

ÍNDICE

1	Descripción del proyecto.	6
1.1	Descripción del proyecto.....	6
1	Memoria.....	8
1.1	Introducción al proyecto.	8
1.2	Introducción a la energía fotovoltaica.....	8
1.3	Localización.	12
2	Descripción de la instalación.....	13
2.1	Panel	13
2.2	Caja Strings.....	14
2.3	Regulador.....	16
2.4	Inversor/cargador.....	17
2.5	Batería.....	18
2.6	Protecciones y maniobra.	19
2.7	Grupo electrógeno.....	22
2.8	Cuadro General de Mando y Protección.....	24
2.9	Instalación de puesta a tierra.....	24
3	Cálculos.....	26
	Pliego de Condiciones.....	42
1	Objeto.....	42
2	Generalidades	43
3	Definiciones	43
3.1	Radiación solar.....	43
3.2	Generadores fotovoltaicos.....	44
3.3	Acumuladores de plomo-acido	45
3.4	Reguladores de carga	46
3.5	Inversores	46
3.6	Cargas de consumo.....	47
4	Diseño	47

4.1	Orientación, inclinación y sombras	47
4.2	Dimensionado del sistema	48
4.3	Sistema de monitorización	48
5	Componentes y materiales.....	49
5.1	Generalidades	49
5.2	Generadores fotovoltaicos.....	50
5.3	Estructura de soporte	51
5.4	Acumuladores de plomo-acido	51
5.5	Reguladores de carga	53
5.6	Inversores	54
5.7	Cargas de consumo.....	56
5.8	Cableado.....	57
5.9	Protecciones y puesta a tierra	58
6	Recepción y pruebas.....	58
7	Planos.....	
8	Presupuesto.....	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencias de la instalación.....	7
Tabla 2. Calculo del consumo eléctrico.....	26
Tabla 3. Inclinación placa según ubicación.	27
Tabla 4. Radiación solar en la ubicación.....	28
Tabla 5. Secciones e intensidades de los circuitos y cables.	35
Tabla 6. Valores orientativos de la resistividad en funcion del terreno.	39
Tabla 7. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.	39
Tabla 8. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra.	40
Tabla 9. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.	42
Tabla 10. Pérdidas de radiación del generador.....	47
Tabla 11. Rendimiento en Inversores	56

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Ubicación da la Instalación en la Provincia de Valencia	6
Ilustración 2. Ubicación en la provincia de Valencia.	12
Ilustración 3. Ubicación de los paneles solares en la parcela.....	12
Ilustración 4. Panel fotovoltaico Atersa.....	13
Ilustración 5. Caja Sting Cahors. Fuente: http://www.cahors.es/load_art/catalogo_1299766888.pdf	14
Ilustración 6. Fusible de cartucho para cc.	14
Ilustración 7. Portafusibles de cartucho para carril DIN.	15
Ilustración 8. Limitador de sobretensiones Shneider.....	15
Ilustración 9. Regulador Atersa MPPT - 80 C. Fuente: http://www.atersa.es/img/2011121104032.pdf	16
Ilustración 10. Inversor/cargador Atersa BCCR-3000-24.....	17
Ilustración 11. Sistema de control y gestión de energía del inversor BCCR. Fuente: http://www.atersa.com	18
Ilustración 12. Vaso de batería Atersa. Fuente: http://www.atersa.com	18
Ilustración 13. Interruptor en carga corriente continua.	21
Ilustración 14. Esquema interno interruptor en carga Shneider.	21
Ilustración 15. Generador Automático Guardián SC6. Fuente: http://www.genergy.es/generadorgasolinaguardiansc6.html	22
Ilustración 16. CGMP Con las dos tierras.....	24
Ilustración 18. Conductor de cobre desnudo.....	25
Ilustración 17. Electrodo de puesta a tierra.....	25
Ilustración 19. Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra.	38

1 Descripción del proyecto.

1.1 Descripción del proyecto.

Se va a alimentar una vivienda rural con 3 inquilinos, a través de una instalación solar fotovoltaica aislada. La vivienda se utilizara durante todo el año como primera vivienda. Se deberá autoabastecer durante 3 días con ausencia de sol con la ayuda de baterías, en caso de insuficiencia entrara un grupo electrógeno automáticamente.

La parcela está situada en el término municipal de l'Olleria, provincia de Valencia. Ver: Ilustración 1. En la parcela existe terreno suficiente para albergar la instalación solar así que no será necesario instalar los paneles en el techo de la vivienda. Ver: Ilustración 3

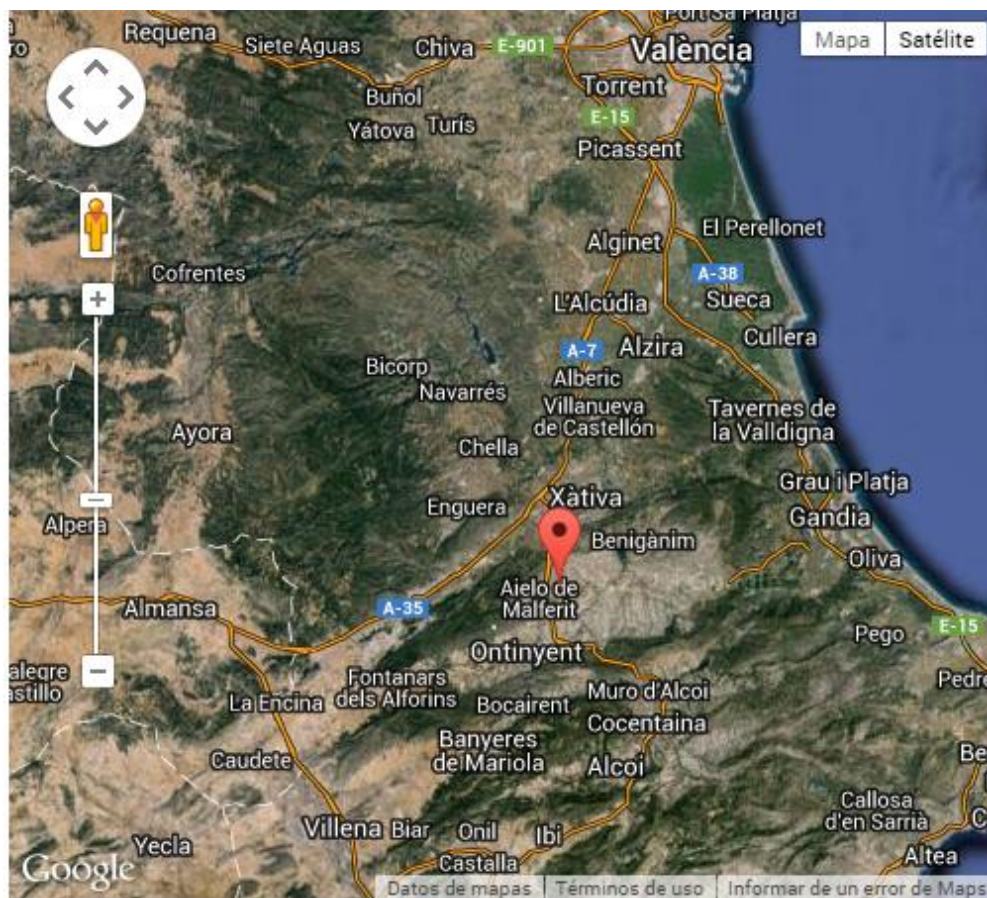


Ilustración 1. Ubicación da la Instalación en la Provincia de Valencia

Requerimientos de consumo eléctrico de la vivienda:

ELEMENTO	Tecnología	UNIDADES	POTENCIA (W)	HORAS (H)
Frigorífico/congelador	A+++	1	17,125	24
Horno y encimera de gas	gas	0	0	0
Lavaplatos	A+++	1	616	1
Lavadora	A+++	1	325	1
Televisor	Led	1	60	4
Radio	convencional	1	10	6
Ventiladores	Motor asíncrono	3	60	1
Motor de puerta corredera	motor asíncrono	1	300	0,05
Ordenador	Fuente electrónica	1	150	2
Iluminación habitaciones	Downlight led	4	15	2
Iluminación cocina	Downlight led	1	15	3
Iluminación comedor	Downlight led	2	15	4
Iluminación aseo	Downlight led	1	15	2
Secador	Motor asíncrono	1	1200	0,5
Cargador de móvil	Fuente electrónica	3		
Iluminación exterior	Luminarias led	10	10	2
Total			2808,125	

Tabla 1. Potencias de la instalación

Este documento está redactado siguiendo las normas del pliego de condiciones técnicas I.D.A.E. Los datos de la radiación solar son obtenidos a través de la página web PVGIS. La instalación deberá ser capaz de abastecer la vivienda por un periodo de 4 días en ausencia de sol en condiciones normales. Esta instalación va a realizarse siguiendo los mejores criterios posibles para hacerla lo más económica posible siguiendo los estándares de calidad.

1 Memoria.

1.1 Introducción al proyecto.

1.1.1 Objeto del proyecto.

La instalación que se va a proyectar, es una pequeña instalación fotovoltaica aislada de red. Estará situada en una parcela en el sud de la provincia de Valencia, esta cuenta con suficiente superficie para albergar los paneles; estos estarán en el suelo de la parcela a modo de huerto solar. No se prevé la posibilidad que se creen sombras entre ellos ni entre otros elementos.

Se va a estudiar la viabilidad económica y tecnológica de la instalación.

Otros aspectos que se van a tener en cuenta:

- Funcionamiento de la tecnología fotovoltaica.
- Calculo de la radiación disponible.
- Los componentes de la instalación.
- Calculo eléctrico (cableado, etc.).
- Distribución de los elementos.
- Calculo.
- Estudio económico.

1.1.2 Motivación del proyecto.

Este proyecto se ha realizado para ampliar conocimientos relacionados con la energía fotovoltaica aislada, como funcionan, saber que función desempeña los componentes, los cuales son; paneles fotovoltaicos, inversor, batería y regulador, además de saber dimensionar una instalación.

En los años anteriores a la crisis los huertos solares conectados a red, fueron impulsados por subvenciones, lo que conllevó al crecimiento de los mismos, aunque en estos últimos años las nuevas instalaciones han caído en decremento debido a los recortes.

1.1.3 Justificación del proyecto

La justificación de este proyecto es puramente académica, ya que se trata del Proyecto de final de Grado.

1.2 Introducción a la energía fotovoltaica.

El aprovechamiento de la energía solar nace de dos cuestiones fundamentales: es una fuente inagotable y gratuita, y existe una necesidad de electricidad creciente en el mundo a la vez que se buscan nuevos modelos de generación que sean respetuosos con el medio ambiente.

El principio de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas está basado en el efecto fotovoltaico, mediante el cual se transforma la energía radiante del sol en energía eléctrica.

Este proceso de transformación se produce en un elemento semiconductor que se denomina célula fotovoltaica. Cuando la luz del sol incide sobre una célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido. La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo.

1.2.1 Aplicaciones principales.

La energía solar fotovoltaica está indicada para un amplio abanico de aplicaciones donde se necesite generar electricidad.

Bien sea para satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de acceso a la red eléctrica (sistemas fotovoltaicos autónomos) o bien para generar energía a la red (sistemas conectados a la red eléctrica).

La energía solar fotovoltaica contribuye al desarrollo de zonas rurales aisladas (electrificación rural) pero también se utiliza en aplicaciones tecnológicamente más complejas como el suministro energético a los repetidores de telefonía móvil.

Se pueden clasificar las aplicaciones en estos cuatro grupos:

a. Conexión a la red de distribución.

Este es el modelo que se busca actualmente en la generación y distribución de la energía eléctrica. La idea básica es producir cerca de donde se va a consumir la energía de manera que se ahorren pérdidas por transporte.

La electricidad generada, generalmente cerca de los núcleos urbanos, se vierten a la red de baja o media tensión de manera que se consume en los alrededores de la planta.

b. Conexión a red centralizada.

En este caso se trata de grandes huertas solares que vierten su producción a la red de media o alta tensión, tal y como ocurre con las centrales productoras tradicionales.

c. Domesticas sin acceso a red.

Partiendo de la base de que más de 1.900 millones de personas viven sin acceso a la red eléctrica en el mundo no cabe duda de que esta es una aplicación que hace de la fotovoltaica una tecnología muy a tener en cuenta. Permite suministrar electricidad en zonas rurales, como es nuestro caso.

d. No domesticas sin acceso a red.

Esta se refiere a aplicaciones puntuales que requieren de electricidad para funcionar un largo periodo de tiempo pero que no disponen de acceso a la red eléctrica. Ejemplos de esta aplicación son las estaciones meteorológicas, o pozos de agua en lugares aislados.

Una característica fundamental de los generadores fotovoltaicos que los diferencia de otras fuentes de energía renovable es que, como es lógico, solo producen electricidad cuando reciben la luz del sol (irradiancia solar) y además la cantidad de energía que generan es directamente proporcional a la irradiancia que incide sobre su superficie.

Resulta evidente que en numerosas aplicaciones el consumo energético se produce independientemente de la radiación solar o incluso de forma inversamente proporcional, como es el caso de los sistemas de iluminación. En este tipo de aplicaciones es necesario incluir un sistema de almacenamiento energético o de acumulación, normalmente baterías. En otras aplicaciones, como el bombeo de agua o los sistemas conectados a la red, estas no son necesarias puesto que la energía se acumula en forma de energía hidráulica o se reparte por la red.

1.2.2 Funcionamiento de una planta fotovoltaica.

En el caso más habitual, un sistema fotovoltaico conectado a la red está formado por:

- Generadores fotovoltaicos.
- Inversor.
- Conexión a red.
- Protecciones.

El generador fotovoltaico es el encargado de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Está formado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo, y a su vez cada módulo está formado por unidades básicas llamadas células fotovoltaicas. La potencia típica que se puede suministrar una célula de este tipo es de unos 3W. Este valor tan pequeño hace necesario que se agrupen varias células fotovoltaicas (típicamente unas 36) en un solo componente, el módulo o panel fotovoltaico. Si la potencia suministrada por un módulo es insuficiente, se instalarán todos los que sean necesarios en una configuración serie/paralelo apropiada.

En el caso de los sistemas aislados (no conectados a red) suele ser necesario almacenar la energía producida por el generador fotovoltaico en un sistema de almacenamiento. De este modo, la energía producida durante las horas de sol se puede utilizar durante la noche, o en momentos en los que la radiación sea insuficiente como para generar la energía demandada. La carga y descarga de la batería, que depende de la generación y del consumo, estará controlada por un regulador de carga. Este elemento actúa como protección de las baterías en caso de sobrecargas o descargas excesivas que podrían resultar dañinas para estas, acortando su vida útil. Estos elementos, sin embargo, no son necesarios en las aplicaciones de plantas conectadas a la red eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua, que se puede almacenar directamente en baterías, que suministran a su vez corriente también continua. En el caso de que se desee dar servicio a determinados consumos que funcionan con corriente alterna (la mayoría de los que se suelen utilizar) o que se vierta la energía a la red, es necesario disponer de un inversor que se encargara de transformar la corriente continua en corriente alterna a una determinada tensión y frecuencia.

Los consumos, en caso de que existan (instalación autónoma) ya sean de alterna o continua, suponen una parte fundamental del sistema fotovoltaico puesto que son los que normalmente determinan su tamaño. En las instalaciones conectadas a la red eléctrica, sin embargo, son otros los factores que determinan el tamaño de la instalación, como veremos más adelante. Los sistemas fotovoltaicos en general pueden presentar consumos en continua, en alterna o mixtos.

Aparte de los inversores, existen otros dispositivos capaces de regular el sistema que a veces son usados en otras aplicaciones, como los convertidores DC/DC, que son necesarios cuando se tienen consumos en corriente continua a unos valores de tensión y corriente distintos de los de generación, por ejemplo.

1.2.3 Situación general de la energía fotovoltaica en España.

En España se busca un “mix energético” más diversificado y sostenible (menos dependiente del petróleo y sin ayuda de las nucleares, según el criterio del gobierno. Esto hace que se esté fomentando la implantación de energías alternativas como esta.

Por otro lado, en el Protocolo de Kioto solo se permitirá emitir un 15% más del CO₂ que se emitió en 1990. Esto afecta de manera directa al mercado eléctrico, responsable de la mayor parte de estas emisiones.

Como consecuencia de todo lo comentado hasta ahora se están fomentando las energías renovables mediante planes de desarrollo como el Plan de Energías Renovables (PER), la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), etc.. y mediante normativa, como el vigente Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de energía eléctrica en régimen especial.

Aunque ahora mismo se está debatiendo en si las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red, deberían pagar un peaje por kw/h de energía consumida.

1.3 Localización.

La instalación estará situada en el término municipal de l'Olleria, provincia de Valencia, los datos para la obtención de la radiación solar serán en esta misma ubicación a través de la base de datos PVGIS.

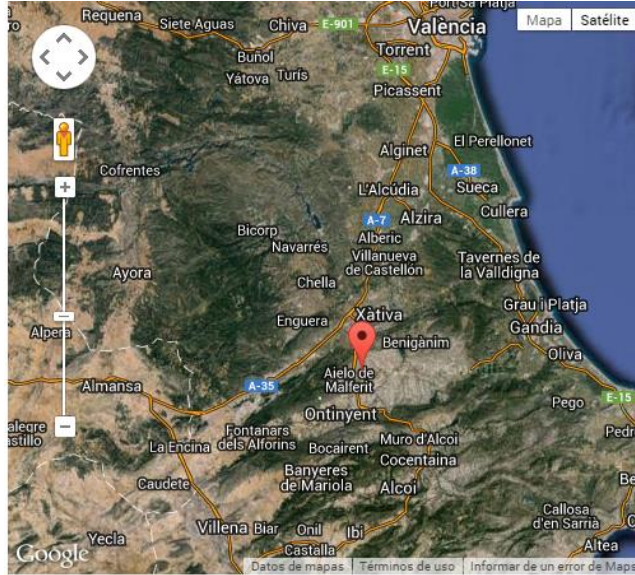


Ilustración 2. Ubicación en la provincia de Valencia.

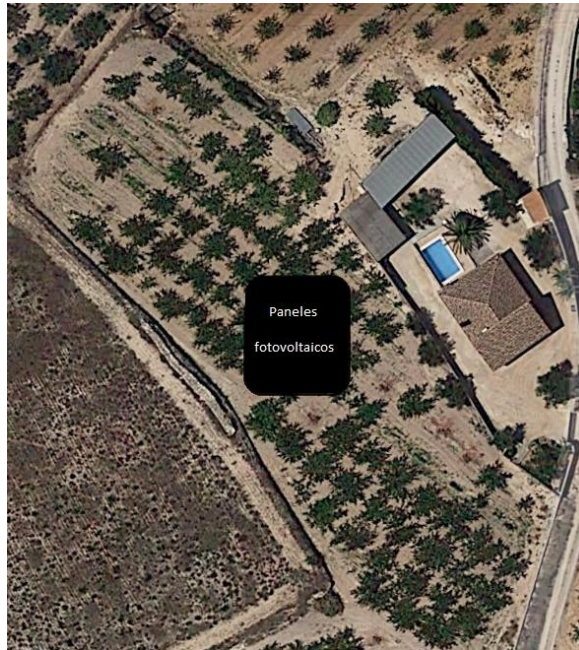


Ilustración 3. Ubicación de los paneles solares en la parcela

2 Descripción de la instalación

2.1 Panel



Ilustración 4. Panel fotovoltaico Atersa.

- Marca: Atersa policristalino
- Modelo: A-250PGSE
- Potencia: 250 w de pico
- Tensión máxima potencia 30.58
- Corriente máxima potencia 8.18
- Tensión de circuito abierto 37.61
- Corriente en cortocircuito 8.71 A
- Eficiencia del módulo 15.34

250 Vatios de pico, 60 células de 6". Marco anodizado y caja de conexión IP 65. Tolerancia 0/+5wp.

Su diseño y construcción le permiten tener una larga vida útil, con una garantía 80% de su potencia nominal los primeros 25 años.

Ya que disponemos de terreno suficiente la distribución de dichos módulos al igual que la inclinación de los mismos se hará para que no existan pérdidas o que estas sean mínimas.

Fuente: <http://www.atersa.com/img/20141027111736.pdf>

2.2 Caja Strings



Ilustración 5. Caja Sting Cahors. Fuente: http://www.cahors.es/load_art/catalogo_1299766888.pdf

- Marca: Cahors
- Modelo: TPDF1 75 125A 8S CIL10 ST
- Corriente fusibles 10A
- Numero de Strings: 8
- Ventilación natural

Es una caja de conexiones que facilita el agrupamiento de series de paneles con protecciones y supervisión de la corriente de cada serie en carril DIN. Tanto todos los terminales de los paneles se conectaran en la caja y aquí se creara la agrupación de 8 paneles en paralelo. Este equipo permite verificar la correcta conexión de las series, el estado de las protecciones contra sobretensiones y la generación de cada serie sin necesidad de instrumentos de medida, lo que facilita las tareas de instalación, verificación y puesta en marcha de la instalación.

En esta instalación no sería necesario instalar este equipo ya que solo hay un grupo de paneles en paralelo, este equipo ha sido elegido por tema académico. Los terminales de cada panel, el positivo y el negativo, irán directamente a la regleta de conexiones y allí se creara la rama de 8 paneles en paralelo, creando la tensión e intensidad requerida.

2.2.1 Fusibles de la caja strings.

Fusibles de capsula dentro de portafusibles en el carril DIN de la caja String.



Ilustración 6. Fusible de cartucho para cc.

- Intensidad: 10 A
- Tensión: Hasta 250 V
- Tipo: Gg



Ilustración 7. Portafusibles de cartucho para carril DIN.

En el caso que una placa solar quede cortocircuitada, esta no llegaría alcanzar la corriente necesaria para fundir el fusible, por lo tanto este sería innecesario. Este elemento hará la función de seccionador para futuras reparaciones del generador. El proceso a seguir para desconectar una rama del generador será:

1. Apertura del interruptor en carga.
2. Verificación de la ausencia de intensidad
3. Extraer los fusibles
4. Cerrar el interruptor en carga

Una vez hecho el proceso, se puede proceder a realizar las operaciones oportunas en esta rama y el resto del generador puede seguir funcionando.

Los limitadores de sobretensiones transitorias PRD



Ilustración 8. Limitador de sobretensiones Shneider.

Son elementos adecuados para la protección de la instalación fotovoltaica tanto en la parte de red alterna como continua protegiendo todos los componentes de la instalación (paneles solares, inversor CC/CA....) contra los efectos de las sobretensiones transitorias.

La asociación de varistores en "Y" permite proteger instalaciones con tensiones en corriente continua de hasta 1.000 voltios.

2.3 Regulador.



Ilustración 9. Regulador Atersa MPPT - 80 C. Fuente: <http://www.atersa.es/img/2011121104032.pdf>

- Marca: Atersa
- Modelo: MPPT - 80 C
- Corriente de salida max: 80^a
- Tensión de batería: 12, 24, 36, 48 VCC Normal
- Corriente de entrada de FV max: 70A
- Rango de tensión de entrada: 16-112 VCC

Es el dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas profundas. Controla constantemente el estado de la carga de las baterías y regula la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil. Los reguladores actuales introducen microcontroladores para la correcta gestión de un sistema fotovoltaico.

Su programación elaborada permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permitiendo la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales.

Los parámetros importantes que determinan su operación son la intensidad máxima de carga, la intensidad máxima de consumo y el voltaje final de carga.

2.4 Inversor/cargador



Ilustración 10. Inversor/cargador Atersa BCCR-3000-24

- Marca: Atersa
- Modelo: BCCR-3000-24

2.4.1 Inversor

- Potencia de salida: 2000w
- Tensión de entrada: 19 ÷ 32 V cc.
- Tensión de salida: 210 ÷ 245 V ca.
- Tipo de onda: Onda sinusoidal completamente pura.

Es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna, así como su adecuación a la tensión y frecuencia de la red.

Las funciones principales de los inversores son: inversión DC/AC, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida. También se encargan de seguir el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos, optimizando la producción.

Los inversores más comunes pueden ser monofásicos o trifásicos a 50Hz, con diferentes voltajes nominales de entrada y con un amplio rango de potencias disponibles.

2.4.2 Esquema del inversor.

Ejemplo gráfico de las aplicaciones que tiene el modelo en cuestión.

Esquema:

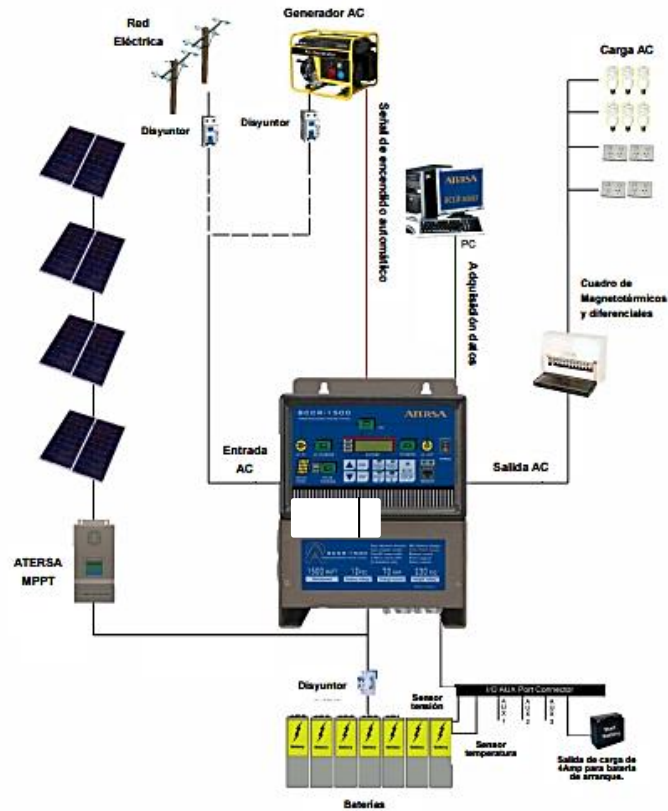


Ilustración 11. Sistema de control y gestión de energía del inversor BCCR. Fuente: <http://www.atersa.com>

2.5 Batería



Ilustración 12. Vaso de batería Atersa. Fuente: <http://www.atersa.com>

- Marca: Atersa
- Modelo: 6.6 Enersol T550
- Recipiente de vasos translúcidos.
- Tensión: 2 V por vaso.
- Tensión de la agrupación: 24 V.

- Capacidad por vaso: 542 Ah
- Capacidad de la agrupación: 1084 Ah
- Batería con mantenimiento.

Las principales ventajas de los acumuladores compuestos por elementos independientes son la facilidad de sustitución de los mismos en caso de avería, así como una mayor capacidad de reserva de electrolito, lo que se traduce en la necesidad de un bajo mantenimiento. Por su parte, los monobloc ocupan muy poco espacio, se instalan rápidamente, y al mismo tiempo, son muy robustos y compactos.

La función de la batería es la de acumular la energía que se produce durante las horas de luminosidad para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo.

Otra función es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar.

2.6 Protecciones y maniobra.

La instalación cumplirá la normativa de la ITC-BT-24 del RBT.

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 y la batería.

2.6.1 Protecciones ante contacto directo.

Se aplicara la norma de la ITC-BT-16 del RBT; protección contra los contactos directos e indirectos. Viene garantizada por unos índices de protección de los equipos adecuados y por la correcta instalación y montaje de los mismos.

Para prevenir cualquier contacto directo hay que tomar las siguientes medidas:

- Aislamiento de las partes activas. Los conductores serán aislados además de ir protegidos bajo tubo en los tres tipos de instalación existentes;
 - Bajo tubo enterrado des de los paneles hasta el inversor.
 - Bajo tubo en montaje superficial, des del inversor hasta la batería.
 - Bajo tubo empotrado, des del inversor hasta el CGMP.
- Inaccesibilidad a la zona de generadores fotovoltaicos a personas no autorizadas mediante cerramientos apropiados y carteles de aviso.

- Módulos fotovoltaicos: bornes de conexión en el interior de las cajas, con la tapa atornillada y prensaestopas en la entrada de cables y la protección IP correspondiente.
- Cajas de conexión con doble aislamiento en el campo de paneles: bornes en el interior de la caja, con la tapa atornillada o bajo llave.
- Inversor: bornes de conexión interiores.

2.6.2 Protecciones ante contacto indirecto.

Para la protección de las personas en la instalación interior, se deberá instalar un interruptor diferencial automático de 30 mA, según la ITC-BT-17 del RBT

Las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas, al no estar conectadas a un transformador con su respectivo neutro a tierra, es imposible que genere una corriente de retorno desde la derivación por tierra hasta el mismo transformador. En este caso para proteger a las personas frente a contactos, se deberá poner a tierra el neutro desde la salida del inversor. La conexión a tierra del neutro deberá estar aislada de la toma de tierra de la propia instalación para garantizar el correcto funcionamiento del interruptor diferencial. Esta toma de tierra seguirá la normativa de la ITC-BT-18 del RBT.

2.6.3 Interruptor en carga

Elemento ubicado en la línea 1, dentro del String (0

Caja Strings)



Ilustración 13. Interruptor en carga corriente continua.

- Marca: Schneider
- Modelo: Interpact INS/INV DC22A
- Numero de polos: 2.
- Intensidad máxima de apertura: 630 A.
- Tensión hasta 250 V en cc.
- Intensidad nominal: 80 A.

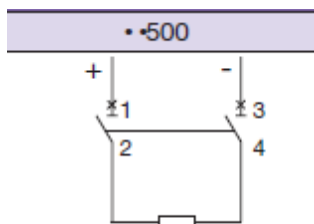


Ilustración 14. Esquema interno interruptor en carga Shneider.

Es necesaria la instalación de un interruptor de apertura en carga en la línea 1 para el mando y maniobra. Este elemento posibilitara abrir el circuito de manera que se pueda operar en la vivienda con total seguridad. Dicho elemento deberá ser capaz de abrir una intensidad superior a la que circulara por el mismo, a una baja tensión en corriente continua.

Los interruptores en carga están concebidos para realizar la función de acoplar, distribuir y/o seccionar un sistema o circuito eléctrico. Disponen de corte plenamente aparente, según indica la norma UNE-EN 60947-3, así como la función de corte visible en la gama INV (visualización de la separación física de los polos).

Pueden ser instalados sobre carril (de 40 a 100 A) o sobre panel (hasta 630 A), y alimentados indistintamente por aguas arriba o aguas abajo, sin ninguna reducción de sus prestaciones.

2.6.4 Fusibles del String para corriente continua.

En la ITC-BT-22 se detalla la protección contra sobrecorrientes en las instalaciones de baja tensión. Se elegirá como protección un fusible de tipo gG, es decir, un cartucho fusible de uso general limitador de corriente, que es capaz de interrumpir todas

las corrientes desde su intensidad asignada I_n hasta su poder de corte asignado. Sirven para sobrecargas y cortocircuitos. En la norma UNE-60269 se indica que un fusible con curva de fusión tipo gG.

2.7 Grupo electrógeno.

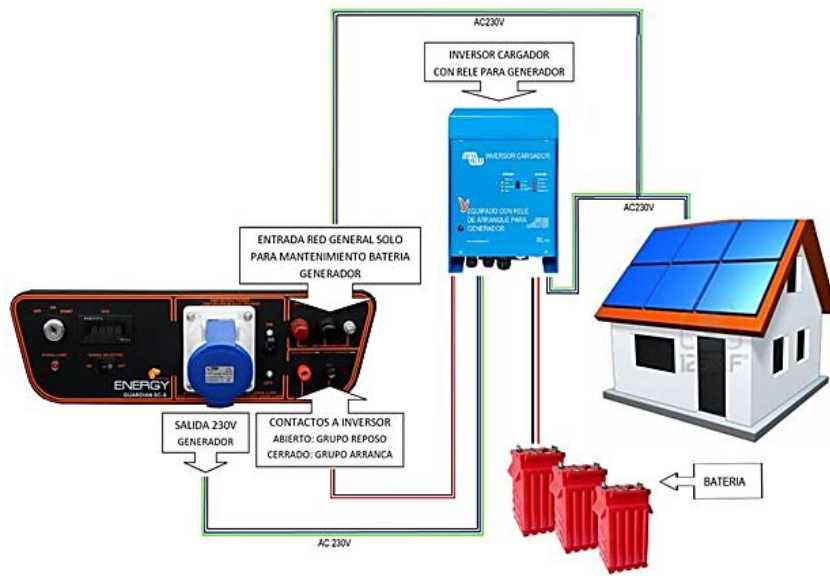


Ilustración 15. Generador Automático Guardián SC6. Fuente: <http://www.genergy.es/generadorgasolinaguardiansc6.html>

- Marca: GUARDIÁN
- Modelo: SC-6
- Frecuencia Nominal (Hz): 50
- Voltaje Nominal (V): 230
- Potencia Nominal (kVA): 6
- Potencia Nominal (W): 4800
- Potencia Máxima (kVA): 6,2
- Tipo de arranque: manual-eléctrico-automático.

Grupo electrógeno con arranque automático. En el caso de que haya una demanda y las placas solares no puedan abastecerla y que además las baterías bajen del nivel de carga programado, el inversor enviará una señal y para activarlo.

2.7.1 Esquema conexasión motor:



2.8 Cuadro General de Mando y Protección.

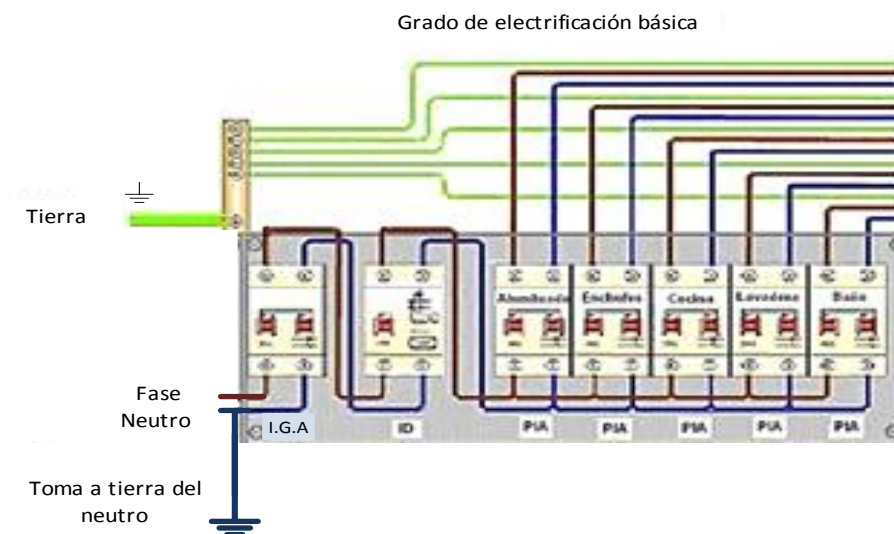


Ilustración 16. CGMP Con las dos tierras.

La instalación de corriente alterna se protegerá a partir de la salida del inversor. Se utilizarán los mismos dispositivos que para proteger la instalación interior debido a su proximidad en el inversor (2 metros), por lo tanto se aplicará la normativa de la ITC-BT-17 del RBT, la cual describe que los dispositivos generales e individuales de mando y protección serán, como mínimo:

- Interruptor general automático.
- Interruptor diferencial general
- Dispositivos de corte omnipolar para cada circuito.
- Dispositivos de protección contra sobretensiones, descrito en el punto 2.2 de esta misma memoria.

Desde este mismo cuadro se pondrá el neutro a tierra para proteger la instalación contra contactos indirectos, de este modo el Interruptor Diferencial será efectivo, como se explica en el punto 2.6.2 de este mismo documento.

2.9 Instalación de puesta a tierra

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora, que en condiciones normales no se encuentra en tensión, mediante una toma de tierra con un electrodo enterrado en el suelo. Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o de las descargas de origen atmosférico. Se aplicará la normativa de la ITC-BT-26 del RBT.

En esta instalación habrán 3 puestas a tierra diferentes, puesta a tierra de protección de la instalación interior, puesta a tierra del generador fotovoltaico y puesta a tierra del neutro.

2.9.1 Puesta a tierra de protección:



Ilustración 17. Conductor de cobre desnudo.

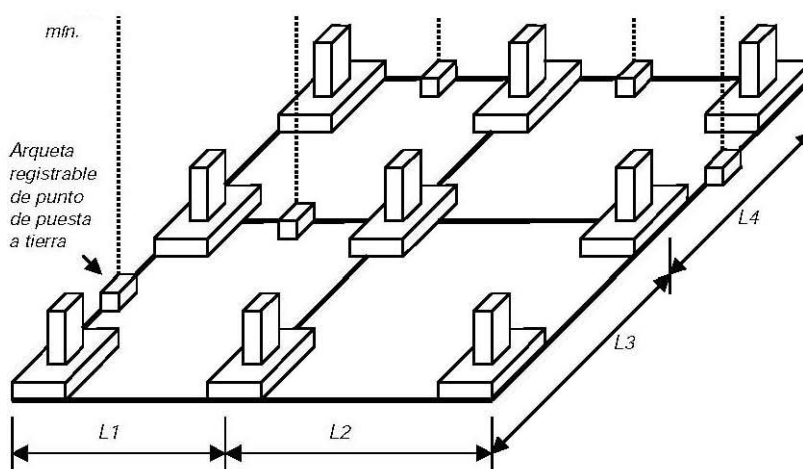


Ilustración 18. Electrodo de puesta a tierra.

Esta sería la toma de tierra de la vivienda en el caso de que fuese de nueva construcción, utilizando los cálculos realizados en el punto 3.1.12.2.2 en nuestro caso se aprovecharía la existente. Ver plano nº 5.

- Conductor: 25 mm^2 de cobre desnudo.
- Longitud: 66m
- Resistencia de la tierra: 6,66 ohm
- Tensión máxima de contacto: 0.1998 V

2.9.2 Puesta a tierra del generador fotovoltaico:

Como se explica en el punto 5.2.8 del IDAE, no será necesario instalarlo, ya que no excede de 48 V.

2.9.3 Puesta a tierra del neutro:

La puesta de tierra al neutro estará separada de la instalación de la puesta a tierra de protección como se puede apreciar en el plano nº5.

- Conductor: 25 mm² de cobre desnudo.
- Longitud: 6m
- Nº y tamaño de picas: 2 picas de 2 m.
- Resistencia de la tierra: 22.22 ohm
- Tensión máxima de contacto: 0.66 V

3 Cálculos

3.1.1 Consumo energético en Wxh.

ELEMENTO	Tecnología	UNIDADES	POTENCIA (W)	HORAS (H)	WxH (energía)
Frigorífico/congelador	A+++	1			411
Horno y encimera de gas	gas	0	0	0	0
Lavaplatos	A+++	1	616	1	616
Lavadora	A+++	1	325	1	325
Televisor	Led	1	60	4	240
Radio	convencional	1	10	6	60
Ventiladores	Motor asíncrono	3	60	1	180
Motor de puerta corredera	motor asíncrono	1	300	0,05	15
Ordenador	Fuente electrónica	1	150	2	300
Iluminación habitaciones	Downlight led	4	15	2	120
Iluminación cocina	Downlight led	1	15	3	45
Iluminación comedor	Downlight led	2	15	4	120
Iluminación aseo	Downlight led	1	15	2	30
Secador	Motor asíncrono	1	1200	0,5	100
Cargador de móvil	Fuente electrónica	3			10
Iluminación exterior	Luminarias led	10	10	2	200
				Total	2772

Tabla 2. Calculo del consumo eléctrico.

3.1.2 Rendimiento energético o performance rate.

Al tratarse de un sistema con inversor y batería, se toma un **PR= 0,6** por simplicidad según el anexo I punto 2.8 de pliego de condiciones técnicas del IDEA para sistemas con inversor y batería.

3.1.3 Ángulo de inclinación.

El ángulo de inclinación se establecerá en función de la época en la que estará habitada la residencia, para ofrecer la mayor potencia en el generador en el caso más desfavorable. Este corresponderá con el mes de menor radiación.

Periodo de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{2m}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{2m}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

Tabla 3. Inclinación placa según ubicación.

Según la Tabla 3 de este mismo punto, con la latitud de la ubicación, mas 10°, obtenemos un ángulo de 48,4°. Este es el valor de inicio en las pruebas realizadas en el PVGIS con las inclinaciones de los paneles, para obtener el máximo valor con los meses de menor radiación.

3.1.4 Radiación solar en la ubicación

Los datos analizados a través de la aplicación online PVGIS con diferentes ensayos prueba/error partiendo de la latitud de la instalación más 10°, 43 grados.

Cita PVGIS:

Rendimiento del sistema FV conectado a red

PVGIS estimación de la producción de electricidad solar

Lugar: 38° 53'32" Norte, 0° 33'33" Oeste, Elevación: 257 m.s.n.m,

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

- Potencia nominal del sistema FV: 1.0 kW (silicio cristalino)
- Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiancia: 10.5% (utilizando la temperatura ambiente local)
- Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 2.7%
- Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 20.0%
- Pérdidas combinadas del sistema FV: 30.4%

Fixed system: inclination=55°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.32	103	4.54	141
Feb	3.67	103	5.08	142
Mar	4.05	126	5.74	178
Apr	3.71	111	5.31	159
May	3.67	114	5.35	166
Jun	3.68	110	5.49	165
Jul	3.87	120	5.83	181
Aug	3.91	121	5.89	183
Sep	3.76	113	5.55	167
Oct	3.72	115	5.38	167
Nov	3.23	96.9	4.51	135
Dec	3.05	94.6	4.18	130
Yearly average	3.64	111	5.24	159
Total for year		1330		1910

Tabla 4. Radiación solar en la ubicación

- E_d : Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)
- E_m : Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)
- H_d : Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²)
- H_m : Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

A través de los cálculos hechos en el *punto 3.1.3* e introduciendo el valor de 48,4° en el PVGIS, se ha verificado la mejor inclinación entre 40 y 60 grados, se ha estimado que la inclinación ideal que favorece al mes más desfavorable, ya que con esta se ha obtenido el máximo valor, es de 55° y el peor mes es Diciembre.

Por lo tanto:

INCLINACIÓN: 55°.

DICIEMBRE: 3.05 kWh

Es tan la inclinación ya que en invierno, ya que la posición de la tierra con el sol, hace que el sol quede más bajo, por lo tanto se tiene que direccionar para recoger la máxima irradiancia posible.

3.1.5 Cálculo de la potencia mínima en wpico y la potencia máxima del generador.

3.1.5.1 Calculo de la potencia mínima

Aplicando la siguiente fórmula del anexo I, punto 3.4 del pliego de condiciones técnicas del IDAE.

$$P_{mp, min} = \frac{ED * GCEM}{GDM(\alpha, \beta) * PR}$$

- ED=Consumo de la vivienda: 2772 Wh
- GCEM= 1 KW/m2
- GDM (α, β) Irradiancia sobre la superficie del panel: 3,05 kWh
- PR= 0,6 para instalaciones con batería e inversor.

$$P_{mp, min} = \frac{2772 * 1}{3,05 * 0,6} = 1514,754 W$$

3.1.5.2 Calculo de la potencia máxima del generador

La potencia del generador vendrá dada por la formula $P_{mp, min}$ más un factor de seguridad de 1,2:

$$\text{Potencia del generador} = 1514 * 1,2 = 1816,8W$$

3.1.6 Módulos elegidos y número de módulos para la instalación.

3.1.6.1 Obtención del número de paneles necesarios:

$$n^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{\text{Potencia necesaria}}{\text{Potencia de un panel}}$$

- Potencia necesaria: 1816 w. Según se ha expuesto en el punto 3.1.5.1 de esta memoria.
- Potencia de un panel 250 w. Según se ha expuesto en el punto 2.1 de esta memoria.

$$n^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{1816}{250} = 7,26 \approx 8 \text{ módulos}$$

Comprobación:

$8 * 250 = 2000 \text{ w} < 1.2 * P_{mp, \text{min}}$. Cumple con el requisito

La disposición de los módulos será poner los 8 módulos en paralelo.

$$\text{Tensión de circuito abierto} = 37.61 \text{ V}$$

$$\text{Tensión máxima potencia} = 30.58 \text{ V}$$

$$I_{\text{corto}} = 8,71 * 8 = 69,68 \text{ A}$$

3.1.7 Sombras

Las pérdidas por sombras se considerarán del 0% ya que al disponer de una gran superficie para la instalación del campo solar, dicha instalación se ubicará y diseñará de manera que no se produzcan ningún tipo de sombras dentro de la extensión del campo fotovoltaico. Además los paneles estarán ubicados en una sola fila, tal y como se muestra en el plano nº2.

3.1.8 Cálculo capacidad necesaria en ah (c20).

De acuerdo con el punto 3.5 del anexo I del pliego de condiciones técnicas del IDEA

$$C_{20} = \frac{A * LD}{(PD_{\text{max}} * \mu_{\text{inv}} * \mu_{\text{rb}})}$$

- A = Autonomía del sistema en días = Según el propietario dice 4 días.
- PD_{máx.} = Profundidad de descarga máxima según el punto 3.3.7 de esta memoria.
- μ_{inv} = 0,8. Rendimiento del inversor.
- μ_{rb} = 0,81. Rendimiento del regulador más acumulador.
- LD = Consumo diario medio de la carga Ah.

$$LD = \frac{Ed}{V}$$

- Ed = 2772 w. Consumo de la vivienda obtenido en el punto 3.1.5.1
- V = 24. Tensión de la batería.

$$LD = \frac{2772}{24} = 115,5$$

Con los valores anteriormente dados, la capacidad necesaria es:

$$C_{20} = \frac{4 * 115.5}{0,7 * 0,8 * 0,81} = 1018,51 \text{ Ah (en 20 horas)}$$

$$\frac{C_{20}}{I_{\text{corto}}} < 25 \dots \dots \dots \frac{1018,51}{69,68} = 14,61 < 25 \text{ Cumple con el requisito}$$

3.1.9 Tipo, número de baterías y sus características de capacidad en ah.

3.1.9.1 Tipo

El tipo de la batería seleccionada es Atersa 6.6 Enersol T550

Voltaje: 6 vasos de 2v; 12V

Capacidad: 542 Ah

3.1.9.2 Numero de baterías

$$n^{\circ} \text{ de baterías} = \frac{\text{Capacidad necesaria}}{\text{Capacidad de la batería}}$$

$$n^{\circ} \text{ de baterías} = \frac{1018,51}{542} = 1,87 \approx 2 \text{ baterías}$$

Para alcanzar la capacidad y tensión requerida:

1019 Ah necesarios; 1084 Ah obtenidos a partir de las 2 baterías.

3.1.10 Inversor y regulador

Según el cálculo realizado la potencia de la vivienda en el punto 1.1, Tabla 1. de este mismo documento es; 2802 W.

Según cálculos hechos en el punto 3.1.6.1, la intensidad de los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo es de 69,68 A.

Se ha optado la instalación de un inversor cargador conjunto, debido a que era la opción más viable económicamente, además de cumplir con las especificaciones necesarias.

Se procederá a la instalación de un inversor / cargador Atersa Tauro BCCR-3000-24.

Especificaciones técnicas:

-Potencia: 3000w

-Tensión: 24V

-Intensidad: 70A

3.1.11 Sección de los cables.

Se calcularan aplicando los requisitos mínimos según el IDAE y el REBT en sus respectivos apartados.

Para calcular las secciones de todo el cableado de la instalación, se hará dos estudios, siguiendo el criterio de *caída de tensión e intensidad máxima admisible.*

Los conductores serán de cobre (Cu), con un aislamiento de PVC.

La resistividad del cobre a una temperatura de 20°C viene dada por la inversa de la conductividad, en este caso $K_{cu} = 65$; $\rho_{cu} = \frac{1}{56} = 0.017\Omega * mm^2 / m$

3.1.11.1 Cálculo por caída de tensión y por capacidad térmica.

Se aplicara las directrices de la Guía-BT Anexo 2 para Cálculos de caídas de tensión.

El cálculo por caída de tensión se aplicara la siguiente formula tanto en corriente continua como en corriente alterna.

$$v\% = \frac{200 * P * l}{c * V^2 * S}$$

Dónde:

- c=conductividad del material 56 en el caso del cobre. ($\Omega * mm^2 / m$)
- S= Sección del conductor de línea. (mm^2)
- l=Longitud del cable. (m)
- P=Potencia. (W)
- V= Tensión. (V)

El cálculo por caída de tensión deberá cumplir el siguiente requisito

$$v\% > v\% \text{ máx.}$$

3.1.11.1.1 Línea 1. String – regulador.

Según el punto 5.8.2 del IDAE; la caída máxima de tensión des del generador fotovoltaico hasta el inversor, no será superior a 1,5%.

Los conductores serán unipolares aislados. Los conductores transcurrirán en conductos enterrados des del generador fotovoltaico hasta el inversor, por lo tanto se deberá aplicar la normativa del REBT Tabla a.52-2 bis para cables unipolares en conducto enterrado.

Intensidad que debe soportar el conductor:

$$I = \frac{P}{V};$$

$$I = \frac{2000}{30,58} = 65,40 A$$

- La longitud de la línea será de 15 m.
- La potencia del generador será de 2000 w
- La tensión del generador será de 30,58 V
- La caída de tensión máxima será de 0,91 V

$$0.91 = \frac{200 * 2000 * 15}{56 * 30.58^2 * S}; S = 125 \approx 150 mm^2$$

Se selecciona la sección comercial inmediata superior 150 mm^2 .

Caída de tensión en la línea.

$$v\% = \frac{200 * 2000 * 15}{56 * 30.58^2 * 150} = 0,75\%$$

Por lo tanto:

$$0,75\% > 1,5\% \text{ Cumple con el requisito.}$$

Según la tabla A.52-s bis del RBT, el conductor de 150 mm^2 bajo conducto enterrado soporta $264 > 64,40 \text{ A}$. *Cumple el requisito.*

3.1.11.1.2 Línea 2. Regulador - Inversor

Los conductores serán unipolares aislados. Los conductores transcurrirán Los conductores transcurrirán en conductos enterrados, por lo tanto se deberá aplicar la normativa del REBT Tabla a.52-2 bis para cables unipolares en conducto enterrado.

La caída de tensión máxima no será superior al 3%.

Intensidad que debe soportar el conductor:

- Corriente de salida máxima del regulador: 80A
- Tensión de salida del regulador: 24 V

$$80 = \frac{P}{24}; P = 1920W$$

- La longitud de la línea será de 2 m.
- La potencia del generador será de 1920 w
- La tensión de la batería será de 24 V
- La caída de tensión máxima será de 0,72 V

$$0.72 = \frac{200 * 1920 * 2}{56 * 24^2 * S}; S = 33,06 \approx 35 \text{ mm}^2$$

Se selecciona la sección comercial inmediata superior 35 mm^2 .

$$v\% = \frac{200 * 2000 * 2}{56 * 24^2 * 35} = 0,70\%$$

Por lo tanto:

$$0,70\% > 3\% \text{ Cumple con el requisito.}$$

Según la tabla A.52-s bis del RBT, el conductor de 35 mm^2 bajo conducto enterrado soporta $118 > 80 \text{ A}$. *Cumple el requisito.*

3.1.11.1.3 Línea 3 Inversor – batería.

Los conductores serán unipolares aislados. Transcurrirán bajo tubo empotrado en obra, por lo tanto se deberá aplicar la normativa del REBT tabla 1 de la ITC-19 del REBT.

La caída de tensión máxima no será superior al 3%.

Intensidad que debe soportar el conductor:

- Corriente de salida máxima del regulador: 70A
- Tensión de salida del regulador: 24 V

$$70 = \frac{P}{24}; P = 1680 \text{ W}$$

- La longitud de la línea será de 2 m.
- La potencia de la vivienda será de 1680 w
- La tensión del inversor será de 24 V
- La caída de tensión máxima será de 0,72 V

$$0,72 = \frac{200 * 1680 * 2}{56 * 24^2 * S}; S = 28,9 \approx 35 \text{ mm}^2$$

Se selecciona la sección comercial inmediata superior 35 mm^2 .

$$v\% = \frac{200 * 1680 * 2}{56 * 24^2 * 35}; v\% = 0,59\%$$

Por lo tanto:

$$0,59\% > 3\% \text{ Cumple con el requisito.}$$

Según la tabla 1 de la ITC-BT-19 el conductor de 35 mm^2 bajo tubo en montaje empotrado en obra $104 > 80 \text{ A}$. *Cumple el requisito.*

3.1.11.1.4 Línea 4 Inversor – CGMP

A modo de normativa general se aplicara la ITC-15 del RBT para derivación individual.

Los conductores serán unipolares aislados. Transcurrirán bajo tubo empotrado en obra, por lo tanto se deberá aplicar la normativa del REBT tabla 1 de la ITC-19 del REBT.

Según la ITC-15 del RBT, la caída de tensión máxima no será superior al 1.5%

Intensidad que debe soportar el conductor:

- Corriente de salida máxima del inversor: 13,04 A
- Tensión de salida del inversor: 230 V

$$13,04 = \frac{P}{230}; P = 3000 W$$

- La longitud de la línea será de 2 m.
- La potencia de la vivienda será de 3000 w
- La tensión del inversor será de 230 V
- La caída de tensión máxima será de 1,15 V

$$1,15 = \frac{200 * 2000 * 2}{56 * 230^2 * S}; S = 0,23 \approx 1.5 mm^2$$

Se selecciona la sección comercial inmediata superior 1,5 mm².

Según la ITC-15, la mínima sección de la derivación individual será 6 mm²

$$v\% = \frac{200 * 2000 * 2}{56 * 230^2 * 6}; v\% = 0,04\%$$

Por lo tanto:

0,04% > 1,5% Cumple con el requisito.

Según la tabla 1 de la ITC-BT-19 el conductor de 6mm² bajo tubo en montaje empotrado en obra 36 > 25 A. Cumple el requisito.

Resumen de las secciones de los conductores a instalar:

Circuito	Sección (mm ²)	I conductor (A)	I circula (A)
Línea 1	150	264	65,4
Línea 2	35	118	80
Línea 3	35	104	84
Línea 4	6	36	13,04

Tabla 5. Secciones e intensidades de los circuitos y cables.

3.1.12 Protecciones.

3.1.12.1 Línea 1. Módulos - regulador.

Esta línea estará provista de una caja String. Este elemento albergara un interruptor de corte en carga para desconectar el generador fotovoltaico y además un fusible para cada panel en su positivo y negativo. Ver plano n°2.

3.1.12.1.1 El interruptor de corte en carga

Deberá cumplir estos requisitos.

Capacidad de corte.

$$I_{max} > I_{corte}$$

Donde:

- I_{max} es la intensidad que circulara por el circuito.
- I_{corte} es la intensidad que puede abrir el dispositivo.

Intensidad nominal.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Donde:

- I_B es la intensidad que circulara por la línea.
 - I_N nominal es la intensidad que soporta el interruptor.
 - I_Z Intensidad máxima admisible del conductor
-
- Intensidad máxima que circulara en la línea
 - Intensidad capaz de cortar el interruptor elegido 630 A. **Punto ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

$$65,40 A > 630A$$

Intensidad nominal.

$$65,4 \leq 80 \leq 264$$

Valores obtenidos en el *Punto 3.1.11.1.1.* de este mismo documento.

- I_B es la intensidad que circulara por la línea 1 65,40A.
- I_N nominal es la intensidad nominal de interruptor. 80A
- I_Z Intensidad máxima admisible del conductor 264 A

3.1.12.1.2 Fusibles.

Los fusibles serán para mantenimiento de la línea como se explica en el punto 2.2, por lo tanto solo deberá cumplir el siguiente requisito:

$$I_P \leq I_N \leq I_Z$$

Donde:

- I_P es la intensidad de cada panel.
- I_N nominal es la intensidad que soporta el interruptor.
- I_Z Intensidad máxima admisible del conductor

$$8,71 \leq 10 \leq 34$$

Valores dados en los puntos 3.1.6.1

- I_p es la intensidad de cada panel. 8,71A
- I_N nominal es la intensidad que soporta el fusible.
- I_Z Intensidad máxima admisible del conductor. Dato obtenido a través del fabricante. Cada panel va provisto de un cable multiconductor para exterior de 4 mm^2 que soporta una intensidad de 31 A.

3.1.12.1.3 Línea 2. Regulador - Inversor.

El regulador está provisto de un sistema de protección interno frente a cortocircuitos y sobrecargas. No será necesario instalar otro dispositivo.

3.1.12.1.4 Línea 3 Inversor – batería.

El inversor/cargador Atersa está provisto de un sistema de protección interno frente a cortocircuitos y sobrecargas. No será necesario instalar otro dispositivo.

3.1.12.1.5 Línea 4 Inversor– CGMP

Esta línea como se explica en el punto 2.8 de este mismo documento se protegerá a partir de la CGMP debido a su proximidad con el mismo. Este viene detallado en el punto, 3.1.12.1.6 Líneas interiores.

3.1.12.1.6 Líneas interiores.

Estas cumplirán lo establecido en la ITC-BT-17 del RBT mencionadas en el punto 2.8 de este mismo documento.

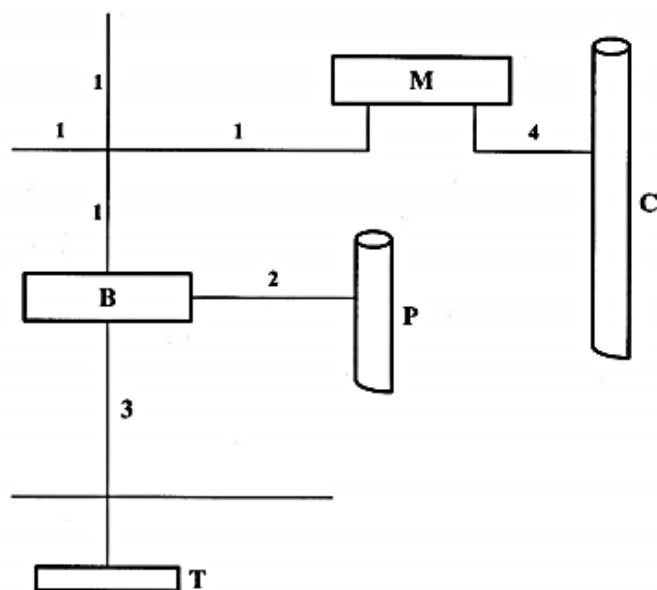
- Interruptor general automático.
- Interruptor diferencial general
- Dispositivos de corte omipolar para cada circuito.
- Dispositivos de protección contra sobretensiones, descrito en el punto 2.2 de esta misma memoria, se instalara en la caja string.

Los calibres de los circuitos interiores están descritos en la ITC-BT-25 del RBT, y estos serán para electrificación básica con 5750 W:

- El interruptor general automático será de 25 A.
- El interruptor diferencial general será de 30 mA.
- Los dispositivos de corte omipolar para cada circuito serán:
 - o C1- Iluminación, 10A
 - o C2- Tomas de uso general, 16A
 - o C3- Cocina y horno, 25A
 - o C4 – Lavadora, lavavajillas y termo eléctrico, 20A
 - o C5 – Baño, cuarto de cocina, 16^a

Ver plano nº 6.

3.1.12.2 Instalaciones de puesta a tierra.



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra, o punto de puesta a tierra
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

Ilustración 19. Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra.

3.1.12.2.1 Puesta a tierra.

Según la ITC BT 18 del RE BT, El electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado para ella, en cada caso.

Este valor de resistencia será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos.

Si las condiciones de la instalación son tales que pueden dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio.

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad.

La tabla siguiente da, a título de orientación, unos valores de la resistividad para un cierto número de terrenos.

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a
Limo	30
Humus	20 a 100
Turba húmeda	10 a 150
	5 a 100
Arcilla plástica	
Margas y Arcillas compactas	50
Margas del Jurásico	100 a 200
	30 a 40
Arena arcillosas	
Arena silíceas	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	200 a 3.000
	300 a 5.000
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Tabla 6. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno.

Aunque los cálculos efectuados a partir de estos valores no dan más que un valor muy aproximado de la resistencia a tierra del electrodo, la medida de resistencia de tierra de este electrodo puede permitir, aplicando las fórmulas dadas en la tabla siguiente, estimar el valor medio local de la resistividad del terreno. El conocimiento de este valor puede ser útil para trabajos posteriores efectuados, en condiciones análogas.

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 r / P$
Pica vertical	$R = r / L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 r / L$
r, resistividad del terreno (Ohm.m) P, perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Tabla 7. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.

Según el punto 3.2 de la ITC-BT-18 la conducción para conductores de tierra deberá cumplir:

Para conductores enterrados como es nuestro caso se aplicara la siguiente tabla:

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm ² Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Tabla 8. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra.

3.1.12.2.2 Toma a tierra de protección

Se va a calcular el conductor enterrado horizontalmente, por lo tanto se aplicará:

$$R = \frac{2\rho}{L}$$

Donde:

- R es la resistencia de Tierra en Ohm
- P es la resistividad del terreno. 200 Ohm*m para nuestro terreno
- L longitud de la pica o del conductor.

Calculo de la toma a tierra

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 200}{66} = 6,66 \Omega$$

- L longitud de la pica o del conductor. El edificio tiene un perímetro de $15 \cdot 2 + 18 \cdot 2 = 66$ m

Por lo tanto, y sabiendo que la corriente máxima de derivación es la nominal de los interruptores diferenciales, la tensión máxima de contacto será:

$$V = R \cdot I_d = 4 \cdot 0,03 = 0,1998 V \ll 24 V$$

Siendo cobre el material a instalar, y no protegido contra la corrosión (desnudo), la sección será de 25 mm².

3.1.12.2.3 Puesta a tierra del neutro:

Se aplicara el mismo principio que en el punto 3.1.12.2.1 Puesta a tierra.

Al ser un sistema flotante, los dos polos del generador no están conectados a tierra, es por esto que no habrán

En este caso tenemos dos tipos de electrodos combinados, siendo su resistencia equivalente la siguiente:

$$R_t = \frac{1}{\frac{1}{R_c} + \frac{1}{R_p}} = \frac{1}{\frac{1}{\frac{2 \cdot \rho}{L}} + \frac{1}{\frac{\rho}{n \cdot L_p}}};$$

Dónde:

- R_t = Resistencia de tierra del electrodo.
- R_c = Resistencia del conductor enterrado.
- R_p = Resistencia de la picas.
- n = Número de picas.
- L_p = Longitud de las picas.

Considerando la misma resistividad de 200 Ohm·m, por el tipo de terreno que tenemos, el valor de la resistencia de tierra es:

$$R_t = \frac{1}{\frac{1}{R_c} + \frac{1}{R_p}} = \frac{1}{\frac{1}{\frac{2 \cdot \rho}{L}} + \frac{1}{\frac{\rho}{n \cdot L_p}}} = \frac{1}{\frac{1}{\frac{2 \cdot 200}{6}} + \frac{1}{\frac{200}{3 \cdot 2}}} = 22,22 \Omega$$

Por lo tanto, y sabiendo que la corriente máxima de derivación es la nominal de los interruptores diferenciales, la tensión máxima de contacto será:

$$V = R \cdot I_d = 22,22 \cdot 0,03 = 0,66 V \ll 24 V$$

No obstante una vez acabadas las obras se medirán las tierras y se tomarán las medidas pertinentes para que su valor no exceda el de seguridad, a saber:

$$R = \frac{V}{I_d} = \frac{24}{0,03} = 800 \Omega$$

Siendo cobre el material a instalar, y no protegido contra la corrosión (desnudo), la sección será de 25 mm².

La longitud de las picas en la toma a tierra del neutro serán de 2 metros.

3.1.12.2.4 Toma a tierra de las masas metálicas del generador.

Según el punto 5.2.8 del IDEA no será necesario crear una tierra independiente de la estructura del generador a no ser que sea superior a 48V, por lo tanto no será necesario su cálculo.

3.1.12.2.5 Calculo de los conductores de protección

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

En otros casos reciben igualmente el nombre de conductores de protección, aquellos conductores que unen las masas:

- al neutro de la red,
- a un relé de protección.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la Tabla 9.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Tabla 9. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

En la instalación interior, no hay ningún conductor mayor de 16 mm², por lo tanto, las secciones de los conductores de protección será:

$$S_p = S$$

Pliego de Condiciones

1 Objeto

1.1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego.

Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

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

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

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

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

2 Generalidades

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

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

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

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

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

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

- i. Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m² o kWh/m².

3.1.4 Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)

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

3.2 Generadores fotovoltaicos

3.2.1 Célula solar o fotovoltaica.

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

3.2.2 Célula de tecnología equivalente (CTE).

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

3.2.3 Módulo fotovoltaico.

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

3.2.4 Rama fotovoltaica.

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

3.2.5 Generador fotovoltaico.

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.6 Condiciones Estándar de Medida (CEM).

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

- Irradiancia (GSTC): 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: 25 °C

3.2.7 Potencia máxima del generador (potencia pico).

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

3.2.8 TONC.

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

3.3 Acumuladores de plomo-acido

3.3.1 Acumulador.

Asociación eléctrica de baterías.

3.3.2 Batería.

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

3.3.3 Autodescarga.

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

3.3.4 Capacidad nominal: C20 (Ah).

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas:

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

3.3.5 Capacidad útil.

Capacidad disponible o utilizable de la batería.

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

3.3.6 Estado de carga.

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

3.3.7 Profundidad de descarga (PD).

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %. 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 superara el 60%.

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 7 subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual 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 (C20 = 100 Ah) y la corriente se expresa como I20 =5 A.

3.3.9 Vaso.

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

3.4 Reguladores de carga

3.4.1 Regulador de carga.

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

3.4.2 Voltaje de desconexión de las cargas de consumo.

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

3.4.3 Voltaje final de carga.

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

3.5 Inversores

3.5.1 Inversor.

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

3.5.2 VRMS.

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

3.5.3 Potencia nominal (VA).

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

3.5.4 Capacidad de sobrecarga.

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

3.5.5 Rendimiento del inversor.

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

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.

3.6 Cargas de consumo

3.6.1 Lámpara fluorescente de corriente continua.

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

4 Diseño

4.1 Orientación, inclinación y sombras

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

4.1.1 Tabla 10.

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

Tabla 10. Pérdidas de radiación del generador.

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

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

4.2 Dimensionado del sistema

- 4.2.1** *Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.*
- 4.2.2** *Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el primer apartado del anexo I.*
- 4.2.3** *Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp, min}$) para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado en el anexo I, apartado 3.4.*
- 4.2.4** *El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al $P_{mp, min}$ calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.*
- 4.2.5** *Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido (conforme a la expresión del apartado 3.5 del anexo I). En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.*
- 4.2.6** *Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.*

4.3 Sistema de monitorización

- 4.3.1** *El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:*
- Tensión y corriente CC del generador.
 - Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
 - Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
 - Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
 - Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra.

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

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

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

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

5.1.3 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 VRMS o 120 VCC. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

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

5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

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

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

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

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

5.2 Generadores fotovoltaicos

- 5.2.1** *Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.*
- 5.2.2** *El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.*
- 5.2.3** *Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.*
- 5.2.4** *Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.*
- 5.2.5** *Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.*
- 5.2.6** *Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.*
- 5.2.7** *Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.*
- 5.2.8** *Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.*
- 5.2.9** *Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.*
- 5.2.10** *En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.*

5.3 Estructura de soporte

- 5.3.1** *Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.*
- 5.3.2** *La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.*
- 5.3.3** *La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).*
- 5.3.4** *El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.*
- 5.3.5** *La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.*
- 5.3.6** *La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea 12 galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.*
- 5.3.7** *Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.*
- 5.3.8** *En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.*
- 5.3.9** *Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV 102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.*
- 5.3.10** *Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.*

5.4 Acumuladores de plomo-acido

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

- 5.4.2** *Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.*
- 5.4.3** *La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.*
- 5.4.4** *Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.*
- 5.4.5** *La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.*
- 5.4.6** *La autodescarga del acumulador a 20 °C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.*
- 5.4.7** *La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.*
- 5.4.8** *El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:*
- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
 - Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.
- 5.4.9** *Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:*
- Tensión nominal (V)
 - Polaridad de los terminales
 - Capacidad nominal (Ah)
 - Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

5.5 Reguladores de carga

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

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

-La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3).

La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.

-La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.

-La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ 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.

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

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

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

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

-Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

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

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

5.5.8 *5.5.8 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales.*

Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

5.5.9 *Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.*

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

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

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

5.6 Inversores

5.6.1 *Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos).*

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

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

- 5.6.3** Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- 5.6.4** El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- 5.6.5** La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación: $V_{NOM} \pm 5\%$, siendo $V_{NOM}=220\text{ VRMS}$ o $230\text{ VRMS } 50\text{ Hz} \pm 2\%$
- 5.6.6** El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- 5.6.7** El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- 5.6.8** Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- 5.6.9** El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.
- 5.6.10** Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de "stand-by" para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la especificados en la

5.6.11 Tabla 11.

Tipo de inversor	Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal $P_{nom} < 500\text{ VA}$	>85%	>75%
Onda senoidal $P_{nom} > 500\text{ VA}$	>90%	>85%
Onda no senoidal	>90%	>85%

Tabla 11. Rendimiento en Inversores

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

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

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

5.7 Cargas de consumo

5.7.1 Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

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

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

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

-El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.

-La lámpara debe estar protegida cuando:

-Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.

-La salida del balastro es cortocircuitada.

-Opera sin tubo.

-La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.

-El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.

-La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.

-Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

5.7.5 *Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.*

5.7.6 *Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo).*

En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

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

5.7.8 *Para sistemas de bombeo de agua:*

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

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

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

5.7.8.4 *Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo. En ausencia de otros procedimientos se puede seguir el que se especifica en el anexo I.*

5.8 Cableado

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

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

- 5.8.3 *Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.*
- 5.8.4 *Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.*
- 5.8.5 *Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.*

5.9 Protecciones y puesta a tierra

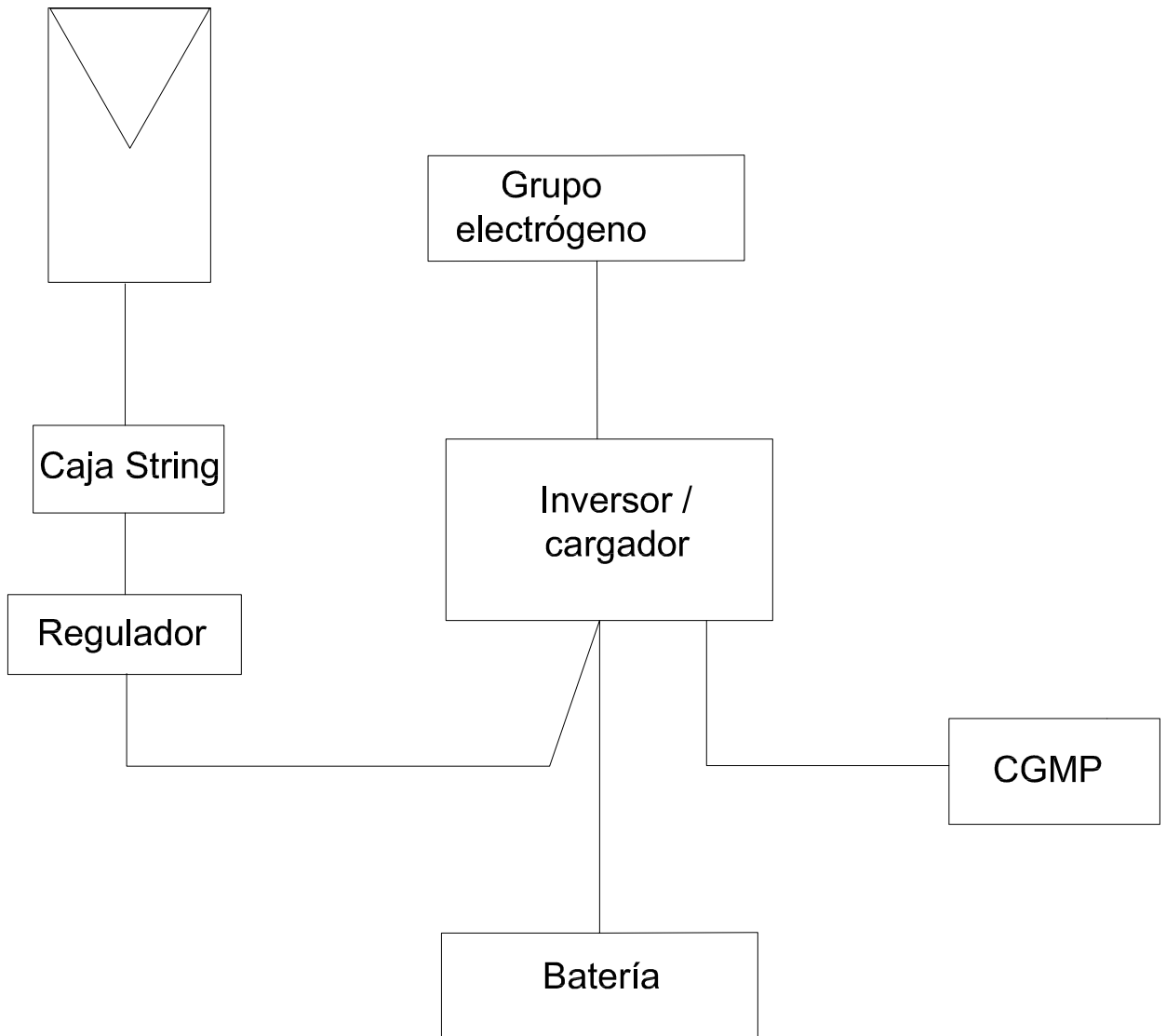
- 5.9.1 *Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.*
- 5.9.2 *El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.*
- 5.9.3 *La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.*

6 Recepción y pruebas

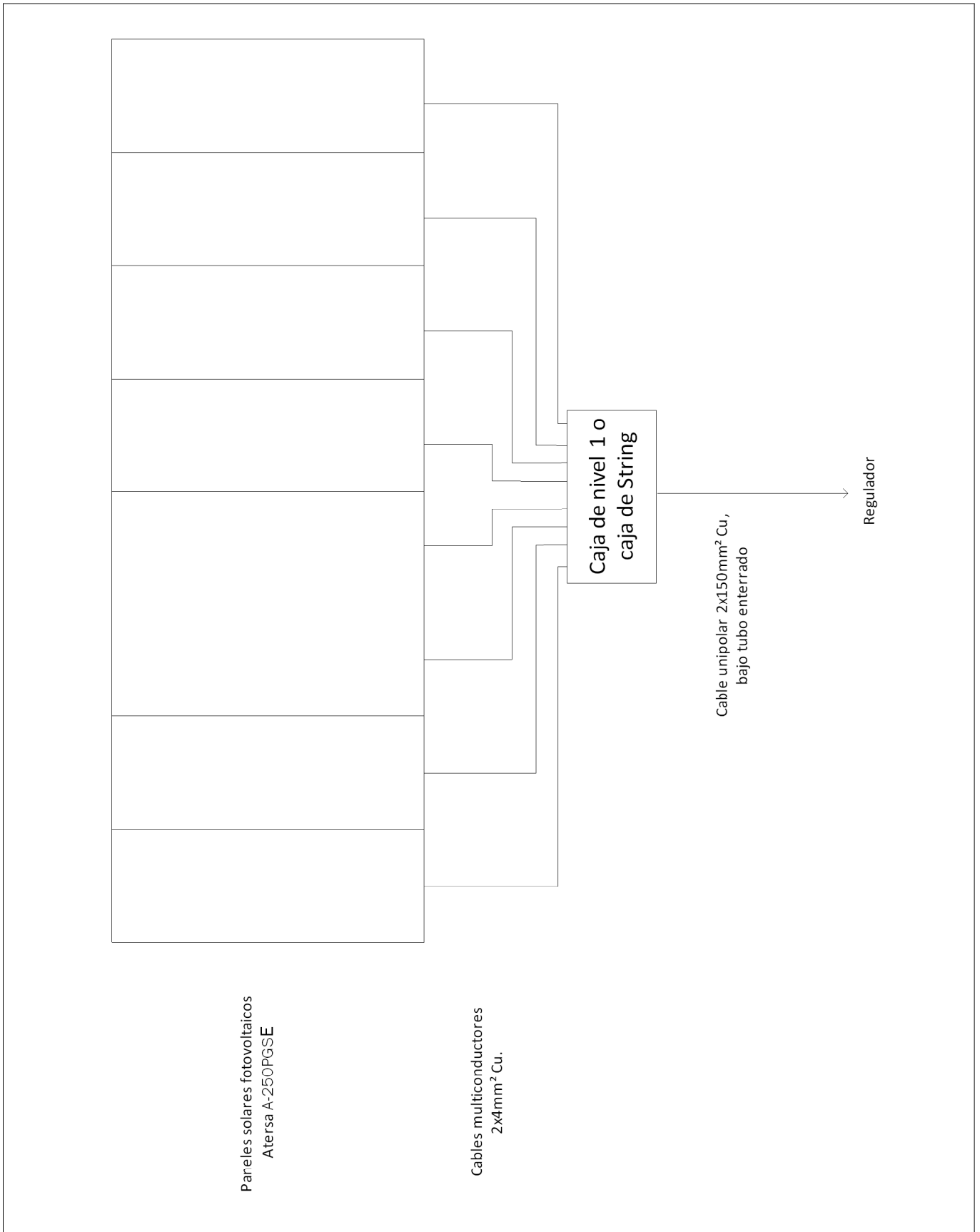
- 6.1.1 *El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.*
- 6.1.2 *Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:*
- 6.1.3 *Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.*
- 6.1.4 *Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.*

- 6.1.5** *Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:*
- 6.1.6** *Entrega de la documentación requerida en este PCT.*
- 6.1.7** *Retirada de obra de todo el material sobrante.*
- 6.1.8** *Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.*
- 6.1.9** *Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.*
- 6.1.10** *Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.*
- 6.1.11** *No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenderse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.*

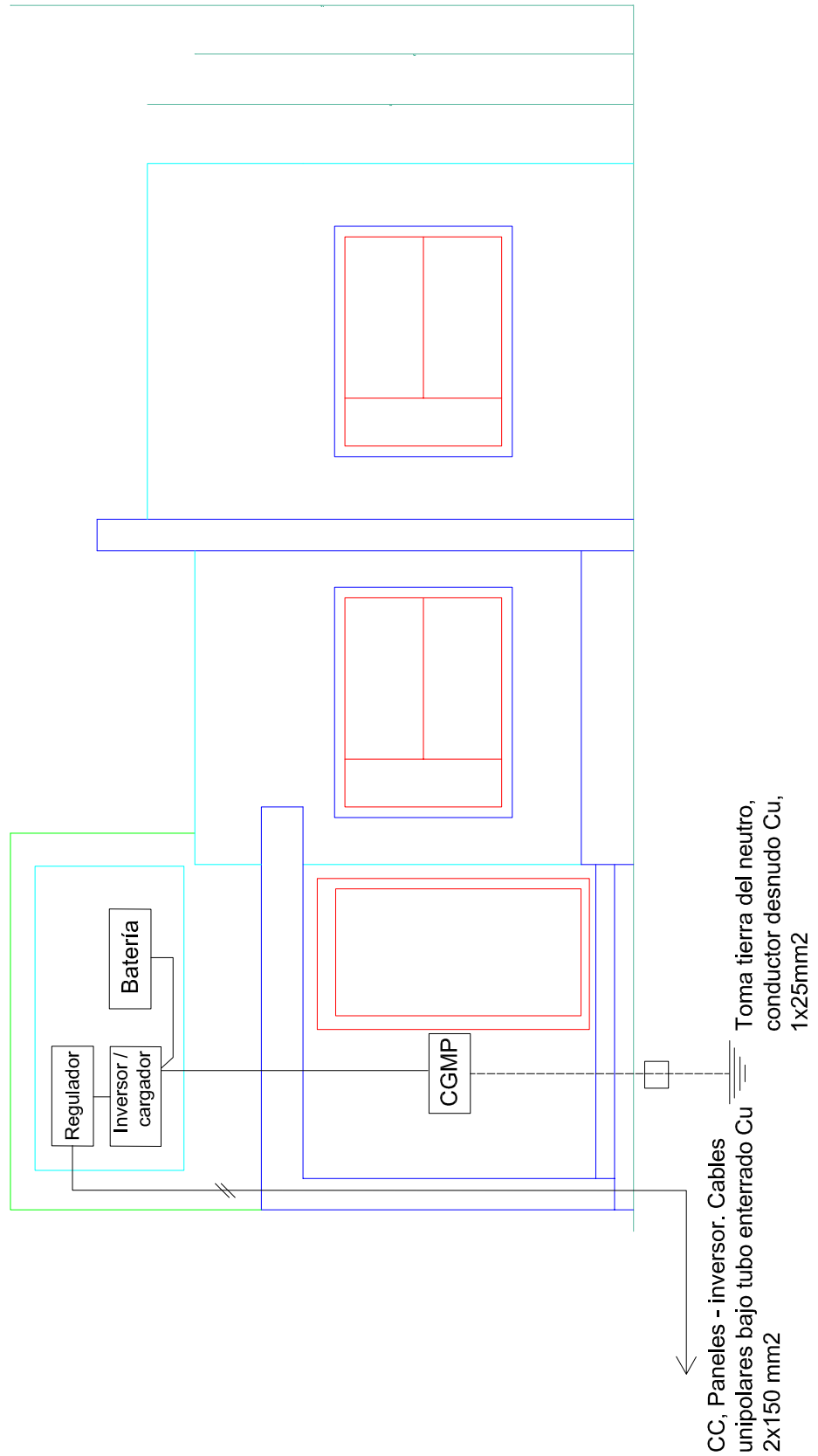
7 Planos



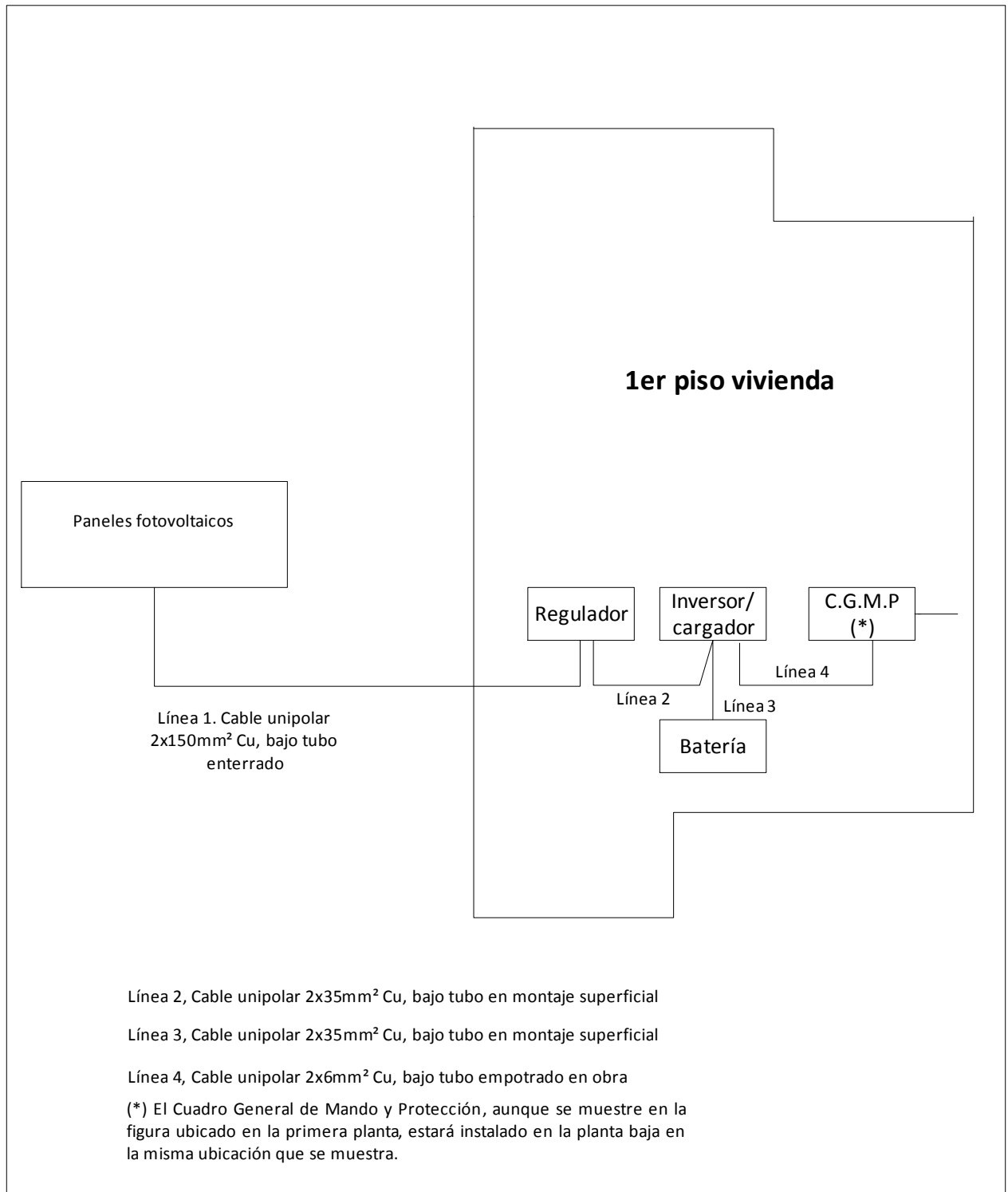
	Fecha	Nombre	CLIENTE	UNIVERSITAT POLITECNICA DE VALENCIA, ALCOI
Dibujado	Julio-2015	Jose E. Aparici		
Comprobado	Julio-2015	Jose E. Aparici	INSTALACIÓN	PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN PARA UNA VIVIENDA AISLADA MEDIANTE PANELES SOLARES Y GRUPO ELECTRÓGENO, SITA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE L'OLLERIA, VALENCIA.
Escala	INSTALACIÓN ELÉCTRICA INTERIOR, CIRCUITO DE FUERZA			Plano nº: 1
S/E				



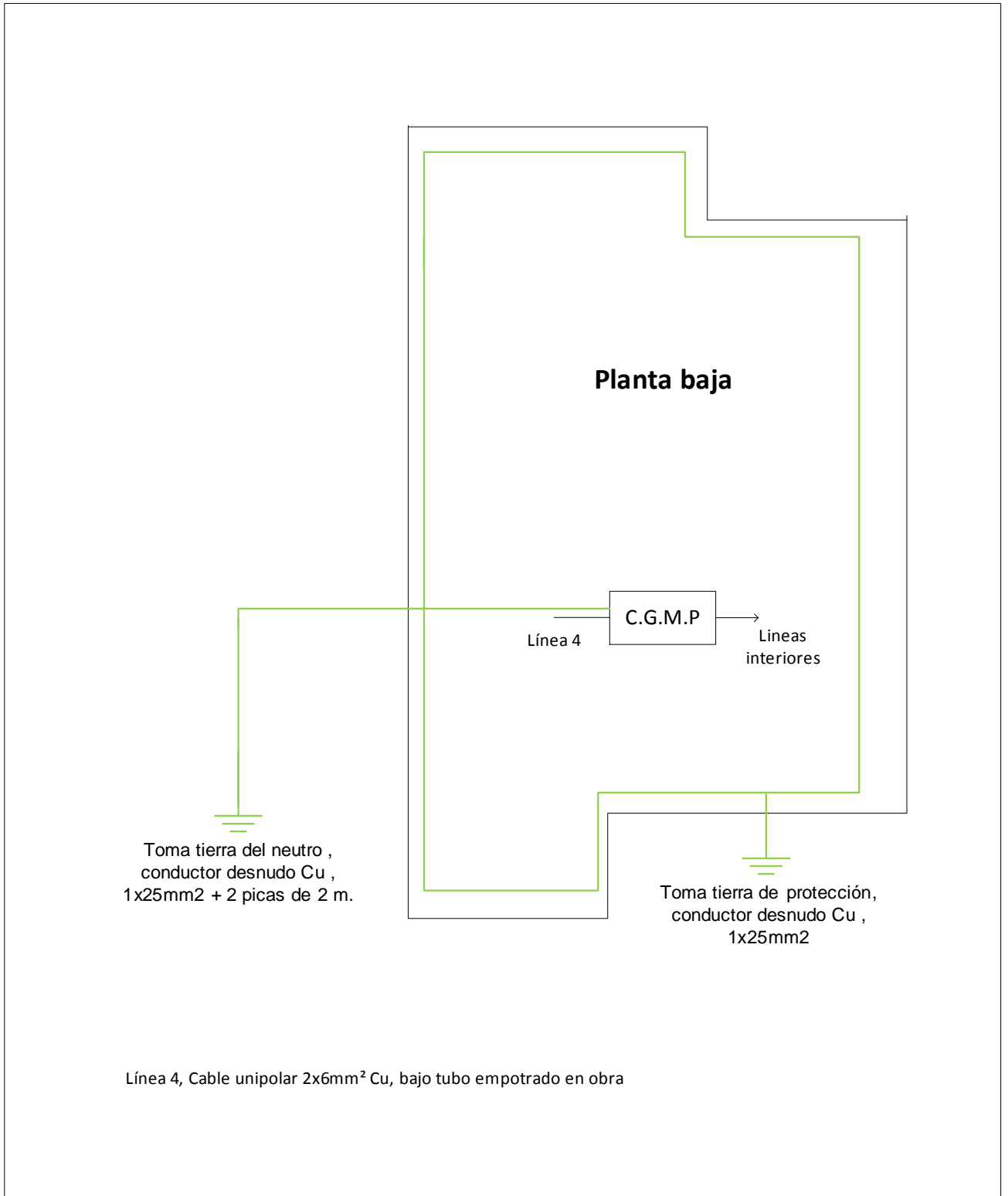
	Fecha	Nombre	CLIENTE	UNIVERSITAT POLITECNICA DE VALENCIA, ALCOI
Dibujado	Julio-2015	Jose E. Aparici		
Comprobado	Julio-2015	Jose E. Aparici	INSTALACIÓN	PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN PARA UNA VIVIENDA AISLADA MEDIANTE PANELES SOLARES Y GRUPO ELECTRÓGENO, SITA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE L'OLLERIA, VALENCIA.
Escala	Conexión de los paneles			Plano nº: 2
S/E				



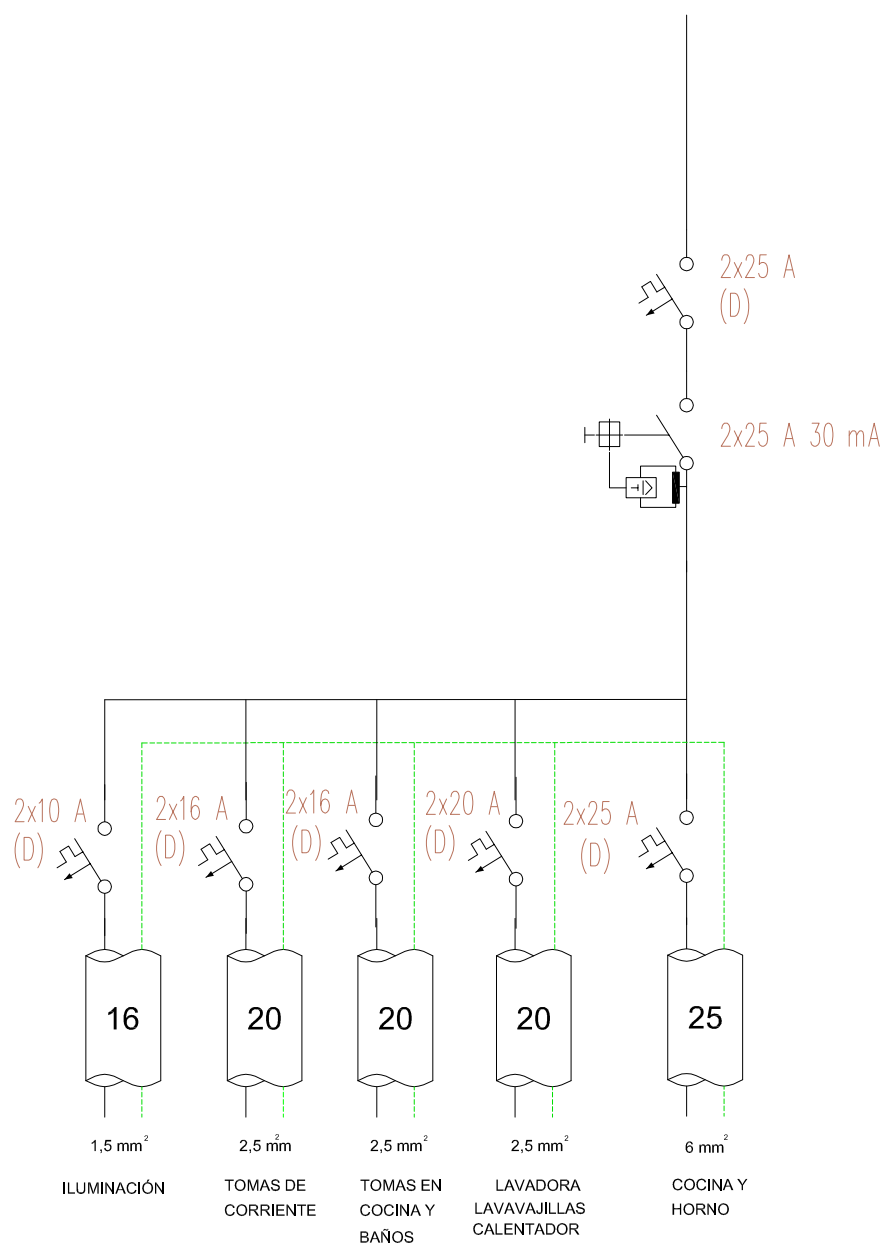
	Fecha	Nombre	CLIENTE	UNIVERSITAT POLITECNICA DE VALENCIA, ALCOI
Dibujado	Julio-2015	Jose E. Aparici		
Comprobado	Julio-2015	Jose E. Aparici	INSTALACIÓN	PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN PARA UNA VIVIENDA AISLADA MEDIANTE PANELES SOLARES Y GRUPO ELECTRÓGENO, SITA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE L'OLLERIA, VALENCIA.
Escala	Vista perfil derecho, ubicación de equipos y cableado			
S/E				



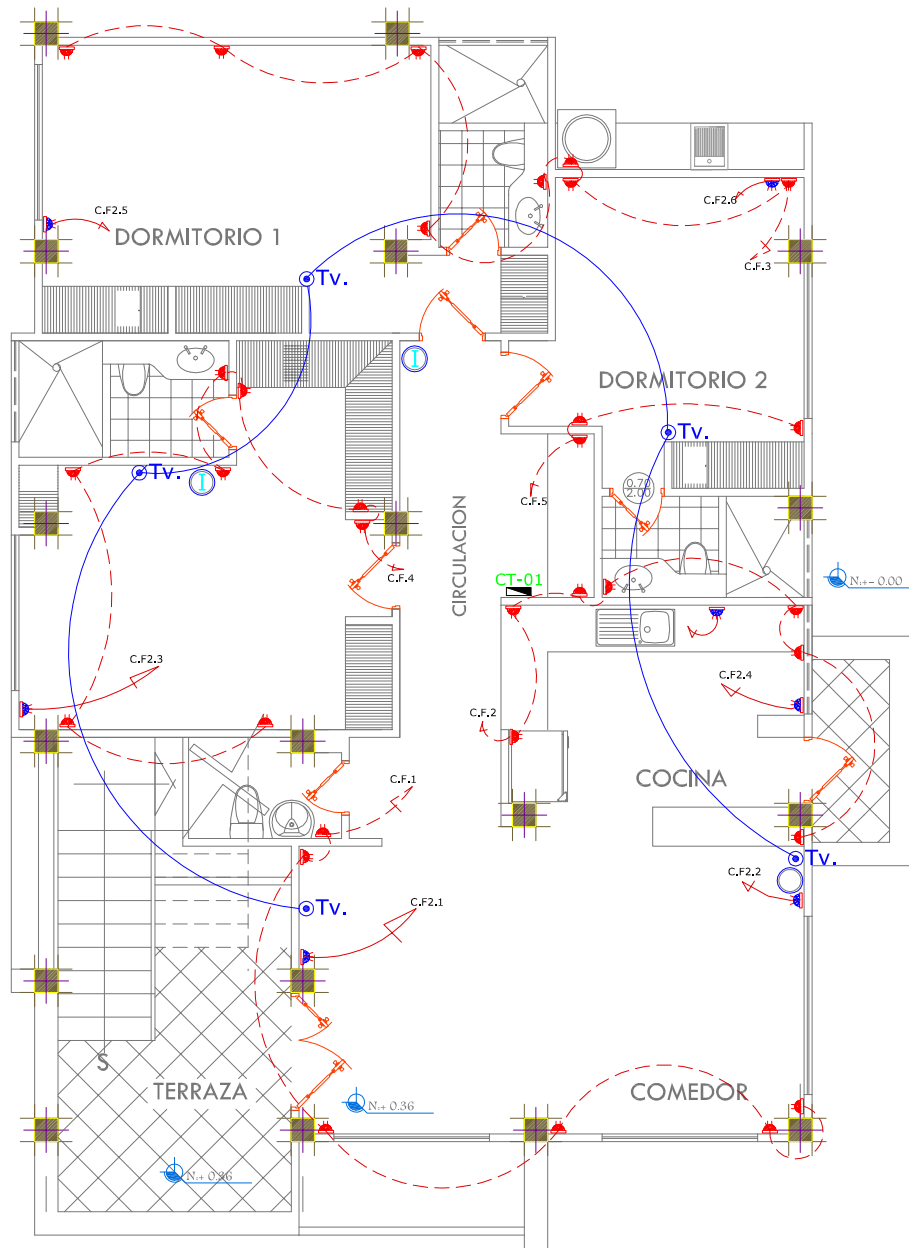
	Fecha	Nombre	CLIENTE	UNIVERSITAT POLITECNICA DE VALENCIA, ALCOI
Dibujado	Julio-2015	Jose E. Aparici		
Comprobado	Julio-2015	Jose E. Aparici	INSTALACIÓN	PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN PARA UNA VIVIENDA AISLADA MEDIANTE PANELES SOLARES Y GRUPO ELECTRÓGENO, SITA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE L'OLLERIA, VALENCIA.
Escala	Vista planta, ubicación de equipos y cableado			Plano nº: 4
S/E				



	Fecha	Nombre	CLIENTE	UNIVERSITAT POLITECNICA DE VALENCIA, ALCOI
Dibujado	Julio-2015	Jose E. Aparici		
Comprobado	Julio-2015	Jose E. Aparici	INSTALACIÓN	PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN PARA UNA VIVIENDA AISLADA MEDIANTE PANELES SOLARES Y GRUPO ELECTRÓGENO, SITA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE L'OLLERIA, VALENCIA.
Escala	Vista planta, tomas de tierra			Plano nº: 5
S/E				



	Fecha	Nombre	CLIENTE	UNIVERSITAT POLITECNICA DE VALENCIA, ALCOI
Dibujado	Julio-2015	Jose E. Aparici		
Comprobado	Julio-2015	Jose E. Aparici	INSTALACIÓN	PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN PARA UNA VIVIENDA AISLADA MEDIANTE PANELES SOLARES Y GRUPO ELECTRÓGENO, SITA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE L'OLLERIA, VALENCIA.
Escala	Cuadro General de Mando y Protección			Plano nº: 6
S/E				



ESCALA 1:75

	Fecha	Nombre	CLIENTE	UNIVERSITAT POLITECNICA DE VALENCIA, ALCOI
Dibujado	Julio-2015	Jose E. Aparici		
Comprobado	Julio-2015	Jose E. Aparici	INSTALACIÓN	PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN PARA UNA VIVIENDA AISLADA MEDIANTE PANELES SOLARES Y GRUPO ELECTRÓGENO, SITA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE L'OLLERIA, VALENCIA.
Escala	INSTALACIÓN ELÉCTRICA INTERIOR, CIRCUITO DE FUERZA			
S/E				

8 Presupuesto

Los precios descritos a continuación no contienen el Impuesto sobre el Valor Añadido.

Unidades	Descripción	Precio unitario	precio
8	Panel Solar Atersa, A-250PGSE	275	2200
1	Caja string TPDF1 75 125A 8S CIL10 ST Cahors	60	60
16	Fusible cartucho 10A	1,5	24
16	Portafusible hasta 22A	3	48
1	Limitador de sobretensiones transitorias PRD	116	116
1	Regulador Atersa MPPT - 80 C	500	500
1	Inversor cargador BCCR-3000-24	1600	1600
2	Batería 6.6 Enersol T550 Atersa	735	1470
1	Interruptor en carga Interpact INS/INV DC22A	200	200
1	Grupo electrógeno guardian sc6	1250	1250
15	conductor 150mm2 unipolar cu PVC 0,6/1 KV	17,4	261
4	conductor 35mm2 unipolar cu PVC	3,85	15,4
2	conductor 6mm2 unipolar cu PVC	0,59	1,18
72	Conductor 25mm2 de cu desnudo	4	288
		Total	8033,58