	Contagios por lugares insalubres
	Lesiones y cortes en brazos y manos
	Lesiones, pinchazos y cortes en pies
	Dermatitis por contacto con hormigones y morteros
	Ruidos

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

	Vibraciones	
	Quemaduras producidas por soldadura	
	Radiaciones y derivados de la soldadura	
	Ambiente pulvígeno	
	Electrocuciones	
MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS		GRADO DE ADOPCION
	Apuntalamientos y apeos	permanente
	Achique de aguas	frecuente
	Pasos o pasarelas	permanente
	Separación de tránsito de vehículos y operarios	ocasional
	Cabinas o pórticos de seguridad en máquinas (Rops y Fops)	permanente
	No acopiar junto al borde de la excavación	permanente
	Observación y vigilancia de los edificios colindantes	diaria
	No permanecer bajo el frente de excavación	permanente
	Redes verticales perimetrales (correcta colocación y estado)	permanente
	Redes horizontales (interiores y bajo los forjados)	frecuente
	Andamios y plataformas para encofrados	permanente
	Plataformas de carga y descarga de material	permanente
	Barandillas resistentes (0,9 m de altura, con listón intermedio y rodapié)	permanente
	Tableros o planchas rígidas en huecos horizontales	permanente
	Escaleras peldañeadas y protegidas, y escaleras de mano	permanente
EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPIs)		EMPLEO
	Gafas de seguridad	ocasional
	Guantes de cuero o goma	frecuente
	Botas de seguridad	permanente

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

Botas de goma o P.V.C. de seguridad	ocasional
Pantallas faciales, guantes, manguitos, mandiles y polainas para soldar	en estructura metálica
Cinturones y arneses de seguridad	frecuente
Mástiles y cables fiadores	frecuente
MEDIDAS ALTERNATIVAS DE PREVENCION Y PROTECCION	GRADO DE EFICACIA
OBSERVACIONES:	

FASE: CUBIERTAS	
RIESGOS	
Caídas de operarios al vacío, o por el plano inclinado de la cubierta	
Caídas de materiales transportados, a nivel y a niveles inferiores	
Lesiones y cortes en manos	
Lesiones, pinchazos y cortes en pies	
Dermatitis por contacto con materiales	
Inhalación de sustancias tóxicas	
Quemaduras producidas por soldadura de materiales	
Vientos fuertes	
Incendio por almacenamiento de productos combustibles	
Derrame de productos	
Electrocuciones	
Hundimientos o roturas en cubiertas de materiales ligeros	
Proyecciones de partículas	
Condiciones meteorológicas adversas	
MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS	GRADO DE ADOPCION

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

Redes verticales perimetrales (correcta colocación y estado)	permanente
Redes de seguridad (interiores y/o exteriores)	permanente
Andamios perimetrales en aleros	permanente
Plataformas de carga y descarga de material	permanente
Barandillas rígidas y resistentes (con listón intermedio y rodapié)	permanente
Tableros o planchas rígidas en huecos horizontales	permanente
Escaleras peldañeadas y protegidas	permanente
Escaleras de tejador, o pasarelas	permanente
Parapetos rígidos	permanente
Acopio adecuado de materiales	permanente
Señalizar obstáculos	permanente
Plataforma adecuada para gruísta	permanente
Ganchos de servicio	permanente
Accesos adecuados a las cubiertas	permanente
Paralización de los trabajos en condiciones meteorológicas adversas	ocasional
EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPIs)	EMPLEO
Guantes de cuero o goma	ocasional
Botas de seguridad	permanente
Cinturones y arneses de seguridad	permanente
Mástiles y cables fiadores	permanente
MEDIDAS ALTERNATIVAS DE PREVENCION Y PROTECCION	GRADO DE EFICACIA
OBSERVACIONES:	

FASE: ALBAÑILERIA Y CERRAMIENTOS	
RIESGOS	
	Caídas de operarios al vacío
	Caídas de materiales transportados, a nivel y a niveles inferiores
	Atrapamientos y aplastamientos en manos durante el montaje de andamios
	Atrapamientos por los medios de elevación y transporte
	Lesiones y cortes en manos
	Lesiones, pinchazos y cortes en pies
	Dermatitis por contacto con hormigones, morteros y otros materiales
	Incendios por almacenamiento de productos combustibles
	Golpes o cortes con herramientas
	Electrocuciones
	Proyecciones de partículas al cortar materiales
MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS	GRADO DE ADOPCION
Apuntalamientos y apeos	permanente
Pasos o pasarelas	permanente
Redes verticales	permanente
Redes horizontales	frecuente
Andamios (constitución, arriostamiento y accesos correctos)	permanente
Plataformas de carga y descarga de material en cada planta	permanente
Barandillas rígidas (0,9 m de altura, con listón intermedio y rodapié)	permanente
Tableros o planchas rígidas en huecos horizontales	permanente
Escaleras peldañeadas y protegidas	permanente
Evitar trabajos superpuestos	permanente
Bajante de escombros adecuadamente sujetas	permanente
Protección de huecos de entrada de material en plantas	permanente

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPIs)		EMPLEO
	Gafas de seguridad	frecuente
	Guantes de cuero o goma	frecuente
	Botas de seguridad	permanente
	Cinturones y arneses de seguridad	frecuente
	Mástiles y cables fiadores	frecuente
MEDIDAS ALTERNATIVAS DE PREVENCION Y PROTECCION		GRADO DE EFICACIA
OBSERVACIONES:		

FASE: ACABADOS		
RIESGOS		
	Caídas de operarios al vacío	
	Caídas de materiales transportados	
	Ambiente pulvígeno	
	Lesiones y cortes en manos	
	Lesiones, pinchazos y cortes en pies	
	Dermatitis por contacto con materiales	
	Incendio por almacenamiento de productos combustibles	
	Inhalación de sustancias tóxicas	
	Quemaduras	
	Electrocución	
	Atrapamientos con o entre objetos o herramientas	
	Deflagraciones, explosiones e incendios	
MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS	GRADO DE ADOPCION	
	Ventilación adecuada y suficiente (natural o forzada)	permanente
	Andamios	permanente
	Plataformas de carga y descarga de material	permanente
	Barandillas	permanente
	Escaleras peldañeadas y protegidas	permanente
	Evitar focos de inflamación	permanente
	Equipos autónomos de ventilación	permanente
	Almacenamiento correcto de los productos	permanente
EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPIs)	EMPLEO	
	Gafas de seguridad	ocasional
	Guantes de cuero o goma	frecuente
	Botas de seguridad	frecuente
	Cinturones y arneses de seguridad	ocasional

Mástiles y cables fiadores	ocasional
Mascarilla filtrante	ocasional
Equipos autónomos de respiración	ocasional
MEDIDAS ALTERNATIVAS DE PREVENCION Y PROTECCION	GRADO DE EFICACIA
OBSERVACIONES:	

FASE: INSTALACIONES	
RIESGOS	
Caídas a distinto nivel por el hueco del ascensor	
Lesiones y cortes en manos y brazos	
Dermatitis por contacto con materiales	
Inhalación de sustancias tóxicas	
Quemaduras	
Golpes y aplastamientos de pies	
Incendio por almacenamiento de productos combustibles	
Electrocuciones	
Contactos eléctricos directos e indirectos	
Ambiente pulvígeno	
MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS	GRADO DE ADOPCION
Ventilación adecuada y suficiente (natural o forzada)	permanente
Escalera portátil de tijera con calzos de goma y tirantes	frecuente
Protección del hueco del ascensor	permanente
Plataforma provisional para ascensoristas	permanente
Realizar las conexiones eléctricas sin tensión	permanente

EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPIs)		EMPLEO
	Gafas de seguridad	ocasional
	Guantes de cuero o goma	frecuente
	Botas de seguridad	frecuente
	Cinturones y arneses de seguridad	ocasional
	Mástiles y cables fiadores	ocasional
	Mascarilla filtrante	ocasional
MEDIDAS ALTERNATIVAS DE PREVENCION Y PROTECCION		GRADO DE EFICACIA
OBSERVACIONES:		

6.4 RIESGOS LABORALES ESPECIALES.

En la siguiente tabla se relacionan aquellos trabajos que siendo necesarios para el desarrollo de la obra definida en el Proyecto de referencia, implican riesgos especiales para la seguridad y la salud de los trabajadores, y están por ello incluidos en el Anexo II del R.D. 1627/97. También se indican las medidas específicas que deben adoptarse para controlar y reducir los riesgos derivados de este tipo de trabajos.

TRABAJOS CON RIESGOS ESPECIALES	MEDIDAS ESPECIALES PREVISTAS
<input type="checkbox"/> Especialmente graves de caídas de altura, sepultamientos y hundimientos	
<input type="checkbox"/> En proximidad de líneas eléctricas de alta tensión	Señalizar y respetar la distancia de seguridad (5m). Pórticos protectores de 5 m de altura. Calzado de seguridad.
<input type="checkbox"/> Con exposición a riesgo de ahogamiento por inmersión	
<input type="checkbox"/> Que impliquen el uso de explosivos	
<input type="checkbox"/> Que requieren el montaje y desmontaje de elementos prefabricados pesados	
<input type="checkbox"/>	
OBSERVACIONES:	

6.5 PREVISIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

6.5.1 ELEMENTOS PREVISTOS PARA LA SEGURIDAD DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO.

En el Proyecto de Ejecución a que se refiere el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud se han especificado una serie de elementos que han sido previstos para facilitar las futuras labores de mantenimiento y reparación del edificio en condiciones de seguridad y salud, y que una vez colocados, también servirán para la seguridad durante el desarrollo de las obras.

Estos elementos son los que se relacionan en la tabla siguiente:

UBICACION	ELEMENTOS	PREVISION
Cubiertas	Ganchos de servicio	

	Elementos de acceso a cubierta (puertas, trampillas)	
	Barandillas en cubiertas planas	
	Grúas desplazables para limpieza de fachadas	
Fachadas	Ganchos en ménsula (pescantes)	
	Pasarelas de limpieza	
OBSERVACIONES:		

6.5.2 OTRAS INFORMACIONES UTILES PARA TRABAJOS POSTERIORES.

6.6 NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES A LA OBRA.

GENERAL

<input type="checkbox"/>	Ley de Prevención de Riesgos Laborales.	Ley 31/95	08-11-95	J.Estado	10-11-95
<input type="checkbox"/>	Reglamento de los Servicios de Prevención.	RD 39/97	17-01-97	M.Trab.	31-01-97
<input type="checkbox"/>	Disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción. (transposición Directiva 92/57/CEE)	RD 1627/97	24-10-97	Varios	25-10-97
<input type="checkbox"/>	Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud.	RD 485/97	14-04-97	M.Trab.	23-04-97
<input type="checkbox"/>	Modelo de libro de incidencias.	Orden	20-09-86	M.Trab.	13-10-86
	Corrección de errores.	--	--	--	31-10-86
<input type="checkbox"/>	Modelo de notificación de accidentes de trabajo.	Orden	16-12-87		29-12-87
<input type="checkbox"/>	Reglamento Seguridad e Higiene en el Trabajo de la Construcción.	Orden	20-05-52	M.Trab.	15-06-52
	Modificación.	Orden	19-12-53	M.Trab.	22-12-53
	Complementario.	Orden	02-09-66	M.Trab.	01-10-66
<input type="checkbox"/>	Cuadro de enfermedades profesionales.	RD 1995/78	--	--	25-08-78
<input type="checkbox"/>	Ordenanza general de seguridad e higiene en el trabajo.	Orden	09-03-71	M.Trab.	16-03-71
	Corrección de errores.	--	--	--	06-04-71
	(derogados Títulos I y III. Título II: cap: I a V, VII, XIII)				
<input type="checkbox"/>	Ordenanza trabajo industrias construcción, vidrio y cerámica.	Orden	28-08-79	M.Trab.	--
	Anterior no derogada.	Orden	28-08-70	M.Trab.	05-09-70
	Corrección de errores.	--	--	--	17-10-70
	Modificación (no derogada), Orden 28-08-70.	Orden	27-07-73	M.Trab.	
	Interpretación de varios artículos.	Orden	21-11-70	M.Trab.	28-11-70

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

Interpretación de varios artículos.	Resolución	24-11-70	DGT	05-12-70
[] Señalización y otras medidas en obras fijas en vías fuera de poblaciones.	Orden	31-08-87	M.Trab.	--
[] Protección de riesgos derivados de exposición a ruidos.	RD 1316/89	27-10-89	--	02-11-89
[] Disposiciones mín. seg. y salud sobre manipulación manual de cargas (Directiva 90/269/CEE)	RD 487/97	23-04-97	M.Trab.	23-04-97
[] Reglamento sobre trabajos con riesgo de amianto. Corrección de errores.	Orden	31-10-84	M.Trab.	07-11-84 22-11-84
Normas complementarias.	Orden	07-01-87	M.Trab.	15-01-87
Modelo libro de registro.	Orden	22-12-87	M.Trab.	29-12-87
[] Estatuto de los trabajadores. Regulación de la jornada laboral.	Ley 8/80	01-03-80	M.Trab.	-- -- 80 03-08-83
Formación de comités de seguridad.	D. 423/71	11-03-71	M.Trab.	16-03-71
EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPI)				
[] Condiciones comerc. y libre circulación de EPI (Directiva 89/686/CEE). Modificación: Marcado "CE" de conformidad y año de colocación. Modificación RD 159/95.	RD 1407/92	20-11-92	MRCor.	28-12-92 08-03-95 06-03-97
[] Disp. mínimas de seg. y salud de equipos de protección individual. (transposición Directiva 89/656/CEE).	RD 773/97	30-05-97	M.Presid.	12-06-97
[] EPI contra caída de altura. Disp. de descenso.	UNEEN341	22-05-97	AENOR	23-06-97
[] Requisitos y métodos de ensayo: calzado seguridad/protección/trabajo.	UNEEN344/A1	20-10-97	AENOR	07-11-97
[] Especificaciones calzado seguridad uso profesional.	UNEEN345/A1	20-10-97	AENOR	07-11-97
[] Especificaciones calzado protección uso profesional.	UNEEN346/A1	20-10-97	AENOR	07-11-97
[] Especificaciones calzado trabajo uso profesional.	UNEEN347/A1	20-10-97	AENOR	07-11-97
INSTALACIONES Y EQUIPOS DE OBRA				
[] Disp. mín. de seg. y salud para utilización de los equipos de trabajo (transposición Directiva 89/656/CEE).	RD 1215/97	18-07-97	M.Trab.	18-07-97
[] MIE-BT-028 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión	Orden	31-10-73	MI 27	31-12-73
[] ITC MIE-AEM 3 Carretillas automotoras de manutención.	Orden	26-05-89	MIE	09-06-89
[] Reglamento de aparatos elevadores para obras. Corrección de errores.	Orden	23-05-77	MI	14-06-77 18-07-77
Modificación.	Orden	07-03-81	MIE	14-03-81
Modificación.	Orden	16-11-81	--	--
[] Reglamento Seguridad en las Máquinas. Corrección de errores.	RD 1495/86	23-05-86	P.Gob.	21-07-86 04-10-86

Instalación Solar Fotovoltaica aislada de la red en el islote de la Alegranza

Modificación.	RD 590/89	19-05-89	M.R.Cor.	19-05-89
Modificaciones en la ITC MSG-SM-1.	Orden	08-04-91	M.R.Cor.	11-04-91
Modificación (Adaptación a directivas de la CEE).	RD 830/91	24-05-91	M.R.Cor.	31-05-91
Regulación potencia acústica de maquinarias. (Directiva 84/532/CEE).	RD 245/89	27-02-89	MIE	11-03-89
	RD 71/92	31-01-92	MIE	06-02-92
Ampliación y nuevas especificaciones.				
[] Requisitos de seguridad y salud en máquinas. (Directiva 89/392/CEE).	RD 1435/92	27-11-92	MRCor.	11-12-92
[] ITC-MIE-AEM2. Grúas-Torre desmontables para obra.	Orden	28-06-88	MIE	07-07-88
Corrección de errores, Orden 28-06-88	--	--	--	05-10-88
[] ITC-MIE-AEM4. Grúas móviles autopropulsadas usadas	RD 2370/96	18-11-96	MIE	24-12-96

FECHA:

El Ingeniero

7. ESTUDIO AMBIENTAL

7 ESTUDIO AMBIENTAL

7.1 Introducción

Consiste en que se analicen los factores de contaminación que afectan a esta instalación teniendo en cuenta el lugar donde se encuentra y compararlo con los producidos por una instalación de un generador de gasóleo, para averiguar qué instalación tendrá menos agentes contaminantes en el entorno y por tanto cual será mejor en cuestiones ambientales.

Puntos a tratar:

- Ahorro de emisiones y contaminantes y CO₂
- Contaminación acústica
- Impacto ambiental

7.2 Ahorro de emisiones contaminantes y CO₂

Según los datos del instituto para la diversificación y ahorro energético I.D.A.E, un motor de gasóleo produce una media de 2,3 kg de CO₂, por cada litro de combustible que consume.

Teniendo en cuenta los datos de la casa aislada que requiere de un total de 433,8 Kwh. /año para su consumo y que el generador instalado de gasóleo tiene un rendimiento de 0.4 y consume 0,09524 litros de gasolina por Kwh, estaríamos emitiendo a la atmosfera un total de CO₂ del:

$$\text{CO}_2 \text{ (Kg)} = (0,09524 \times 433,8 \times 2,3) / 0,4 = 237,56 \text{ Kg de CO}_2 \text{ al año.}$$

Una instalación fotovoltaica en cambio no producirá ninguna contaminación de emisiones de CO₂, por lo que nos estaríamos ahorrando el 100% de contaminación por emisiones de CO₂.

Por lo que se estará contribuyendo doblemente con la conservación del islote de la Alegranza.

7.3 Contaminación acústica

Este tipo de contaminación se quedará reducida prácticamente a 0, ya que la instalación fotovoltaica no contiene partes móviles y no genera ningún tipo de ruido en su transformación a energía eléctrica.

Por lo que se estará produciendo menos contaminación acústica que un generador de gasóleo, el cual sí que produce ruido en su conversión a energía eléctrica.

Esta ha sido otra de las razones importantes, para optar por esta tecnología ya que las aves están acostumbradas a vivir en completa tranquilidad y el ruido las puede ahuyentar o molestar y producir estrés en el periodo de cría, mermando las poblaciones existentes.

7.4 Impacto visual

En este caso la instalación fotovoltaica genera un mayor impacto visual, que el generador de gasóleo.

Para minimizar al máximo este impacto visual y así estar acorde con el paisaje en el cual se encuentra las placas fotovoltaicas han sido colocadas en la azotea de la casa con un ángulo de inclinación mínimo (10°) para cumplir con:

- Minimizar el impacto visual.
- Evitar que las aves se posen en los paneles
- Conseguir un buen rendimiento de los paneles en el periodo de cría.

Por lo que se puede decir que el impacto visual producido por el campo fotovoltaico es mínimo.

8. CONCLUSIONES

8 CONCLUSIONES

En la presente memoria, cálculos, estudio económico, planos y anexos se ha descrito la instalación de Energía solar fotovoltaica de una casa aislada, con fines de uso del personal de Medio Ambiente para la vigilancia y conservación de las pardelas, entre ellas la pardela chica en peligro de extinción, y otras aves que están calificadas en peligro. Esta instalación cumplirá el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como las Normas Ordenanzas y medidas de Seguridad que le sean de aplicación.

Existen, hoy en día, múltiples opciones arquitectónicas posibles de integración de este sistema de tecnología en la casa aislada, así como gran variedad de soluciones de instalación. En este proyecto se han analizado diferentes opciones y la más viable que es la de integrar el sistema fotovoltaico en la azotea de la casa con la inclinación mínima para el uso de los módulos fotovoltaicos.

En el propio desarrollo del proyecto no se ha buscado exclusivamente el suministro energético fotovoltaico, sino que también se ha hecho un estudio ambiental y económico con un generador de gasóleo, con lo que se da como mejor opción crear energía por mediación de placas fotovoltaicas.

Tampoco hemos optado por la energía eólica debido al impacto visual de los aerogeneradores, como el ruido producido por los mismos, así como el peligro de colisión de las aves, sobre todo las crías, con las aspas de los aerogeneradores.

Como conclusión final, incido que el camino de las energías renovables está en marcha dado que está aceptado por todo el mundo, que el cambio climático viene a consecuencia de la emisión de los gases combustibles, gran parte de ellos provenientes de la generación de energía.

Es lógico suponer, aunque después la lógica no se cumpla, que el sector fotovoltaico experimentará un gran impulso en los años venideros, con el consiguiente beneficio ecológico, y al mismo tiempo abrirá un gran abanico de posibilidades a la industria fotovoltaica y a los inversores públicos o privados que apuesten por esta tecnología.

Como opinión personal, considero que se debería acabar en las Islas, con los combustibles fósiles, debido a que es la principal fuente de contaminación atmosférica, acústica y visual de las islas. Nuestros coches deberían ser eléctricos, ya que la distancia a recorrer no es muy grande y la autonomía de los mismos cubrirían a la mayor parte de la población.

Para dar este paso de la eliminación de combustibles fósiles de las islas optaría por usar energías limpias descentralizadas, entre ellas, la solar como fuente primaria de energía, ya que se puede minimizar su impacto visual en las azoteas de los edificios o capós de los vehículos. Usaría todas las energías renovables que tuviera a mi alcance, con moderación, debido al impacto visual o acústico que ocasionan algunas de estas fuentes energéticas, como ejemplo pongo los parques aerogeneradores de los cuales se han dado bastantes licencias últimamente para su construcción, sin tener en cuenta el impacto visual que ello causará a nuestro litoral.

Para cubrir el resto de demanda energética, conectaría las islas a la central nuclear ubicada en Sidi Boulbra, a poco más de 400Km de la costa Norte de Lanzarote, que estará operativa en el 2017.



Fig 8.1. Central nuclear de Sidi Boulbra

No nos debemos olvidar que vivimos principalmente del turismo y deberíamos llegar a un compromiso de minimización de costes, reducción de todos los tipos de contaminación, conseguir una mayor independencia energética y mejorar la reputación social con la generación de energías “limpias” y mimetización de estas fuentes energéticas con el paisaje.

9. BIBLIOGRAFÍA

9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] COITIAB. (s.f.). *Índice de las Instrucciones Técnicas Complementarias*. Recuperado el 20 de octubre de 2016, de http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/itc_bt/itc_bt.htm
- [2] (CIEMAT), C. d. (s.f.). *Portal de energías renovables*. CIEMAT. Recuperado el 10 de Noviembre de 2016, de <http://www.energiasrenovables.ciemat.es/>
- [3] Gobierno de España . Ministerio de Industria, E. y. (s.f.). *Portal web- Ministerio de Industria, Energía y Turismo*. Recuperado el 21 de septiembre de 2016, de <http://www.minetur.gob.es/es-ES/Paginas/index.aspx>
- [4] Endesa, S. (2016). *Portal web- Endesa*. Recuperado el 15 de Octubre de 2016, de <http://www.endesaonline.com/>
- [5] Ingeteam. (2016). *Energía fotovoltaica, Ingeteam*. Recuperado el 23 de noviembre de 2016, de http://www.ingeteam.com/es-es/energia/energia-fotovoltaica/s15_24_p/productos.aspx
- [6] Sunpower. (2016). *Portal web- Sunpower*. Recuperado el 25 de noviembre de 2016, de <http://www.sunpowercorp.es/>
- [7] Würth, E. (2016). *Sistema de fijación solar.pdf*. Recuperado el 27 de noviembre de 2016, de http://empresa.wurth.es/gestion/content/Producto/118/montaje_solar_zebra.pdf
- [8] Prysmian Spain S.A. (2016). *Catálogo de baja tensión*. Recuperado el 30 de noviembre de 2016, de <http://www.prysmianclub.es/es/articulo/catalogo-baja-tension>
- [9] IDAE, I. p. (2014). *IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. Recuperado el 15 de octubre de 2016, de <http://www.idae.es/>

[10] Souleymane dit Malkom X.(Mayo 2016), *The Morocco built its first nuclear power plant*. Recuperado el 8 de Diciembre de 2016, de

<http://malisnews.com/en/morocco-built-first-central-nuclear/>

[11] Doramas. (Jun 2014), *Central nuclear en Marruecos*. Recuperado el 8 de Diciembre de 2016, de

<http://grancanaria-doramas.blogspot.com.es/2014/06/central-nuclear-o-reactor-nuclear-en.html>

[12] Anónimo. (Septiembre 2016), *Islote de Alegranza*. Recuperado el 10 de Octubre de 2016, de <http://www.avesibericas.es/alegranza.htm>

