



PROYECTO BÁSICO PARA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICO DE 42,75 MW EN LLUCMAJOR (MODIFICACIÓN)

Promotores: Lluçmajor Photovoltaic, S.L.

Situación: Polígono 32, Parcelas 7, 19 y 20
Lluçmajor (Mallorca)

Fecha: FEBRERO 2016

Documentos del Proyecto:

- I MEMORIA
- II ESTADO DE MEDICIONES DE LA PLANTA
- III PRESUPUESTO
- IV PLANOS

DOCUMENTO 1.
MEMORIA DEL PROYECTO

CONTENIDO DEL PROYECTO “LLUCMAJOR 42,75 MW”

DOCUMENTO 1.	MEMORIA DEL PROYECTO
	I. MEMORIA DESCRIPTIVA
	II. CÁLCULOS
	III. MATERIALES
DOCUMENTO 2.	ESTADO DE MEDICIONES
DOCUMENTO 3.	PRESUPUESTO
DOCUMENTO 4.	PLANOS



DOCUMENTO 1.

MEMORIA DEL PROYECTO “LLUCMAJOR 42,75 MW”

1. Descripción general del proyecto

- 1.1 Descripción general
- 1.2 Identificación del titular
- 1.3 Objeto
- 1.4 Condiciones de diseño del proyecto
- 1.5 Alcance
- 1.6 Empresa redactora del proyecto

2. Localización y superficie

3. Vida útil

4. La energía solar fotovoltaica y conectada a red (Aspectos teóricos)

- 4.1 La energía solar
- 4.2 La energía solar fotovoltaica
- 4.3 La energía solar fotovoltaica conectada a la red

5. Descripción del generador fotovoltaico

- 5.1 Descripción general de un generador
- 5.2 Módulos fotovoltaicos
- 5.3 Estructura soporte
- 5.4 Caja de conexiones
- 5.5 Inversores
- 5.6 Configuración y dimensionado de la instalación
- 5.7 Instalación eléctrica
- 5.8 Descripción general de la instalación de puesta a tierra
- 5.9 Sistema de monitorización
- 5.10 Instalaciones de seguridad y vigilancia
- 5.11 Ficha técnica de la instalación

6. Casetas

- 6.1 Tipología
- 6.2 Estructura
- 6.3 Cimentación
- 6.4 Pavimentos
- 6.5 Cerramientos y divisorias practicables
- 6.6 Instalaciones

7. Obra civil

- 7.1 Lindes de parcela
- 7.2 Adecuación del terreno
- 7.3 Canalizaciones
- 7.4 Edificaciones

8. Instalación eléctrica de generación

- 8.1. Descripción del sistema
- 8.2. Diseño de sección de cableado corriente continua
- 8.3. Diseño de secciones de cableado sección alterna
- 8.4. Tubos protectores
- 8.5. Protecciones eléctricas en continua
- 8.6. Protecciones eléctricas en alterna
- 8.7. Contador de energía
- 8.8. Pararrayos
- 8.9. Instalación e puesta a tierra

9. instalación interior de MT

- 9.1 Descripción General
- 9.2 Conductor MT
- 9.3 Zanjas y entubados
- 9.4 Protecciones
- 9.5 Puesta a Tierra

10. Procedimiento para el montaje de la instalación

- 10.1 Aprovisionamiento, transporte, recepción y almacenamiento del material
- 10.2 Montaje del campo solar
- 10.3 Control de calidad de montaje

11. Pruebas de funcionamiento

12. Operación planta

13. Mantenimiento

- 13.1. Mantenimiento preventivo
- 13.2. Mantenimiento correctivo

14. Garantías

- 14.1. Ámbito general de la garantía
- 14.2. Plazos
- 14.3. Condiciones económicas
- 14.4. Anulación de la garantía
- 14.5. Lugar y tiempo de la prestación

15. Conclusiones

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Se redacta el presente proyecto básico para conseguir las autorizaciones administrativas para la construcción de una Planta Solar Fotovoltaica en el municipio de Llucmajor (Balears), conectada a la red eléctrica, de 42,75 MW de potencia instalada generada por el campo fotovoltaico, cuyo fin es la generación de energía eléctrica e inyección a la línea de transmisión de 132 kV de tensión de red.

La planta fotovoltaica se construirá en las siguientes parcelas Polígono 32 Parcela 7, Polígono 32 Parcela 19 y Polígono 32 Parcela 20 del término municipal de Llucmajor, ubicadas a unos 13 km al sur del pueblo de Llucmajor, y cuyas coordenadas del centro de la parcela o instalación son:

39° 24' 38,29" N y 2° 48' 10,89" E

La superficie total ocupada por las parcelas es de 50,23 Ha, reduciendo la superficie un 48,42% respecto al proyecto original que ocupaba 97,4 Ha.

En el proyecto original se utilizaban 204.120 módulos fotovoltaicos y en esta modificación se utilizarán 133.614, reduciendo los módulos un 34,54 %, respecto al proyecto original.

SE HA REDUCIDO UNA SUPERFICIE DE 47,16 HECTÁREAS Y 70.506 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

El campo generador estará constituido por módulos de 320 Wp de potencia máxima, agrupados en cadenas de dieciocho (18) unidades en serie montadas sobre estructuras fijas hincadas en el terreno.

Para definir este proyecto se utilizara el nombre de la región en la que se encuentra por lo que recibirá el nombre de Llucmajor 42,75.

En Llucmajor 42,75, se instalarán cuarenta y cuatro (44) inversores de 1.000 kW, de manera que la planta quedará diferenciada en veintidós (22) subcampos, de los cuales habrá: diecinueve (19) de 2.004 kW; uno (1) de 1.376 kW; uno (1) de 1.751 kW y uno (1) de 1.543 kW, todos bajo una única empresa titular.

En cada uno de los subcampos se instalará un centro de transformación de 2.200 kVA de potencia nominal, el cual estará conectado a la línea de media tensión de 25 kV que discurrirá por el interior del campo hasta la subestación que evacuará la energía producida, mediante una infraestructura común de media tensión gestionada por la misma empresa y que también se describe en el presente proyecto.

1.2 IDENTIFICACIÓN DEL TITULAR

Los datos del titular del proyecto son los siguientes:

Nombre del Titular:	LLUCMAJOR PHOTOVOLTAIC, S.L.
NIF:	B 18822913
Domicilio:	Cami de Son Moix, 14 – 2º A
Representante Legal:	Daniel Zorzano Reyes
Responsable del Proyecto:	Cristóbal Ramis de Ayreflor Rigo

1.3 OBJETO

El presente proyecto básico denominado “LLUCMAJOR 42,75” tiene como objeto la descripción de una planta de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica, de una potencia instalada de 42,75 MW y su conexión con la línea de media tensión de 132 kV.

La planta estará dividida en cuarenta y cuatro (44) inversores de 1.000 kW, de manera que la planta quedará diferenciada en veintidós (22) subcampos, de los cuales habrá: diecinueve (19) de 2.004 kW; uno (1) de 1.376 kW; uno (1) de 1.751 kW y uno (1) de 1.543 kW, y una infraestructura común para su evacuación a la línea de transmisión de 132 kV de tensión de red.

El proyecto estará formado por los siguientes documentos:

1. Memoria del proyecto:
 - I. Memoria descriptiva
 - II. Cálculos
 - III. Materiales
2. Estado de Mediciones de la planta
3. Presupuesto
4. Planos y esquemas

1.4 CONDICIONES DE DISEÑO DEL PROYECTO

Para poder diseñar una planta solar fotovoltaica adecuada a las necesidades descritas, primeramente hay que realizar algunos estudios sobre la ubicación más adecuada para la implementación de la instalación y el tipo de configuración.

A modo de resumen, los condicionantes de partida son los siguientes:

- ❖ Para la ubicación de los paneles solares, se utilizarán las parcelas más grandes con la intención que la instalación esté lo más unificada posible.
- ❖ La potencia instalada de la PSFV será de 42,75 MW, dividida en cuarenta y cuatro (44) inversores de 1.000 kW, de manera que la planta quedará diferenciada en veintidós (22) subcampos, de los cuales habrá: diecinueve (19) de 2.004 kW; uno (1) de 1.376 kW; uno (1) de 1.751 kW y uno (1) de 1.543 kW.
- ❖ Cada campo dispondrá de su transformador de baja tensión a 13,2 kV, que es la tensión de la red de media tensión que pasa por ese punto. Los transformadores estarán conectados en anillo para su enlace con la red MT.
- ❖ Para el PSFV se ha escogido una estructura de paneles fijos.

A partir de ahí se han diseñado las distribuciones de cadenas de series y filas, tal como se puede observar en los planos. También se proponen unas determinadas marcas y modelos para los diferentes elementos del campo FV: módulos, paneles, inversores y transformadores, así como toda la apareamiento eléctrica y de comunicaciones.

Un condicionante importante a la hora de determinar la energía generada por el PSFV ha sido la obtención de los datos de radiación (kW/m²) e irradiación (kWh/m²/mes) del punto geográfico correspondiente a una latitud de 39° 24' 38,29" Norte y longitud 2° 48' 10,89" Este

Por último, es importante destacar que, si bien se presenta un proyecto de ingeniería básica, en el caso que la empresa instaladora utilice módulos distintos (tanto en tamaño como en potencia), estructuras distintas o inversores distintos, deberá realizar un proyecto de ejecución que tenga en cuenta estas diferencias, y la configuración de paneles, cadenas y grupos de cadenas adecuada.

1.5 ALCANCE

El presente proyecto describe la ejecución de una instalación de generación fotovoltaica y explica la conexión con la red eléctrica y el punto de evacuación.

Si bien en el presente proyecto también se describe la instalación de media tensión, a efectos de ejecución y legalización se desarrolla en paralelo el proyecto de la infraestructura común de media tensión y el punto de evacuación a la red, así como el sistema de medida de la energía entregada por la planta generadora.

1.6 EMPRESA REDACTORA DEL PROYECTO

La empresa redactora del presente proyecto es CUBIC Estudi Tècnic, S.L.P.

Teléfono de contacto:	619 356 271
Dirección	Avda. Jaime III, nº 7; 1º; 1ª – 07012 Palma de Mallorca
Email:	crisobalramis@cubic-consultors.com

2. LOCALIZACIÓN Y SUPERFICIE

El terreno propuesto para la instalación de la planta de generación de energía solar fotovoltaica se encuentra en las parcelas de la finca "S'Aguila" a unos 100 m de altitud y a unos 25 km al sureste de la ciudad de Palma de Mallorca en el término municipal de Llucmajor

La suma total de las parcelas tienen una superficie total de 50,23 Ha, reduciendo la superficie un 48,42% respecto al proyecto original que ocupaba 97,4 Ha., para la colocación de las placas solares, tal como se indica en los planos adjuntos.

Las coordenadas del centro de la parcela o instalación son:

39° 24' 38,29" N y 2° 48' 10,89" E

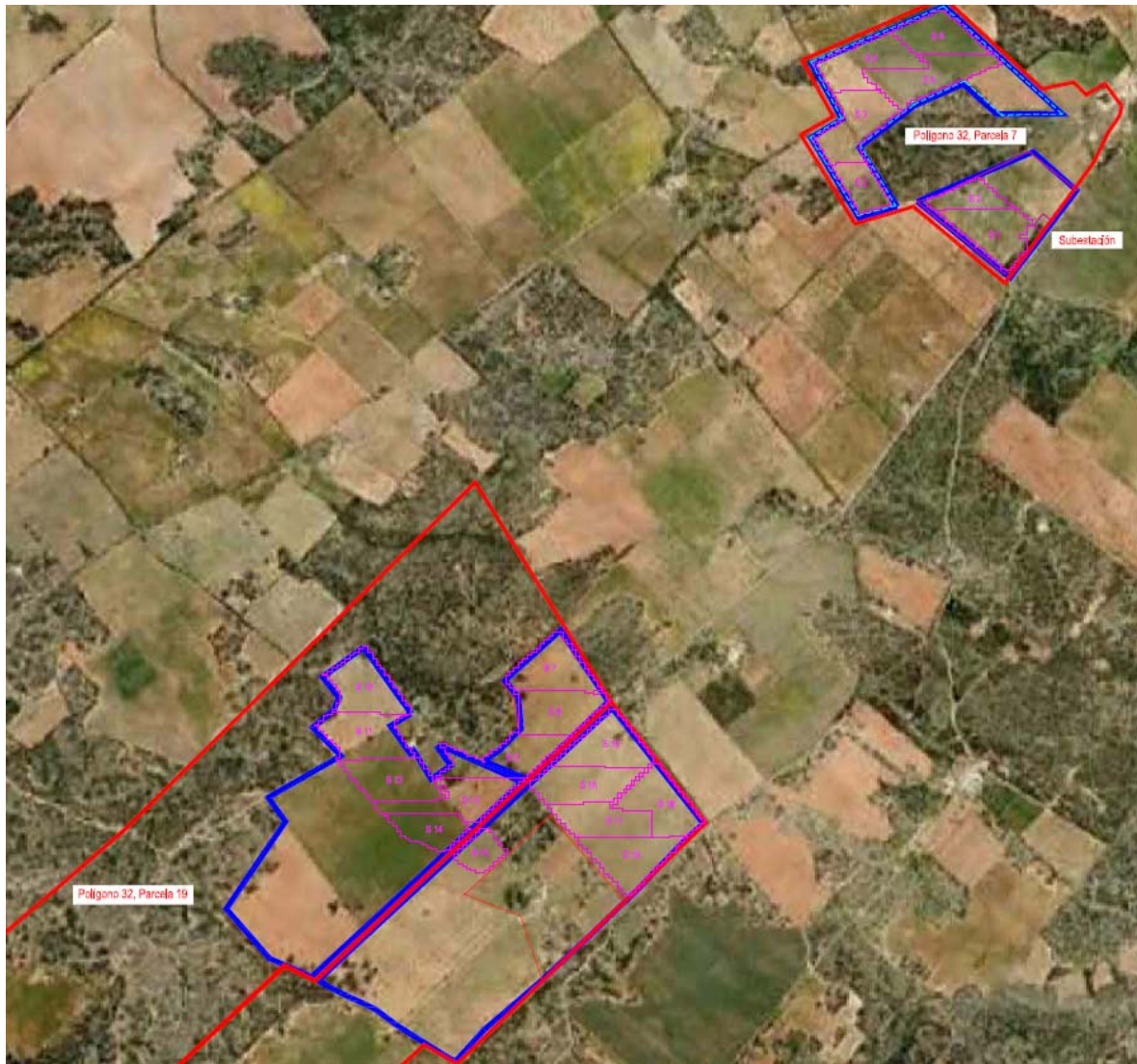


En la selección del emplazamiento también se ha considerado el impacto visual, teniendo en cuenta que esta instalación sea poco visible desde zonas de acceso público. El terreno no necesita movimiento de tierras para realizar el montaje de la estructura.

El parque fotovoltaico quedará dividido en cuatro campos FV de, delimitados por una valla de seguridad, dentro de la cual quedarán los caminos de circulación.

El terreno delimitado por las vallas tendrá en total un área de 502.365 m² (50,23 Ha).

En la imagen siguiente se puede ver una distribución aproximada de los campos FV.



El acceso a la zona se realiza por la carretera de Cabo Blanco que se encuentra el acceso a la a la finca "S'Aguila".

3. VIDA ÚTIL

La vida útil del Proyecto se estima en 30 años. No obstante, al término de este período se evaluará mantener en operación la planta, pudiendo ser su vida útil de unos 5 ó 10 años más.

Desde el punto de vista de la eficiencia de la PSFV, hay que tener presente que se produce un aumento de las pérdidas de año en año, estimándose que al final de su vida útil el rendimiento de la PSFV se puede haber reducido en un 20-25%.

En el estudio económico se aplicará un coeficiente de pérdida de productividad anual, el cual será más alto en los últimos años de vida de la planta, ya que envejecimiento (o pérdida de productividad) no es lineal.

Pero, también, se tendrá en cuenta un valor residual de la instalación a los 30 años, que represente el precio al cual podría ser vendida.

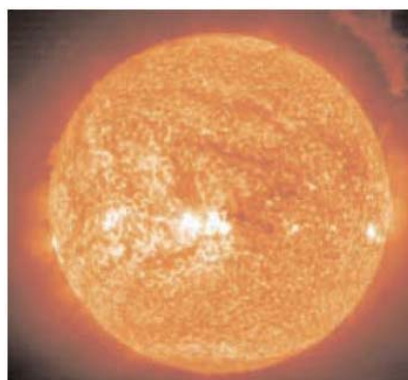
4. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y CONECTADA A LA RED (ASPECTOS TEÓRICOS)

4.1. LA ENERGÍA SOLAR

El sol es una fuente inagotable y gratuita de energía. La energía solar, dentro del grupo de las llamadas energías renovables, ofrece un potencial energético mucho mayor de lo que jamás se llegará a consumir, un potencial inagotable que puede emplearse en todas las actividades humanas.

El sol envía a la Tierra en un cuarto de hora más energía de la que la humanidad utiliza durante todo un año. Hasta la Tierra llega una cantidad de energía solar equivalente a $1,7 \times 10^{14}$ kW, lo que representa la potencia correspondiente a 170 millones de reactores nucleares de 1.000 MW de potencia eléctrica unitaria.

Aunque no toda esta energía es aprovechable, el potencial utilizable es mil veces superior al consumo anual mundial de energía.



La energía procedente del sol puede aprovecharse por un lado de un modo pasivo, mediante la adecuada orientación y diseño de edificios por un lado y mediante el empleo de materiales y elementos arquitectónicos adaptados a las necesidades de climatización e iluminación. Asimismo es posible también utilizar la energía solar de un modo activo mediante dispositivos capaces de convertirla en calor (energía solar térmica) y en protección del medio ambiente.

Los sistemas solares dependen de la radiación solar, un recurso variable de fácil predicción y de muy baja incertidumbre espacial y temporal en períodos de tiempo largos. En la actualidad existen suficientes datos y suficiente experiencia como para afirmar que el diseño óptimo de una instalación está resuelto por el proyectista. Del mismo modo se puede afirmar que las pérdidas energéticas debidas a una orientación no optimizada no suponen pérdidas de rendimiento electricidad (energía fotovoltaica).

4.2. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Se entiende por energía solar fotovoltaica la transformación de los rayos del sol en energía eléctrica a partir de la utilización de las propiedades eléctricas de los materiales contenidos en las células solares.

Durante los últimos años, en el campo de la actividad fotovoltaica, los sistemas de conexión a la red eléctrica constituyen la aplicación que mayor expansión ha experimentado. La extensión a gran escala de este tipo de aplicaciones ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permite, por un lado, optimizar diseño y funcionamiento tanto de productos como de instalaciones completas, desarrollar nuevos productos con los conocimientos adquiridos y, por otro, evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico, siempre cuidando la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental.

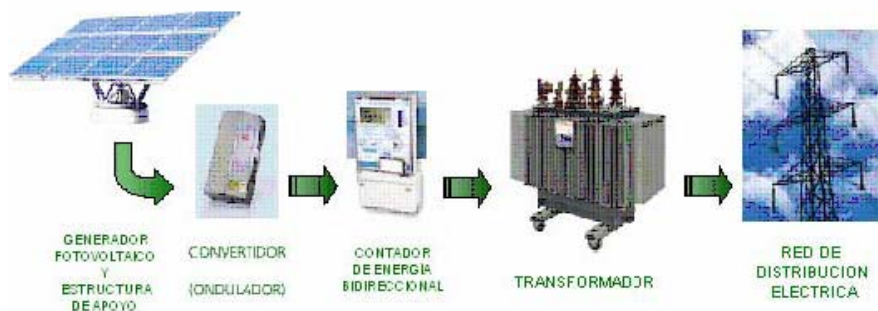
4.3. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED

4.3.1. Generalidades

Una instalación fotovoltaica es comparable a una pequeña central de producción eléctrica respetuosa con el medio ambiente, y no contaminante, que inyecta la corriente producida a la red eléctrica.

De manera simple, una instalación solar fotovoltaica conectada a la red tiene los siguientes componentes:

- Generador fotovoltaico
- Estructura de soporte del campo fotovoltaico
- Convertidor (ondulador)
- Contador de energía y protecciones de interconexión
- Centro de transformación



El generador fotovoltaico está formado por un conjunto de módulos, instalados sobre estructuras metálicas.

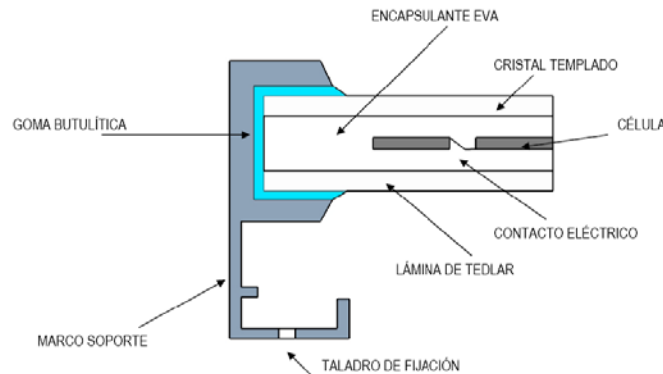
Los convertidores (onduladores) se instalan de forma modular. Se alimentan desde los módulos fotovoltaicos y se conectan a la red para inyectar directamente esta energía generada, sin ningún tipo de acumulación.

La generación de electricidad se mide mediante contadores bidireccionales de producción y autoconsumo. El autoconsumo es muy bajo gracias al régimen de switch-off de los convertidores durante la noche.

La electricidad se produce a baja tensión. Para inyectarla a la red, es necesario elevar la tensión, según los requerimientos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Por este motivo es necesario incorporar un transformador al sistema.

4.3.2. Aspectos técnicos

Estructura de un módulo fotovoltaico:



El módulo fotovoltaico estará constituido por:

- ❖ Cubierta frontal, de vidrio con bajo contenido en hierro.
- ❖ Encapsulante, a base de polímero transparente, aislante y termoplástico (EVA).
- ❖ Células solares.
- ❖ Conexiones de células.
- ❖ Cubierta posterior con película de Tedlar.
- ❖ Marco de aluminio.

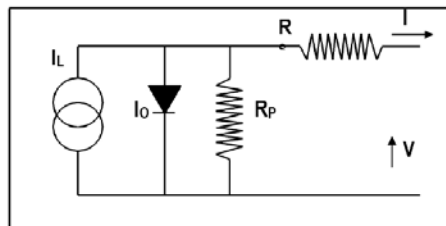
Circuito de una célula:

- ❖ Dispositivo intrínseco:

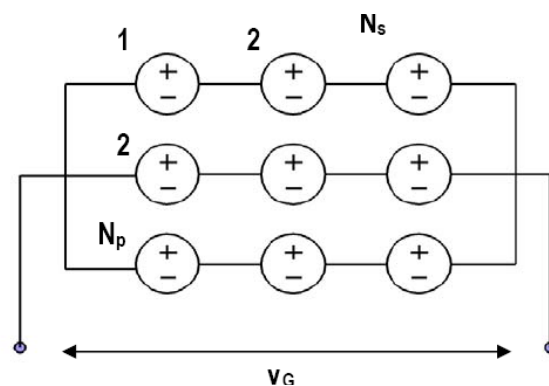
Generador de corriente I_L
Diodo de unión p-n

- ❖ Dispositivo extrínseco:

Resistencia Serie: reduce corriente de cortocircuito.
Resistencia Paralelo: reduce tensión de circuito abierto.



Asociación Serie – Paralelo de células fotovoltaicas:



En las conexiones en serie, la tensión es la suma de las tensiones de cada célula:

$$V = V_c \times N_s$$

En las conexiones en paralelo, la intensidad es la suma de intensidades de cada rama:

$$I = I_c \times N_p$$

Donde:

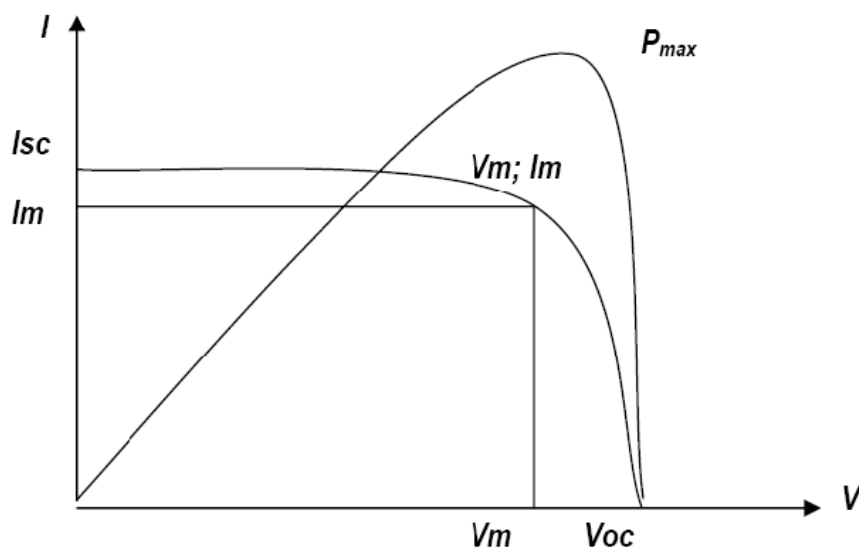
I_c = Intensidad de una célula

V_c = Tensión de una célula

N_s = N° de células en serie.

N_p = N° de células en paralelo

Curva característica del generador fotovoltaico



Curva característica Intensidad – Tensión en módulo, medida en condiciones estándar (Espectro AM 1,5; Irradiancia 1.000 W/m²; $T_c = 25^\circ \text{C}$)

Parámetros característicos:

- ISC CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO: Máxima corriente que puede obtenerse.
- Imáx INTENSIDAD DE MÁXIMA POTENCIA
- Vmáx TENSIÓN DE MÁXIMA POTENCIA
- Voc TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO: Tensión para la que los procesos de recombinación se igualan a los de generación
- Pmáx Potencia máxima o potencia pico

Condiciones estándar de medida:

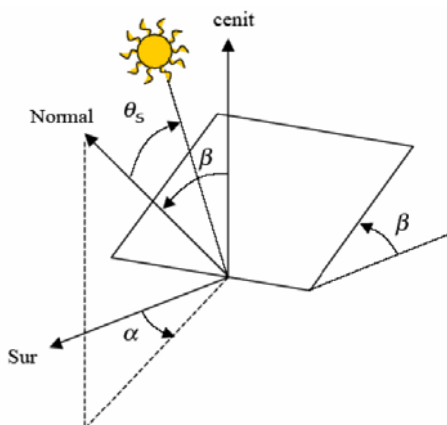
- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">- Irradiancia: 1.000 W/m²- Distribución espectral: AM 1,5- Incidencia normal- Temperatura de la célula 25° C |
|--|

Condiciones Normales de Operación (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.

Tipos de pérdidas en el generador fotovoltaico

- ❖ Inclinación y orientación.
- ❖ Polvo.
- ❖ Reflectancia angular.
- ❖ Temperatura.
- ❖ Cableado.
- ❖ Sombreado.



Azimut α e inclinación β de una superficie receptora.

5. DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE UN GENERADOR

La Planta Solar Fotovoltaica “LLUCMAJOR 42,75” tiene como función generar energía eléctrica de origen renovable, en este caso mediante la captación de la radiación solar.

Esta energía producida será íntegramente exportada a la red de la compañía distribuidora de energía de la zona mediante la conexión a la subestación de Cala Blava, que se encuentra a 1km de la parcela.

La planta se compone de los siguientes elementos:

- Sistema fotovoltaico: módulos fotovoltaicos sobre estructura de soporte fijo.
- Equipos conversores CA/CC de energía (inversores).
- Subsistemas complementarios: cuadro de interconexión, conducciones, protecciones eléctricas, monitorización...
- Equipos de transformación de 2.200 kVA.
- Sistema de MT para entronque con la línea de evacuación de energía.

5.1.1. Elementos del sistema fotovoltaico

El módulo a emplear es el modelo **Yingli YGE 72 320**, con las siguientes características principales:

❖ Compuesto 72 (6x12) células policristalinas	
❖ Potencia máxima	320 Wp
❖ Máximo voltaje del sistema	1.000 Vcc
❖ Corriente de cortocircuito	9,12 A
❖ Tensión de circuito abierto	46,0 V
❖ Tensión en punto P _{máx}	33,6 V
❖ Corriente en punto P _{máx}	6,94 A
❖ Tipo de terminal de salida	Caja de conexionado
❖ Cable	1.300 mm
❖ Conectores	MC4
❖ Medidas	1.960 x 990 x 40 mm (largo x ancho x grosor)
❖ Peso	25,5 kg

Los conductores de interconexión entre módulos FV serán de sección no inferior a 4 mm² de cobre flexible con aislamiento de 1.000 Vcc especial para intemperie.

Los módulos se montarán horizontalmente sobre una estructura fija orientada al sur.

Se conectarán en serie 18 módulos, y el número máximo de cadenas (*strings*).

La planta fotovoltaica tendrá una potencia total de 42.756 kW y estará compuesta por 22 campos de potencia nominal, por lo que el número de módulos será el siguiente:

"LLUCMAJOR 42,75"	Campo 1	Campo 2	Campo 7	Campo 8	Campo 21	Campo 22	TOTAL
Potencia, kW	2.004	2.004	1.376	2.004	2.004	1.524	42.756
Número de módulos	6.264	6.264	4.302	6.264	6.264	4.824	133.614
Módulos en serie	18	18	18	18	18	18	18
Número de series	348	348	239	348	348	268	7.423

La energía producida por los módulos fotovoltaicos no se puede inyectar directamente a la red eléctrica. Para que esto sea posible es necesaria una unidad de acondicionamiento de potencia, denominada inversor. El inversor tiene como función, transformar la potencia que le llega (corriente continua a una determinada tensión) en corriente alterna. A la salida de cada inversor se obtiene una tensión entre fase y neutro de 800 Voltios.

Cada uno de los treinta y dos subcampos de Lluccmajor convierte la corriente continua generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna mediante un Inversor de 1.000 kW de potencia nominal de la marca Power electronics.

La frecuencia de trabajo es de 50 Hz (red eléctrica) con una variación de ± 1 Hz.

El factor de potencia es $> 0,98$ y el coeficiente de distorsión de la onda de salida es menor del 4%, y por tanto, la energía que se exporta a la red eléctrica es de muy buena calidad. El inversor incorpora aislamiento galvánico entre la entrada en continua y la salida en alterna. El rendimiento máximo es superior al 98%.

El propio inversor incorpora una serie de protecciones contra sobretensiones en corriente continua y contra inversiones de polaridad. Así mismo, lleva incorporado, adicionalmente, un sistema de medida de aislamiento en corriente continua (aviso cuando RISO inferior a 1 M Ω) y un convertidor en corriente continua para desplazar el punto de funcionamiento de los subcampos fotovoltaicos hacia el punto de máxima potencia, optimizando de esta forma la generación eléctrica para cada nivel de radiación y de temperatura.

La conexión entre las series de módulos y su correspondiente inversor se hace a través de zanjas, canalizaciones y cableado, y también mediante cajas de conexionado intermedio para optimizar las secciones de cable y minimizar las pérdidas por caídas de tensión y aislamiento.

Más adelante se describe todo el subsistema eléctrico, así como las protecciones de la instalación.

Una vez se dispone de la energía en corriente alterna a baja tensión, hay que transformarla a una tensión de 25 kV para poder evacuarla hacia la subestación.

Para ello se instalarán una caseta para un transformador de 2.200 kVA, por lo que un transformador se utilizará para un subcampo (o dicho de otra forma, para dos inversores de 1.000 kW).

5.1.2. Funcionamiento de la planta fotovoltaica

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad casi proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es inyectada en sincronía a la red de distribución de la compañía eléctrica, primero a través de los inversores y luego a través de los transformadores y red MT. Esta energía es contabilizada y vendida a la compañía eléctrica de acuerdo con el contrato de compra-venta previamente establecido con ésta.

Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de “stand-by” con el objetivo de minimizar el auto-consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta puede generar suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la generación si los valores son correctos. La operación de los inversores es totalmente automática.

El conjunto de protecciones de interconexión, que posee cada uno de los inversores, está básicamente orientado a evitar el funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica. En caso de fallo de la red, la planta dejaría de funcionar. Esta medida es de protección tanto para los equipos de consumo de la planta como para las personas que puedan operar en la línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma. Esta forma de generación implica que sólo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía eléctrica (baterías).

5.1.3. Potencia nominal de la central

La potencia nominal de la central viene determinada por las potencias nominales de los inversores instalados. En la planta “Llucmajor 42,75” se instalarán cuarenta y dos (42) inversores de 1.000 kW, por lo que la potencia pico de la planta es de 42.756 kW.

5.1.4. Potencia máxima de la central

La potencia nominal de la central viene determinada por la potencia pico del campo de generación fotovoltaico, la cual se producirá en el momento óptimo de radiación solar y temperatura. En la planta de “Llucmajor 42,75” la potencia máxima generada es de 42.756 kW.

5.2. **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

El módulo elegido para la ejecución de este proyecto es el Yingli YGE 72 320 de potencia pico 320 W, cuyas características técnicas se encuentran en el Anexo de materiales de esta memoria.

La siguiente tabla resume las características de los módulos a utilizar:

Nº de células	72 células de cristal policristalino (6 x 12)
Contactos	Contactos redundantes, múltiples, en cada célula.
Laminado	EVA (etileno-vinil acetato).
Cara frontal	Vidrio templado de alta transmisividad.
Cara posterior	Protegida con Tedlar de varias capas.
Marco	Aluminio anodinado.

La siguiente tabla resume las características específicas de los módulos seleccionados en condiciones estándar de funcionamiento:

Tipo	YINGLI YGE 72 -320
Potencia nominal, W pico	320
Tolerancia máxima %	+/- 2
Voc, V	46,0
Vmp, V	36,9
Imp, A	8,68
Isc, A	7,37
Dimensiones, mm	1960 x 990 x 40
Peso (kg)	25,5

Los datos están dados para condiciones estándar de medida STC (AM 1,5, radiación 800 W/m², temperatura de célula 20° C).

Con estos datos, resulta que, conectando 18 paneles en serie obtendremos una buena tensión a la salida de cada bloque:

$$V_{sc} (pmp) = 36,9 \times 18 = 664,2 \text{ V (tensión nominal de trabajo).}$$

$$V_{oc} (max) = 46,0 \times 18 = 828 \text{ V (tensión a circuito abierto)}$$

De igual manera los valores de intensidad de salida de cada instalación y que debe soportar el inversor son:

$$I_{sc} (max) = 9,12 \times 348 = 3.173,76 \text{ A}$$

$$I_{mp} = 8,68 \times 348 = 3.020,64 \text{ A}$$

Para la potencia del inversor, teniendo en cuenta que la instalación incluye 348 series de 18 paneles cada una, se obtiene que:

$$Pot (pmp) = 320 \times 18 \times 348 = 2.004.480 \text{ Wp}$$

5.3. ESTRUCTURA SOPORTE

Se propone una estructura estática que permita colocar tres filas de módulos en posición vertical, ya que se ha comprobado que este tipo de montaje puede reducir los costos de montaje. Dicha estructura se clava en el suelo con pilares, lo cual permite una fácil adaptación a terrenos que no sean totalmente planos. La profundidad a la que se clavan los pilares depende de las características del terreno y se calcula después de realizar las correspondientes comprobaciones in-situ. Obviamente, en el caso de roca, la profundidad de la fundación es mucho menor.

La estructura será diseñada para resistir las fuerzas producidas por viento, nieve y terremotos, a la vez que las fuerzas del propio peso de la estructura, y por consiguiente será capaz de soportar situaciones meteorológicas adversas durante periodos de tiempo prolongados.

Todos los materiales utilizados para fabricar la estructura serán de acero inoxidable o galvanizado para prevenir y evitar oxidación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Para ello, previamente a la definición del diseño final, se realizarán unas pruebas in situ para confirmar la idoneidad de la solución propuesta. Se tendrán además en cuenta las siguientes cargas sobre la estructura: peso propio, viento y nieve.

Las filas de las estructuras se dispondrán de forma que se minimicen las sombras entre ellos, pero optimizando el aprovechamiento del terreno. Se asegura así el máximo aprovechamiento de la energía solar incidente para la latitud del emplazamiento y, además, se minimiza el impacto visual.

5.4. CAJA DE CONEXIONES

Con el fin de optimizar las secciones del cableado en la parte de corriente continua, se instalarán cajas de conexionado intermedio entre las series de módulos (cables de 4 ó 6 mm² según los cálculos) y los inversores (cable de 95 mm², 120 mm² ó 150 mm², según las intensidades y distancias a considerar).

La caja de conexión CC (corriente continua) estará formada por un máximo de 16 entradas de corriente continua de hasta 6 mm² y una salida de líneas CC de hasta 150 mm².

Las líneas procedentes de los módulos están protegidas por fusibles tipo gG de 10 A.

Contendrá un disyuntor-seccionador general de 160 A, así como descargadores de sobretensión para proteger la instalación. En los planos y anexos del proyecto de ejecución se describirá con detalle la caja de conexiones, así como sus dimensiones de montaje.

La caja de conexiones debe ser completamente estanca, IP 65, para asegurar el aislamiento frente a la humedad, al agua y al polvo que producen una progresiva degradación en los circuitos.



Cajas de conexiones de un módulo fotovoltaico



5.5. INVERSORES

El inversor es un dispositivo eléctrico que convierte corriente continua en corriente alterna a una determinada frecuencia mediante un puente IGBT, el cual produce pulsos secuenciales en la corriente continua, los cuales dan lugar a una onda de tipo sinusoidal, siendo esta la corriente alterna. El inversor funciona mediante seguimiento del punto de máxima potencia en cada momento, de forma que optimiza los valores de entrada de intensidad y tensión en corriente continua. En su interior la llegada es en corriente continua, conectado a un interruptor, el cual es controlado por el inversor. Al detectar fallos de aislamiento mediante sistema de vigilancia de aislamiento a tierra en el circuito de continua, abre el circuito. También lleva asociado un sistema de protección a la salida de alterna el cual abre el circuito en caso de fallos o fluctuaciones en la línea.

Tiene un banco de condensadores el cual permite corregir el factor de potencia y llevarlo siempre a 1, un sistema de monitorización que permite ver las diferentes variables del sistema y un sistema de comunicación para monitorización a distancia. El inversor tiene ventilación forzada ya que se produce un aumento de temperatura propio de la electrónica de potencia del sistema y la temperatura ambiente, esta ventilación es para evitar la desconexión del inversor por aumento de temperatura.

5.6. CONFIGURACIÓN Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

Las especificaciones técnicas de los inversores proporcionan información a tener en cuenta para el diseño e instalación de los generadores fotovoltaicos. En base a la configuración que se seleccione, y el tipo y características operativas de los módulos, se determina el número, la potencia y el nivel de tensión de trabajo de los inversores.

5.6.1. Determinación de la potencia

El número de inversores deriva de la potencia estimada para el sistema fotovoltaico y de la configuración escogida. Como regla general, dado que los inversores poseen diversos niveles de potencia y que la potencia total del sistema fotovoltaico es determinada por el área útil disponible, se asume que la relación entre la potencia del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor estará comprendida dentro del siguiente intervalo de potencia, para cada una de los inversores:

$$0,7 \times P < P_{inv} < 1,2 \times P$$

Para la planta de "Llucmajor 42,75":

$$0,7 \times 1.003,59 \text{ kW} < 1.000 \text{ kW} < 1,2 \times 1.003,59 \text{ kW}$$

Efectivamente, $702,51 \text{ kW} < 1.000 \text{ kW} < 1.204,30 \text{ kW}$

En términos generales, es favorable escoger un inversor con una potencia sensiblemente menor a la del generador fotovoltaico ($P_{inv} < P$) dado que la eficiencia de los inversores es relativamente baja para las gamas de potencia operacionales inferiores al 10% de la potencia nominal.

Este sub-dimensionado puede implicar una sobrecarga del inversor puntualmente, por lo que se debe conocer claramente el funcionamiento del inversor en caso de sobrecarga, y configurar el generador fotovoltaico de manera de evitar esa posibilidad.

5.6.2. Configuración del generador

El parámetro a tener en cuenta en el momento de definir la configuración del generador fotovoltaico es la tensión de entrada al inversor. Todos los inversores de conexión a red poseen un rango operativo de tensiones de entrada que generalmente está asociado al rango del algoritmo interno de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), así como un límite máximo de tensión de entrada.

La tensión del generador fotovoltaico viene dada por la sumatoria de las tensiones individuales de los módulos conectados en serie en una rama. Ahora bien, dado que la tensión del módulo fotovoltaico depende de la temperatura, en el diseño debemos considerar las situaciones operativas extremas, tanto en invierno como en verano.

Por lo tanto, el intervalo de operación del inversor (rango de seguimiento de MPP) debe ajustarse en función de la curva característica del generador fotovoltaico para distintas temperaturas de operación, y el punto de máxima potencia de cada una de estas curvas debe situarse en el rango de seguimiento. Adicionalmente siempre hay que considerar dentro del ajuste la tensión máxima admisible del inversor.

5.6.3. Tensión de entrada – Número máximo de módulos en serie

El número máximo de módulos en serie por rama viene condicionado por la situación de la estación fría. La tensión de los módulos fotovoltaicos aumenta a medida que disminuye la temperatura, alcanzando como límite máximo la tensión de circuito abierto, siempre y cuando exista una irradiancia solar considerable y además el inversor haya abierto el circuito generador. Por seguridad los inversores no restablecerán la continuidad en el circuito generador a menos que la tensión de circuito abierto disminuya bajo el límite de tensión de entrada admisible, ya que de lo contrario podrían ocasionarse daños en el equipo.

Para el cálculo del número máximo de módulos en serie, se establece como estándar para el diseño, una temperatura de célula de -10°C . El número máximo de módulos en serie se obtendrá de la expresión:

$$N_{\max} = U_{\max} / U_{ca(-10^{\circ}\text{C})}, \quad \text{con } -0,35\%/^{\circ}\text{C para el módulo YGE 72 320.}$$

$$N_{\max} = 956 / 31,4$$

$$N_{\max} = 30,44$$

Donde U_{\max} es la tensión máxima admisible en la entrada del inversor, que según los datos del fabricante es de 956 Vcc, y U_{ca} es la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico empleado en el generador evaluada a una temperatura de célula de -10°C .

La tensión de circuito abierto del módulo no suele venir indicada para la temperatura de -10°C , pero sí para las condiciones de referencia estándar (STC) de 1.000 W/m^2 de irradiancia, A.M. 1,5 y temperatura de célula de 25°C .

5.6.4. Tensión de entrada – Número mínimo de módulos en serie

La tensión de los módulos fotovoltaicos disminuye a medida que aumenta la temperatura de la célula, a tal punto que esta disminución implica una reducción igualmente importante de la potencia de salida del módulo al aumentar la temperatura. Paradójicamente al existir mayor radiación disponible, también la temperatura del ambiente y la de célula son mayores, por lo que a nivel de los módulos la eficiencia de conversión de energía solar disminuye.

Un sistema fotovoltaico tendrá una tensión en sus terminales inferior a la tensión teórica en sus condiciones de referencia (STC) debido a las elevadas temperaturas de operación de la célula, temperaturas que suelen encontrarse entre los 50°C y 70°C.

Si la tensión de operación del generador disminuye debajo del límite mínimo del rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), podría implicar una reducción del rendimiento global del generador, ya que simplemente el algoritmo del inversor no localizaría el punto de máxima potencia dentro de su rango, y optaría por desconectar al generador asumiendo que no hay suficiente producción solar, con lo que se perderían horas de sol productivas.

Para evitar la situación anterior se debe calcular el número mínimo de módulos conectados en serie por rama, y se asume una temperatura de operación en verano de unos 70°C. El número mínimo viene dado por la expresión:

$$N_{\min} = U_{\text{mppt}} / U_{\text{mpp}(70^{\circ}\text{C})}, \quad \text{con } -0,35\%/^{\circ}\text{C para el módulo YGE 72.}$$
$$N_{\min} = 550 / 42,3$$
$$N_{\min} = 13,00$$

Siempre hay que considerar que la temperatura de célula en operación dependerá de la ubicación del módulo, y más directamente del grado de ventilación, para cada condición hay que evaluar si la temperatura máxima de la célula puede ser mayor o menor a la señalada.

En base al número máximo (30,4) y mínimo (13,00) de módulos conectados en serie, y el número total de módulos, se define para el generador un número de 18 módulos en serie.

5.6.5. Corriente de entrada – Número de módulos en paralelo o número de series

Una vez definido el número de módulos conectados en serie, y comprobada teóricamente la operatividad de esa configuración, se debe dimensionar el número de series o cadenas (strings) del generador fotovoltaico. En este caso el límite lo marca la corriente máxima admisible de entrada del inversor. El número máximo de módulos conectados en paralelo o series vendrá expresado por:

$$N_{\text{paralelo}} = I_{\text{max}} / I_{\text{serie}}$$
$$N_{\text{paralelo}} = 2.400 / 9,12$$
$$N_{\text{paralelo}} = 263,15$$

En este caso la corriente máxima admisible en la entrada del inversor. Y la serie es la corriente nominal de cada serie de 18 módulos, que es igual a la corriente nominal del módulo fotovoltaico. En este caso se podría hacer la corrección de temperaturas respectiva, pero dada la naturaleza del sistema, el incremento de temperaturas de una célula fotovoltaica implica una variación considerable de su tensión, aunque no de su corriente. La corriente depende en mucho mayor grado de la radiación solar incidente, por lo tanto se asumen como despreciables las variaciones debidas a variaciones de temperatura.

En base al número máximo (280) de módulos/series conectados en paralelo, la configuración asumida para el número de paneles en serie y el número total de módulos del generador, se define en 174 las cadenas conectadas en paralelo para cada inversor. Por tanto cada uno de los inversores estará conformado por 3.132 módulos, 174 cadenas de 18 módulos en series. Esto implica, como cada subcampo tendrá 2 inversores, que estarán conformados por 6.264 módulos, en 348 cadenas de 18 módulos en serie.

La planta "Llucmajor 42,75" tiene 22 subcampos, lo que son 44 inversores, por lo que la configuración total consta de:

133.614 módulos 6.264 cadenas de 18 módulos en serie

5.7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación eléctrica se llevará a cabo según la normativa vigente, y en todo momento su diseño tendrá en cuenta el disminuir las pérdidas de generación al mínimo recomendable. Se instalarán todos los elementos de seccionamiento y protección.

La instalación eléctrica comprende la instalación en baja tensión de la interconexión de las cadenas de módulos fotovoltaicos, la interconexión de los grupos con las cajas de conexión intermedio de *strings*, y de ahí a inversores. Se realizará la conexión trifásica en baja tensión desde el inversor hasta el Centro de Transformación. Todo conducido a través de canalizaciones adecuadas a cada disposición.

El sistema eléctrico contará con los siguientes elementos de protección, para maximizar la vida útil del generador, y la asegurar la continuidad de la producción.

1. Interruptor general manual, interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
2. Interruptor automático diferencial, como protección contra derivaciones en la parte de alterna de la instalación.
3. Interruptor automático de interconexión controlado por software, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamiento en isla, incluidas en el inversor. Este interruptor estará controlado por un vigilante de la tensión y la frecuencia de la red eléctrica. Los umbrales permitidos son:

En frecuencia: 49 - 51 Hz.

En tensión: $0,85 \cdot U_m - 1,1 \cdot U_m$

También el inversor contiene un interruptor del lado de continua, que protege de los posibles contactos indirectos y es un sustituto de fusibles o varistores.

4. Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.
5. Varistores entre positivo y tierra y negativo y tierra para el generador fotovoltaico, contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas (incluido en inversor).
6. Fusible en cada polo del generador fotovoltaico, con función seccionadora.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, se tendrán en cuenta los siguientes puntos adicionales:

1. Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65.
2. Todos los conductores serán de cobre, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores a las indicadas tanto por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión como por la compañía eléctrica que opere en la zona.
3. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma. Se adoptará cable unipolar bajo tubo enterrado en zanja, con doble aislamiento XLPE unipolares.
4. Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

5.8. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La red de tierras de la planta consta de las puestas a tierra siguientes independientes unas de otras:

- ❖ Puesta a tierra de los neutros de los transformadores de potencia de 2.200 kVA.
- ❖ Puesta a tierra de herrajes de alta tensión.
- ❖ Red de puesta a tierra general de la planta a base de cable de cobre desnudo repartido por la planta, tanto de corriente continua como alterna de baja tensión (generación, servicios auxiliares y corriente continua).

La longitud total de cable de cobre desnudo enterrado es, aproximadamente, de 800 m.

La resistividad del terreno es de unos 500 Ωm , así $R = 1,33 \Omega$, es la resistencia de puesta a tierra general.

A esta red de tierra última se conectarán las barras de tierra de los cuadros, las estructuras metálicas, soportes, armaduras, bandejas, motores, etc.

La red de tierras para la instalación de media tensión, consta de las puestas a tierra siguientes independientes unas de otras:

- ❖ Puesta a tierra de herrajes de alta tensión denominada "tierra de protección".

- ❖ Puesta a tierra de los neutros de los transformadores de potencia de 2.200 kVA denominada “tierra de servicio”.

Tierra de Protección

Estará constituida por un electrodo de forma rectangular de dimensiones 9 x 5 m, con ocho picas. Para evitar tensiones de contacto peligrosas, se adoptarán medidas de seguridad adicionales:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro de transformación, no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar sometidas a tensión, debido a defectos o averías.
- En el piso se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra de protección del centro de transformación.

Tierra de Servicio

La puesta a tierra de los neutros se realizará con un electrodo en línea con cuatro picas, previéndose una $R_{tn} < 37 \Omega$.

Si el valor de tierra del neutro medido fuera superior al calculado, se dispondrán las picas necesarias conectadas en paralelo, hasta conseguir dicho valor.

5.9. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

Cada generador fotovoltaico llevará incorporado dos sistemas de monitorización y telegestión.

El sistema base, será aquel incorporado en el inversor AE, y que permitirá gestionar y monitorizar la operación del generador “in situ”. Estará conformado por un sistema de adquisición de datos y registro, que junto con la posibilidad de enlace con los dispositivos que opcionalmente se instalarán en las cajas de conexionado de *strings*, facilitará las labores de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de cada generador. Este sistema base podrá ser consultado siempre mediante la interfaz estándar del inversor.

El segundo sistema, denominado, sistema global, será el que permita al propietario una monitorización global de la instalación vía internet. Este sistema estará compuesto por un módulo de adquisición de datos (MAD), sensores de temperatura y radiación, un sistema de emisión de datos y el software de gestión central. El módulo MAD se comunicará con el contador digital bidireccional homologado, y registrará la información real de energía producida por la instalación. Esta información junto con la obtenida del resto de entradas de información, permitirá:

- ❖ Gestionar la facturación de electricidad.
- ❖ El seguimiento de la instalación en tiempo real.
- ❖ Controlar y visualizar los parámetros básicos del generador (energía, potencia, radiación, temperaturas) diarios, mensuales y anuales.
- ❖ Gestionar el mantenimiento de la instalación, para garantizar los niveles de productividad.
- ❖ La notificación de fallos a distancia.

En cualquier caso, el sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- ❖ Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- ❖ Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- ❖ Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- ❖ Temperatura ambiente en la sombra.
- ❖ Potencia reactiva de salida del inversor.
- ❖ Temperatura de los módulos.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra *“Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN*.

El sistema de monitorización deberá ser fácilmente accesible para el usuario.

5.10. INSTALACIONES DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

Tanto por la importancia de los bienes de que constará la planta, como por la seguridad de las personas, es necesario implantar un sistema de seguridad en la instalación.

Se desarrollará un proyecto específico de seguridad para proteger la instalación de “Llucmajor 42,75”. Principalmente, el sistema de seguridad consistirá en una protección perimetral a lo largo de toda la valla de cerramiento, y de protección volumétrica en el interior de las casetas de inversores.

El sistema de seguridad estará conectado a una Central Receptora de Alarma 24 horas 365 días, con el fin de poder atender cualquier incidente por intrusión, vandalismo o sabotaje. Dispondrá de alimentación de emergencia para poder funcionar al menos 72 horas en caso de fallo del suministro eléctrico.

El sistema de seguridad deberá ser instalado y mantenido por una empresa homologada de seguridad.

5.11. FICHA TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

LLUCMAJOR 42,75	Valores
Potencia instalada	42.756 kW
Tipo de inversores	AE 1000 NX
Número de inversores	44 x 1.000 kW
Transformadores	22 x 2.200 kVA
Potencia del generador fotovoltaico	44.000 kW
Tipo de módulos	Yingli YGE 72 320
Número total de módulos	133.614
Tipo de estructura	Fija
Orientación	Sur
Número de módulos en serie	18
Número de series	6.264

6. CASETAS

En este capítulo se describen brevemente las características que deberán tener las edificaciones destinadas a albergar los inversores, los transformadores, sus correspondientes cuadros y conexiones.

6.1 TIPOLOGÍA

Se construirán una caseta por subcampo para albergar a dos inversores AE de 1.000 kW cada uno.

En cada caseta se instalara también un Centro de Transformación de 2.200 kVA,.

La caseta deberá albergar a los dos inversores cuyo grado de protección es IP20 y el transformador, dejando los espacios suficientes para su manipulación y para su correcta ventilación de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Las medidas de las casetas de inversores se encuentran en los planos adjuntos.

6.2 ESTRUCTURA

El edificio que albergará los inversores estará formado por muros de bloque de hormigón tipo H de espesor “e = 20 cm”, con armadura vertical y horizontal, para cumplir con el empuje que provoca la acción del viento y absorber las posibles tracciones

Existirá un suelo técnico de unos 30 cm de altura de tramex apoyado sobre pilares IPN80, así como aperturas laterales para facilitar el paso de los tubos.

La cubierta será panel tipo sándwich sobre vigas IPN80, con chapa de 5 cm de espesor.

6.3 CIMENTACIÓN

La cimentación consistirá en vigas de cimentación de 25 cm de lado bajo los muros de carga, y como solera una losa de hormigón armado de 25 cm de espesor, con armadura en ambas caras asentado sobre hormigón de limpieza.

6.4 PAVIMENTOS

Se colocarán vigas verticales IPN80 para colocar piezas de tramex a modo de suelo técnico.

6.5 CERRAMIENTOS Y DIVISORIAS PRACTICABLES

Las paredes del edificio de inversores serán de bloque de hormigón relleno de 20 cm de grosor.

La caseta dispondrá de una puerta de acceso y huecos de ventilación cruzados que permitan la aportación del caudal de aire limpio necesario para los inversores.

Las cubiertas serán inclinadas con la tradicional teja árabe.

Las puertas, ventanas, etc. de los elementos de obra serán del tipo persiana mallorquina, y se pintara de color verde carruaje.

El paramento será de mares visto o pared seca.

6.6 INSTALACIONES

La caseta de inversores dispondrá de un subcuadro para sus instalaciones interiores: alumbrado, toma de corriente auxiliar, además de todas las conexiones necesarias para la instalación de los inversores.

En la caseta de inversores se instalarán elementos del sistema de seguridad de la planta, así como los elementos del sistema de comunicaciones para monitorizar los datos de producción.

En el exterior del edificio se colocarán un extintor portátil de anhídrido carbónico de 5 kg (CO₂) y uno de polvo polivalente de 6 kg (eficacia 29 A – 113 B) en un armario de poliéster para exteriores.

7. OBRA CIVIL

La obra civil comprende varios aspectos, entre los que destacan, el acondicionamiento y nivelación del terreno para el montaje de las estructuras y la apertura y cerrado de zanjas para las canalizaciones.

7.1. LINDES DE PARCELA

La superficie utilizada para la instalación de los módulos fotovoltaicos y casetas de inversores y transformadores quedará vallada en todo su perímetro; además, la valla quedará separada de los elementos de la planta por una distancia de tres metros (3 m) para permitir el paso de un vehículo y realizar labores de mantenimiento.

Dicha valla podrá montarse justo en el linde cuando éste sea una separación entre parcelas privadas.

En los planos se observa la colocación de la valla perimetral y las distancias indicadas.

7.2. ADECUACIÓN DEL TERRENO

Se realizarán los trabajos de desbroce y preparación del terreno para el soporte de las estructuras de los paneles fotovoltaicos, afectando lo menos posible a la topografía actual.

7.3. CANALIZACIONES

Las canalizaciones del cableado de la planta se efectuarán mediante zanjas adecuadas al número y tipo de tubos que deberán albergar.

En los casos en los que exista un cruce, los tubos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos. La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad mínima de 0,60 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo.

La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será 0,25 m con cables de alta tensión y de 0,10 m con cables de baja tensión, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los de baja tensión y de 0,25 m con los de MT. Las líneas de media tensión irán siempre en tubos de PE de 160 mm de diámetro.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicaciones será de 0,20 m, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Las zanjas se dividen en zanjas principales, que unen las cajas de conexionado con los inversores, y zanjas secundarias, necesarias para unir las series hacia sus correspondientes cajas de conexionado intermedio.

Las zanjas de corriente continua estarán rellenas de arena en sus primeros 42,75 cm y luego rellenas de tierra compactada, según los detalles indicados en los planos.

Las zanjas que contengan canalizaciones de media tensión estarán hormigonadas para garantizar la separación de las líneas MT y llevarán cinta señalizadora.

El trazado de las zanjas se realizará de manera que se optimicen los recorridos de los cables, con el fin de reducir la caída de tensión, reducir los costes aumentar la productividad.

7.4. EDIFICACIONES

En la planta se construirá una caseta para inversores y transformador por subcampo, por lo que habrá 22 casetas.

Las casetas de inversores y transformadores se describen en el capítulo 6 de esta memoria.

8. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE GENERACIÓN

8.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La potencia nominal de generación del parque será de 42.756 kW, que cuarenta y cuatro (44) inversores de 1.000 kW, de manera que la planta quedará diferenciada en veintidós (22) subcampos, de los cuales habrá: diecinueve (19) de 2.004 kW; uno (1) de 1.376 kW; uno (1) de 1.751 kW y uno (1) de 1.543 kW.

El generador fotovoltaico, a través de la radiación solar, produce una variación de tensión en corriente continua. El inversor es el encargado de transformar la corriente continua en alterna a una tensión de 800 V. La energía generada por cada inversor que conforma una instalación se une en un único cable de salida por instalación.

El criterio de dimensionamiento de cada parte del sistema eléctrico será diferente debido a que el voltaje variará según la configuración de los módulos fotovoltaicos. En el dimensionado del cableado en el generador fotovoltaico deben tenerse en cuenta tres criterios esenciales. Por una parte el cumplimiento de los límites fijados por la tensión nominal del cableado, asegurar que no se sobrepasa la intensidad de corriente máxima admisible de los cables según la disposición de los mismos en la instalación, y la minimización de las pérdidas en las líneas.

8.1.1. Tensión nominal

La tensión de operación de los generadores fotovoltaicos normalmente no sobrepasará la tensión nominal de los cables estándar, tensiones que se sitúan entre los 300 y 1.000V. Para grandes sistemas fotovoltaicos, con series de gran número de módulos, deberá comprobarse que la tensión de circuito abierto a -10° C no sobrepase la tensión nominal del cableado para evitar posibles fallos y daños en la instalación eléctrica.

8.1.2. Reducción de pérdidas en el cableado

El criterio fundamental en el diseño de las secciones del cableado es el de reducir lo máximo posible las pérdidas resistivas en los cables, lo que se traduce en evitar pérdidas de energía generada en forma de calor (efecto Joule).

Como ya se ha mencionado el generador fotovoltaico generalmente operará a lo largo del año en torno al 80% de su potencia nominal debido a que las condiciones meteorológicas reales difieren notablemente de las condiciones de prueba de los módulos. Por lo tanto la corriente de operación será generalmente inferior a la corriente nominal en condiciones estándar (STC). Por lo que una intensidad igual a la mitad de la corriente nominal del generador, implicará una reducción de las pérdidas por efecto Joule ($P=I^2 \times R$) hasta alcanzar un 64% de las pérdidas nominales. Por lo tanto, el diseño considerando las condiciones nominales de operación implicará un porcentaje de pérdidas menor que el esperado.

8.1.3. Corriente máxima admisible

La sección del cable debe ser finalmente verificada en función de la intensidad de corriente máxima de servicio que circulará por el cable. La corriente máxima que puede circular por un módulo, o por una rama (agrupación de módulos conectados en serie) se corresponde a la corriente de cortocircuito.

La corriente máxima admisible por los cables está influenciada por la temperatura ambiente, el agrupamiento de los cables y las conducciones utilizadas. Para la determinación de las corrientes admisibles reales de la instalación, los valores teóricos de corriente máxima deberán ser corregidos con los correspondientes factores de corrección asociados.

8.2 DISEÑO DE SECCIONES DE CABLEADO CORRIENTE CONTINUA

Se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

El dimensionado dependerá de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. Para el cálculo de la sección mínima de conductores emplearemos el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

La ecuación siguiente permite calcular la sección (S_{dc}) mínima requerida para no superar la caída de tensión $V=1,5\%$, que se producirá en una línea con corriente continua:

$$S_{dc} = \frac{2 \times L_{dc} \times I_{dc}}{\Delta V(\%) \times U_{MPP} \times \kappa} = \frac{2 \times L_{dc} \times I_{dc}^2}{\Delta V(\%) \times P_{dc} \times \kappa}$$

Donde,

- L_{dc} es la longitud del tramo en estudio
- I_{dc} es la corriente máxima de la rama que en este caso sería la corriente de cortocircuito (I_{cc})
- U_{MPP} es la tensión de máxima potencia en condiciones nominales
- P_{dc} es la potencia nominal de la rama fotovoltaica en condiciones STC
- K es la conductividad eléctrica del cobre es 56 m/(Ω mm²)

En el diseño se debe considerar que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que si existen varios tramos, cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida. De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.

La sección mínima calculada se deberá luego ajustar al valor nominal superior existente en el mercado y que cumpla con la normativa.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Por último señalar que para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, es recomendable usar cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación, más si se usasen cables multipolares, el

conductor de protección no deberá estar sujeto a ninguna tensión. Y en el caso de locales con posibilidad alta de ocurrencia de descargas atmosféricas, los cables deberán poseer blindajes de protección.

8.3 DISEÑO DE SECCIONES DE CABLEADO SECCIÓN ALTERNA

De igual forma que en la sección de corriente continua, se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

El dimensionado en esta sección dependerá igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, emplearemos en su diseño el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

Las ecuaciones siguientes permiten calcular la sección (S_{ac}) mínima requerida para no superar la caída de tensión $V=1,5\%$ relativa a la tensión nominal de la red, que se producirá en el cableado de una instalación en corriente alterna:

$$\text{Para una instalación monofásica} \quad S_{ac} = \frac{2 \times Lac \times Inac \times \cos \varphi}{\Delta V(\%) \times Un \times \kappa}$$

$$\text{Para una instalación trifásica} \quad S_{ac} = \frac{\sqrt{3} \times Lac \times Inac \times \cos \varphi}{\Delta V(\%) \times Un \times \kappa}$$

Donde,

Lac es la longitud del tramo en estudio

$Inac$ es la corriente nominal en alterna del inversor

Un es la tensión nominal de red

K es la conductividad eléctrica del cobre es 56 m/(mm²)

$\cos \varphi$ es el factor de potencia que debe ser cercano a 1.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Un aspecto a tener en cuenta es la impedancia de la red hasta los terminales del inversor. Ésta no debe ser superior a 1,25 Ω o la impedancia recomendada por el fabricante del inversor. La impedancia se obtiene a partir de la distancia entre los terminales del inversor y el punto de conexión de la red, y la sección transversal del cable de interconexión.

8.4 TUBOS PROTECTORES

El cableado se ubicará en el interior de tubos protectores rígidos. Se distinguirán los tubos colocados en el seguidor, tanto en la parrilla de paneles como en la columna, los enterrados y los ubicados en la sala de contadores y en el centro de transformación.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables.

8.4.1. Tubos en canalizaciones empotradas

El cableado de los seguidores, de la sala de contadores y del centro de transformación será en tubos rígidos en canalizaciones empotradas.

Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, de 0,5 m. Se dispondrán de fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos. Se colocarán adaptándose a la superficie sobre la que se instalen, curvándose o usando los accesorios necesarios.

8.4.2. Tubos en canalizaciones enterradas

El cableado que une los inversores hasta los contadores transcurre en tubos rígidos en canalizaciones enterradas

El trazado de las canalizaciones se realizará siguiendo líneas lo más recto posible, disminuyendo, en lo posible, los cambios de direcciones.

8.5 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN CONTINUA

Lo que sigue expone las protecciones empleadas en la sección de continua de la instalación, correspondientes desde generador fotovoltaico hasta los terminales de entrada del inversor.

8.5.1. Contactos directos e indirectos

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- ❖ Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
- ❖ Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

Los cables de las ramas del generador fotovoltaico normalmente son agrupados hasta la caja de conexión del generador, que usualmente se encuentra cercana al inversor de conexión a red.

En el diseño de la protección individual de los cables de cada rama, hay que tener en cuenta que la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual que la corriente nominal de la rama. Este hecho condiciona la utilización de fusibles o disyuntores que puedan utilizarse para proteger el cableado contra los cortocircuitos.

Por lo tanto la protección contra cortocircuitos en el generador fotovoltaico, por fallas en el aislamiento o falla en la protección a tierra, se recomienda realizarla mediante el uso de sistemas de protección de corte automático, sensible a las tensiones de contacto en corriente continua.

Tal y como se mencionó anteriormente el inversor contiene esa protección en su interior. Si la instalación llegase a ser de grandes dimensiones habría que incluir más de este tipo de protecciones repartida en las diversas ramas que conformen al generador, para protegerlo en toda su extensión.

8.5.2. Sobrecargas

Los fusibles son normalmente distribuidos por cada una de las ramas de los grandes sistemas fotovoltaicos para proteger la instalación eléctrica de sobrecargas.

Adicionalmente entre el generador y el inversor debe instalarse un elemento de corte general bipolar para continua, que debe ser dimensionado para la tensión máxima de circuito abierto del generador a -10°C, y para 125% de la corriente máxima del generador.

En el caso que se dispongan fusibles por ramas, la sección transversal del cableado de la rama puede entonces ser determinada a partir de la corriente límite de no fusión del fusible de la rama. En este caso, la corriente admisible del cable (I_z) deberá ser superior a la corriente nominal del elemento de protección (I_n) y a su vez, inferior al corriente límite de fusión del mismo (I_{nf}). A su vez, la I_{nf} no podrá ser superior a 1,15 veces la I_z :

$$I_n \leq I_{nf} \leq 1,15 \times I_z$$

Adicionalmente, para evitar cortes imprevistos en la producción energética, la corriente nominal del fusible (I_n) vendrá dada por la expresión:

$$I_n \geq 1,25 \times I_{n \text{ RAMA}}$$

De esta forma una vez que ocurra una sobrecarga en alguno de los conductores activos de la instalación fotovoltaica, los fusibles deberán de protegerlos.

Cabe mencionar que el elemento de corte, tendrá que ser capaz de conectar y desconectar el generador en carga, en buenas condiciones de seguridad.

8.5.3. Sobretensiones

Sobre el generador fotovoltaico se pueden producir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de CC del inversor mediante dispositivos de protección de clase II (integrado en el inversor), válido para la mayoría de equipos conectados a la red, y a través de varistores con vigilancia térmica.

8.6 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN ALTERNA

A continuación se describen las protecciones a emplear en la sección de alterna del generador, que se dispone a partir de los terminales de salida del inversor hasta el punto de conexión.

8.6.1. Interruptor automático magnetotérmico individuales

El calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir.

$I_{\text{diseño de línea}} \geq I_{\text{asignada a dispositivo de protección}} \geq I_{\text{admisible de línea}}$

Además el interruptor magnetotérmico deberá tener una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

8.6.2. Interruptor automático magnetotérmico general

De igual forma el calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir.

$I_{\text{diseño de línea}} \geq I_{\text{asignada a dispositivo de protección}} \geq I_{\text{admisible de línea}}$

8.6.3. Interruptor automático diferencial

La instalación contará con un interruptor automático diferencial de 30 mA de sensibilidad en la parte CA, para proteger de derivaciones en este circuito.

Con el fin de que actúe por fallos a tierra, será de un calibre superior a la del magnetotérmico de protección general. Adicionalmente hay que verificar que el interruptor diferencial posea una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la compañía distribuidora, de no ser así, habrá que estudiar la selectividad entre el interruptor diferencial y los interruptores magnetotérmicos a fin de comprobar la seguridad de la protección.

Se instalará un relé diferencial de calibre adecuado, 30 mA de sensibilidad y de clase A, que aseguran el disparo para el valor de corriente de fuga asignado en alterna, como en alterna con componente en continua.

8.6.4. Interruptor general manual

Se incluirá un interruptor general manual para la compañía de calibre adecuado, con intensidad de cortocircuito superior a la señalada para el punto de conexión por la compañía distribuidora. Tendrá un poder de corte contra cortocircuitos superior al señalado por la compañía eléctrica en el punto de conexión a la red.

Este interruptor, se ubicará en el cuadro de contadores de la instalación fotovoltaica, será accesible sólo a la empresa distribuidora, con objeto de poder realizar la desconexión manual que permita la realización, de forma segura, de labores de mantenimiento en la red de la compañía eléctrica.

De esta forma el magnetotérmico actuará antes que el interruptor general manual para la compañía, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red de la compañía.

8.6.5. Interruptor automático de la interconexión

Realiza la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Los valores de actuación para máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión serán.

El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. Éste sería el caso que nos ocupa, ya que el inversor AE de la marca Power Electronics, tiene estas protecciones incluidas. Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red. El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente. El estado del contactor («on/off»), deberá señalizarse con claridad en

el frontal del equipo, en un lugar destacado. Al no disponer el inversor seleccionado de interruptor on/off, esta labor la realizará el magnetotérmico accesible de la instalación, que se instalará junto al inversor.

En caso de que se utilicen protecciones para las interconexiones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión incluidas en el inversor, el fabricante del mismo deberá certificar:

1. Los valores de tara de tensión.
2. Los valores de tara de frecuencia.
3. El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
4. Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites de establecidos de tensión y frecuencia.

Mientras que no se hayan dictado las instrucciones técnicas por las que se establece el procedimiento para realizar las mencionadas pruebas, se aceptarán a todos los efectos los procedimientos establecidos y los certificados realizados por los propios fabricantes de los equipos.

En caso de que las funciones de protección sean realizadas por un programa de «software» de control de operaciones, los precintos físicos serán sustituidos por certificaciones del fabricante del inversor, en las que se mencione explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación.

Se adjuntan en el apartado de garantías y certificados todos estos documentos.

8.7 CONTADOR DE ENERGÍA

Los contadores se ubicarán en una sala o armario destinado a ése uso y a albergar las protecciones necesarias.

La sala cumplirá las condiciones de protección contra incendios y responderá a las siguientes condiciones:

- ❖ Estará situado en planta baja y será de fácil y libre acceso.
- ❖ No servirá nunca de paso ni de acceso a otros locales.
- ❖ Estará construido con paredes de clase M0 y suelos clase M1, separado de otros locales que presenten riesgos de incendio o produzcan vapores corrosivos y no estará expuesto a vibraciones ni humedades.
- ❖ Dispondrá de ventilación e iluminación suficiente para comprobar el buen funcionamiento de todos los componentes de la concentración.
- ❖ Si la cota del suelo es inferior o igual a la de las zonas colindantes, se dispondrán sumideros de desagüe para que en el caso de avería, descuido o rotura de tuberías de agua, no puedan producirse inundaciones en el local.
- ❖ Las paredes donde deben fijarse la concentración de contadores tendrán una resistencia no inferior a la del tabicón de medio pie de ladrillo hueco.
- ❖ El local tendrá una altura mínima de 2,30 m y una anchura mínima en paredes ocupadas por contadores de 1,50 m. Sus dimensiones serán tales que las distancias desde la pared donde se instale la concentración de contadores hasta el primer obstáculo que tenga enfrente sean de 1,10 m. La distancia entre los laterales de dicha concentración y sus paredes colindantes será de 20 cm.

- ❖ La puerta de acceso abrirá hacia el exterior y tendrá una dimensión mínima de 0,70 x 2 m y estará equipada con la cerradura que tenga normalizada la empresa distribuidora.
- ❖ Dentro del local e inmediato a la entrada deberá instalarse un equipo autónomo de alumbrado de emergencia, de autonomía no inferior a 1 hora y proporcionando un nivel mínimo de iluminación de 5 lux.
- ❖ En el exterior del local y próximo a la puerta de entrada, deberá existir un extintor móvil, de eficacia mínima 21B.

8.8 PARARRAYOS

Se dispondrá de un pararrayos con tecnología CTS para evitar el impacto directo en la zona de protección y proteger a personas y a la instalación. El conjunto de la instalación se ha diseñado para canalizar la energía del proceso anterior a la formación del rayo desde el cabezal aéreo hasta la toma de tierra de continua.

8.9 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establece 10 Ω para este tipo de instalación fotovoltaica.

La puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de cada una de las instalaciones fotovoltaicas estarán conectadas a una única tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Por ello, se realizará una única toma de tierra a la que se conectará tanto la estructura soporte del seguidor, como el terminal de puesta a tierra del inversor teniendo en cuenta la distancia entre estos, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas. Si la distancia desde el campo de paneles a la toma de tierra general fuera grande se pondría una toma de tierra adicional para las estructuras, próximas a ellas. Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados

Si en una instalación existen tomas de tierra independientes se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

Los conductores de protección serán independientes por circuito, deberán ser de las siguientes características:



- ❖ Para las secciones de fase iguales o menores de 16 mm² el conductor de protección será de la misma sección que los conductores activos.
- ❖ Para las secciones comprendidas entre 16 y 35 mm² el conductor de protección será de 16 mm².
- ❖ Para secciones de fase superiores a 35 mm² hasta 120 mm² el conductor de protección será la mitad del activo.

Los conductores que constituyen las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y su sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm² de sección, para las líneas de enlace con tierra, si son de cobre.

8.9.1. Puesta a tierra en corriente continua

En el lado de continua, los cables activos irán aislados de tierra (los varistores si no existen sobretensiones son una resistencia muy elevada que mantiene el aislamiento de tierra). Es decir irán en una configuración flotante. Mientras que todas las masas asociadas al lado de continua irán puestas a tierra, incluidas las del pararrayos, los cuadros de continua y la valla metálica. De modo que el esquema de puesta a tierra es un sistema IT en continua. Este tipo de configuración es segura por sí misma en caso de un primer defecto de aislamiento. No obstante, si se produce un segundo de defecto se puede producir retorno de la corriente por tierra, siendo muy peligroso por electrocución.

Se diseñará el siguiente sistema de tierras para una resistencia de tierras no superior a 10 Ohm.

Todas las masas de la instalación de continua irán puestas a tierra mediante un cable de equipotencialidad de cobre de 50 mm². Las masas de las estructuras irán unidas entre sus patas dos a dos tal como se especifica en los planos. Además el cable equipotencial irá unido por dos sitios a cada fila de paneles transversales.

8.9.2. Puesta a tierra en corriente alterna

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas e independientes. Para la puesta a tierra del lado de alterna se dispondrá un sistema TN-C, con los transformadores puestos a tierra, al igual que el resto de instalación en alterna. Así mismo se dispondrán el número de picas suficiente para conseguir una resistencia no superior a 10 Ohm.

9. PROCEDIMIENTO PARA EL MONTAJE DE LA INSTALACIÓN

9.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La Planta Solar Fotovoltaica dispondrá de una red subterránea en media tensión (13,2 kV) de corriente alterna trifásica de 50 Hz, que conectará los transformadores de potencia de 2.200 kVA con el Centro de Maniobra y Medida (seccionamiento) desde el que la Compañía Distribuidora podrá efectuar las lecturas de los contadores, con acceso desde el camino junto a la red de MT.

Los centros de transformación, estarán en la misma caseta que los inversores (CT privados) están formados por módulos prefabricados marca Power Electronics, y de características técnicas homologadas. Incorpora un transformador de 2.200 kVA, dos celdas de línea y una de protección.

Todas las redes de la planta (corriente continua, baja tensión alterna y media tensión) irán enterradas y entubadas, excepto los tramos de línea que puedan ir soportados en las estructuras de los paneles, por su parte posterior.

En los tramos rectos se realizarán registros virtuales de una longitud mínima de 2 metros, cada 40 metros, en los que se interrumpirá la continuidad de la canalización. Una vez colocados los cables en el interior de los registros se protegerán con un tubo de polietileno de 200 mm de diámetro que se unirá por ambos lados al tubo existente de 160 mm de diámetro. Se cubrirá de tierra y en la parte superior o superficial se pondrá una capa de hormigón de 10 cm de grosor y una placa identificativa de MT.

El área de la subestación tiene máximo unos 200 m². La subestación estará formada por una posición línea-transformador, compuestas por el siguiente aparellaje:

- Un (1) interruptor automático de corte en SF₆.
- Un (1) transformadores de intensidad.
- Un (1) seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra en la salida de línea.
- Un (1) transformadores de tensión.
- Dos (2) pararrayos.

Se instalará un transformador del tamaño 4,5 x 4,2 x 4,2 m (altura x ancho x profundidad) de 50 MW de potencia, postes varios de 5 metros de altura máxima y cableado. Para la construcción de la subestación, se procederá a realizar un foso de excavación unos 30 m³ para pilares y la zona del transformador, colocar lecho de arena de 30 cm y cimentación de 25 cm. Sobre la cimentación, se sitúa el aparellaje mencionado arriba. El material sobrante de excavación, se gestionará de acuerdo con la legislación aplicable.

La entrada y salida de la MT a la subestación irá enterrada por el acceso programado (ver plano 7.2 del proyecto técnico). Para la evacuación de la energía eléctrica producida por la instalación solar se instalarán los conductores eléctricos subterráneos entre la subestación de la planta y la subestación de 132 kV de Cala Blava.

9.2 CONDUCTOR MT

En el tramo subterráneo de la línea los conductores serán circulares compactos, y estarán formados por varios alambres de aluminio cableados, el aislamiento será de polietileno reticulado (XLPE) y de tensiones asignadas, U0/U, 18/30kV. La sección normalizada del conductor a utilizar será de: 3x1x150 mm² Al o 3x1x240 mm²

Los accesorios estarán constituidos por materiales pre-moldeados o termo-retráctiles; no se admitirán los basados en encintados.

9.3 ZANJAS Y ENTUBADOS

El tramo de red subterránea discurrirá por los caminos previstos. Los cables se alojarán directamente enterrados en las zanjas, a una profundidad mínima, medida hasta la parte inferior de los cables, de 0,80 metros. Los cables se colocarán entubados, bajo tubo de polietileno de 160 mm de diámetro, homologado.

La anchura de la zanja vendrá dada por los servicios que deban disponerse en la misma. En el apartado de planos de la presente memoria se muestran los distintos tipos de zanjas a efectuar donde figura la anchura mínima de estas y la situación, protección y señalización de los cables.

9.4 PROTECCIONES

9.4.1 Protección contra sobrecargas y sobreintensidades

Los cables estarán debidamente protegidos contra sobrecargas y contra los efectos térmicos y dinámicos que puedan originarse debido a las sobreintensidades que puedan producirse en la instalación.

Para la protección contra sobrecargas y sobreintensidades, se utilizan interruptores automáticos asociados a relés de protección que estarán colocados en los centros de transformación y subestaciones, en las cabeceras de las líneas que alimentan a los cables subterráneos.

9.4.2 Protección contra sobretensiones

Los cables aislados deben estar protegidos contra sobretensiones por medio de pararrayos de características adecuadas. Estos se colocarán en los lugares apropiados que puedan ser origen de sobretensiones, particularmente, en caso de conversiones aéreo-subterráneas.

En caso de instalarse uno de estos dispositivos se cumplirá lo referente a coordinación de aislamiento y puesta a tierra de los pararrayos.

9.5 PUESTA A TIERRA

Las pantallas metálicas de los cables de media tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos. Toda la puesta a tierra de la instalación deberá cumplir lo detallado en la normativa y reglamentación relacionada con la Conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red.

Se conectarán a tierra los elementos metálicos de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas.

Las celdas de MT dispondrán de una pletina de tierra que las interconectarán, constituyendo el colector de tierras de protección.

Se conectarán a tierra el neutro del transformador y los circuitos de baja tensión de los transformadores del equipo de medida.

La red de tierras se hará a través de picas de cobre. La configuración de las mismas debe ser redonda y de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno. Hay que tratar de evitar que la pica se doble a la hora de su colocación.

Para asegurar un buen contacto con tierra de las masas de la instalación, se procederá a obtener un sistema de tierra cuya resistencia a tierra sea inferior a 2Ω . Para ello se utilizarán picas de cobre de 2 metros de longitud, unidas entre ellas por un cable de cobre desnudo de 35 mm^2 de diámetro. Se conectarán tantas picas como sean necesarias, para asegurar que la resistencia a tierra del conjunto sea inferior a estos 2Ω .

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

Si se coloca un interruptor diferencial en la cabecera de la acometida de consumos con una sensibilidad de 30 mA, será suficiente para asegurar la protección de las personas frente a derivaciones a tierra. Se puede comprobar mediante el siguiente cálculo:

Tensión de seguridad = 24 voltios (peor caso locales húmedos)

Intensidad máxima sin que salte la protección diferencial $> 30 \text{ mA}$

Resistencia a tierra = 2Ω

$V_d = I_s \times R_t = 0,030 \times 2 = 0,06 \text{ voltios}$

Se opta por obtener una buena resistencia a tierra para evitar posibles accidentes por contacto directo con las masas metálicas de la instalación, sea con las partes metálicas de los paneles o de su estructura metálica.

Por otra parte, cabe destacar, que se van a realizar dos tomas de tierra, que irán a la misma puesta a tierra.

Lado CC: Se instalará un conductor desde la toma de tierra el cual alimentará a los conductores de protección que se conectarán a cada uno de los seguidores con los bloques de módulos. Se interconectarán con cable de cobre aislado de 35 mm^2 .

Lado CA: Se instalará un conductor principal de tierra desde la toma de tierra hasta el cuadro CA, que alimentará los cables de protección que se conectarán a cada uno de los inversores. Este cable tendrá una sección de 16 mm^2 . Las derivaciones a cada uno de los inversores tendrán una sección de 6 mm^2 .

10. PROCEDIMIENTO PARA EL MONTAJE DE LA INSTALACIÓN

10.1 APROVISIONAMIENTO, TRANSPORTE, RECEPCIÓN Y ALMACENAMIENTO DEL MATERIAL

Un primer paso para el montaje de la central es el acopio de los materiales y equipos necesarios para la instalación. Este es un punto muy importante si se quiere tener éxito en el logro de las estimaciones de montaje de la misma.

Para recibir los materiales se debe tener un local tipo caseta de obra para dar cabida a todo aquel material que no se pueda quedar a la intemperie, como son los equipos electrónicos. Se estima dos (2) zonas de acopio, una (1) con una superficie libre de 310 m² en la zona norte y una (1) de 500 m² en la zona sur. El material, como son los módulos y las estructuras metálicas se pueden almacenar en la intemperie, siempre que no exista peligro de robo. Todo lo que sea pequeño material como tornillería, cables, accesorios, etc., se aprovisionará por parte del instalador al inicio de la obra.

También es importante hacer un buen control de la llegada de este material (recepción) para comprobar que el material ha llegado completo y en correcto estado. Habrá que evitar al máximo los imprevistos.

10.2 MONTAJE DEL CAMPO SOLAR

10.2.1 Montaje del campo solar

Antes de la colocación de los paneles se tienen que comprobar que éstos funcionen correctamente, evaluando que el voltaje y la intensidad sean los que indica el fabricante en la hoja de especificaciones. Esto se hace debido a que es mucho más fácil comprobarlos antes de instalarlos y no una vez ya estén instalados, lo que nos permite detectar posibles fallos de funcionamiento.

Durante la fase de construcción daría empleo a unas 60 personas. El campo se montará en estructuras montadas sobre el terreno. El peso de cada una de ellas es de unos 40 Kg, por lo que el levantamiento y fijación se advierte como una tarea para realizarla con al menos dos o tres personas, y la utilización de un camión grúa.

Una vez montado el campo solar se procederá al conexionado eléctrico de los módulos, así como la puesta a tierra de los mismos y de la estructura. Los módulos se suministran con cable tipo multicontact preparado para conexión serie. Estas tareas se recomiendan dejadas a cargo de una persona especialista.

Por último, se montará la acometida eléctrica desde el campo solar hasta los centros de transformación y seccionamiento.

10.2.2 Instalación equipos electrónicos

La instalación de los equipos no requiere de ningún utillaje especial, siendo su montaje bastante sencillo y rápido.

Se procederá primeramente al montaje en los armarios. Estas estructuras se montarán a una altura tal que la pantalla de los equipos queden a una altura típica de los ojos de una persona de pie (ver plano de alzado del conjunto inversor). Posteriormente se procederá a colgar y fijar (mediante los tornillos previstos) los equipos. En este caso una sola persona puede ser capaz de montar los equipos.

10.2.3 Interconexión y cableado de equipos

La interconexión de los equipos y de éstos con las acometidas la puede realizar perfectamente una única persona con la ayuda de la herramienta habitual de electricista.

10.2.4 Instalación del resto de canalizaciones eléctricas

La instalación de las canalizaciones eléctricas seguirán las prescripciones del REBT.

Para la instalación de las canalizaciones eléctricas se deberá disponer, al menos, de dos personas, siendo necesario únicamente aquellas herramientas y/o utillajes habituales de electricistas.

10.3 CONTROL DE CALIDAD DEL MONTAJE

Para conseguir la calidad necesaria en la planta fotovoltaica es necesario efectuar primeramente una comprobación de todos los elementos que la componen a medida que se reciben del fabricante.

En el caso de los módulos solares, se deben comprobar las polaridades, las tensiones y las intensidades uno por uno, clasificándolos según los valores obtenidos. Esto es muy importante para poder instalar los que realmente tienen los valores prácticamente iguales entre sí.

Por otro lado, también se comprobarán los demás equipos, especialmente los inversores.

El conexionado de los equipos se realizará siguiendo estrictamente las recomendaciones de los fabricantes.

A medida que se vayan montando elementos, se irán comprobando todas las conexiones por partes, de manera que se obtenga un control de toda la planta.

11. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

La compañía de distribución eléctrica y la administración pública competente tienen que hacer las comprobaciones oportunas de la instalación antes de la conexión a la red con tal que todas las protecciones del sistema funcionan correctamente, lo que puede implicar pruebas de conexión durante días. Una vez verificado que el sistema funciona correctamente comprobando todos los voltajes e intensidades de los diferentes puntos del sistema y verificando también la conexión a tierra, sólo queda conectarlo manualmente con los interruptores y seccionadores y empezar la inyección de energía en la red eléctrica.

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 para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

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

- ❖ Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- ❖ Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- ❖ Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- ❖ Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- ❖ Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- ❖ Retirada de obra de todo el material sobrante.
- ❖ Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

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

12. OPERACIÓN DE LA PLANTA

Gracias al control monitorizado del sistema, la operación se limitará al seguimiento de la producción (que tendrá que ser similar a la estimación de producción) que se podrá visualizar en el monitor o contador existente a tal efecto.

Los inversores de la instalación permiten la comunicación vía RS-485 con cualquier usuario a través de tecnología GSM o GPRS. Cualquier incidencia quedará registrada una vez se pasen los datos en el ordenador (en caso de la instalación de la interface de captura de datos).

El sistema de control prevé la conexión a un dispositivo externo (como una alarma) con tal de avisar en caso de fallo del sistema o pérdidas de energía.

13. MANTENIMIENTO

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

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

- ❖ Mantenimiento preventivo
- ❖ Mantenimiento correctivo

13.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

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

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita anual semestral a la instalación. Se realizará un informe técnico en cada visita donde se reflejarán todos los controles y verificaciones realizados y si hay alguna incidencia.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen dos partes claramente diferenciadas:

1. El conjunto de los paneles e inversores, que transforman la radiación solar en energía eléctrica, constituyendo en definitiva una planta de potencia de generación eléctrica.
2. El conjunto de equipos de la interconexión y protección, que permiten que la energía alterna tenga las características adecuadas según las normativas vigentes, y la protección de las personas y las instalaciones.

El mantenimiento de los equipos electrónicos viene especificado por el fabricante.

En el planteamiento del servicio de mantenimiento de las instalaciones el instalador debe considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el servicio técnico y las que han de realizar el encargado de la instalación.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.
- El contrato de mantenimiento y la garantía de los equipos.
- Las operaciones de mantenimiento, pueden ser de dos tipos muy diferenciados. Por un lado tenemos la revisión del estado de operatividad de los equipos, conexiones y cableado, incluyendo aspectos mecánicos, eléctricos y de limpieza; y por otro, el control y calibración de los inversores.
- Los procedimientos de mantenimiento, y la frecuencia de estos serán reflejados en el libro de mantenimiento de la instalación.

Los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, por su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. Su mantenimiento abarca los siguientes procesos:

- ❖ Limpieza periódica de los paneles. La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento del mismo y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por las sombras. El problema puede llegar a ser serio en el caso de los residuos industriales y los procedentes de las aves. La intensidad del efecto depende de la opacidad del residuo. Las capas de polvo que reducen la intensidad del sol de forma uniforme no son peligrosas y la reducción de la potencia no suele ser significativa. La periodicidad del proceso de limpieza depende, lógicamente, de la intensidad del proceso de ensuciamiento. En el caso de los depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos instalando pequeñas antenas elásticas en la parte alta del panel, que impida a éstas que se posen. La acción de la lluvia puede en muchos casos reducir al mínimo o eliminar la necesidad de la limpieza de los paneles.
- ❖ La operación de limpieza debe ser realizada en general por el personal encargado del mantenimiento de la instalación, y consiste simplemente en el lavado de los paneles con agua y algún detergente no abrasivo, procurando evitar que el agua no se acumule sobre el panel.
- ❖ La inspección visual del panel tiene por objeto detectar posibles fallos, concretamente:
 - Posible rotura del cristal: normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje. Oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas: normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.
 - El adecuado estado de la estructura portante frente a corrosión.
 - La no existencia de sombras con afección al campo fotovoltaico, producidas por el crecimiento de vegetación en los alrededores.
- ❖ Control del estado de las conexiones eléctricas y del cableado. Se procederá a efectuar las siguientes operaciones:
 - Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles.
 - Comprobación de la estanquidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales. En el caso de observarse fallos de estanquidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales. Es importante cuidar el sellado de la caja de terminales, utilizando según el caso, juntas nuevas o un sellado de silicona.
- ❖ El mantenimiento del sistema de regulación y control difiere especialmente de las operaciones normales en equipos electrónicos. Las averías son poco frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:
 - Observación visual del estado y funcionamiento del equipo. La observación visual permite detectar generalmente su mal funcionamiento, ya que éste se traduce en un comportamiento muy anormal: frecuentes actuaciones del equipo, avisadores, luces, etc. En la inspección se debe comprobar también las posibles corrosiones y aprietes de bornes. Comprobación del conexionado y cableado de los equipos. Se procederá de forma similar que en los paneles, revisando todas las conexiones y juntas de los equipos.

- Comprobación del tarado de la tensión de ajuste a la temperatura ambiente, que les indicaciones sean correctas.
- Toma de valores: Registro de los amperios-hora generados y consumidos en la instalación, horas de trabajo,...
- ❖ El mantenimiento de las puestas a tierra: cuando se utiliza un método de protección que incluye la puesta a tierra, se ha de tener en cuenta que el valor de la resistencia de tierra, varía durante el año. Esta variación es debida a la destrucción corrosiva de los electrodos, aumento de la resistividad del terreno, aflojamiento, corrosión, polvo, etc., a las uniones de las líneas de tierra, rotura de las líneas de tierra... Estas variaciones de la resistencia condicionan el control de la instalación para asegurar que el sistema de protección permanezca dentro de los límites de seguridad.

El programa de mantenimiento se basa en:

- ❖ Revisiones generales periódicas para poner de manifiesto los posibles defectos que existan en la instalación.
- ❖ Eliminación de los posibles defectos que aparezcan.

Se proponen revisiones generales semestrales, a realizar las siguientes medidas:

- Comprobación visual del generador fotovoltaico: detección de módulos dañados, acumulación de suciedad, etc.
- Comprobación de las características eléctricas del generador fotovoltaico (V_{oc} , I_{sc} , $V_{m\acute{a}x}$ e $I_{m\acute{a}x}$ en operación)
- Comprobación de los ajustes en las conexiones, del estado del cableado, cajas de conexiones y de protecciones.
- Comprobación de las características eléctricas del inversor (V_{in} , I_{in} , I_{out} , V_{red} , Rendimiento, f_{red})
- Comprobación de las protecciones de la instalación (fallo de aislamiento), así como de sus periodos de actuación.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Comprobación de la potencia instalada e inyectada a la red.
- Comprobación del sistema de monitorización.
- Medir la resistencia de tierra, realizándose en el punto de puesta a tierra.
- Medir la resistencia de cada electrodo, desconectándolo previamente de la línea de enlace a tierra.
- Medir desde todas las carcasas metálicas la resistencia total que ofrecen, tanto las líneas de tierra como la toma de tierra.

Mantenimiento de los equipos de protección: la comprobación de todos los relés ha de efectuarse cuando se proceda a la revisión de toda la instalación, siguiendo todas las especificaciones de los fabricantes de estos.

En resumen, este plan de mantenimiento preventivo incluirá las siguientes actuaciones:



- ❖ Inspección visual de los módulos, cableado, conexiones, circuitos de protección e inversor.
- ❖ Medición y comprobación de las tensiones y corrientes de los módulos.
- ❖ Comprobación de las protecciones eléctricas, verificando su comportamiento.
- ❖ Comprobación del normal funcionamiento del inversor.
- ❖ Comprobación de los cables y terminales, reapriete de bornes.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora, o bien por otra empresa que disponga del contrato de mantenimiento y conozca la instalación en profundidad.

En las visitas de mantenimiento preventivo se le entregará al cliente copia de las verificaciones realizadas y las incidencias acaecidas, y se firmará en el libro de mantenimiento de la instalación, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa) y la fecha de la visita.

13.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El plan de mantenimiento correctivo se refiere a todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

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

Este mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado. Este plan incluye todas las operaciones de reparación de equipos necesarios para que el sistema funcione correctamente. Se elaborará un presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación que deberá ser aceptado por el cliente antes de llevar a cabo dicha tarea.

14. GARANTÍAS

14.1 ÁMBITO GENERAL DE LA GARANTÍA

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

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

14.2 PLAZOS

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.

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

14.3 CONDICIONES ECONÓMICAS

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

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

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

14.4 ANULACIÓN DE LA GARANTÍA

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto.

14.5 LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN

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

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

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

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

15. CONCLUSIONES

Con la presente memoria, y demás documentos que se acompañan y que componen el Proyecto Básico de "Llucmajor 42,75", se ha descrito adecuadamente y a suficiente nivel la instalación de referencia y que configuran la planta fotovoltaica LLUCMAJOR 42,75 MW, sin el perjuicio de cualquier ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

Las instalaciones descritas en el presente proyecto deberán ser ejecutadas por empresas homologadas y por personal técnico cualificado.

Durante la ejecución de las instalaciones se desarrollarán planos as-built con el fin de disponer de una información exhaustiva de la planta fotovoltaica en el momento de la puesta en servicio.

Cualquier cambio o modificación del presente proyecto deberá ser aprobada por el Director de Obra.

DOCUMENTO 1. MEMORIA DEL PROYECTO

II. CÁLCULOS

1. ESTIMACIÓN DE LAS SOMBRAS ENTRE MÓDULOS
2. CÁLCULO DE LA PROFUNDIDAD DE HINCADO DE LA ESTRUCTURA
3. COMPROBACIÓN DE LAS ABRAZADERAS PARA LA SUJECCIÓN DE LOS MÓDULOS

1. ESTIMACIÓN DE LA SOMBRA ENTRE LOS MÓDULOS

Las distancias de separación entre filas (dirección norte-sur) se han calculado bajo el criterio de minimizar el sombreado de los módulos. Así, el criterio tomado para realizar los cálculos de separación mínima ha sido el de garantizar 4 horas de sol durante el día más desfavorable del año (solsticio de invierno).

Todos los módulos se encuentran fijados horizontalmente en una fila orientada 0° respecto al SUR, por lo que para evaluar la distancia entre filas se debe tener en cuenta la proyección este-oeste, de acuerdo con el movimiento del seguidor solar de la estructura.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas estructuras de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

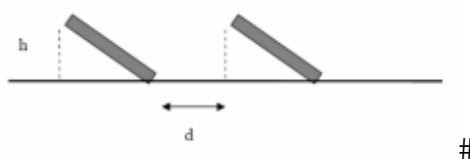


Figura 10. Distancia de separación (d) y altura del obstáculo (h)

En este caso tan solo se calculará la distancia entre filas de paneles en la dirección N-S, ya que no se producirán sombras en la dirección E-O.

Teniendo en cuenta que la longitud de dos módulos más el espacio entre ellos es de 9,77 m el resultado es:

$$d = 4,11 \text{ m}$$

En cualquier caso, para el caso de 16° de inclinación, las pérdidas por sombreado son prácticamente nulas.

Por lo tanto, se instalará el módulo Yingli YGE 72 de 320 Wp de potencia.

2. CÁLCULO DE LA PROFUNDIDAD DE HINCADO DE LOS APOYOS DE LA ESTRUCTURA MÓVIL

2.1. CONSIDERACIONES PARA EL CÁLCULO DE LA LONGITUD DE PROFUNDIDAD DE ANCLAJE EN EL TERRENO

Para calcular la profundidad del pilar que aguanta la estructura de paneles fotovoltaicos, se deben tener en cuenta diversos factores:

- ❖ El factor más importante, es el terreno.
- ❖ Las cargas y momentos que existen en la parte superior.
- ❖ El estrato resistente.

En la fase de proyecto básico no existen ensayos empíricos mediante los que se pueda conocer con exactitud la profundidad de hincado, por la cual se obtendrían los requisitos necesarios de resistencia y estabilidad de la estructura en el caso más desfavorable.

No obstante, se interpreta que dicho terreno puede absorber los esfuerzos que transmite la estructura. Estos esfuerzos son absorbidos por el rozamiento de los pilares con el terreno, de ahí la importancia de todas las características del terreno. Para ello se va a considerar que el pilar trabajará por rozamiento con el terreno.

La longitud del tubo será aquella en la que los pilares estén completamente empotrados en el terreno, garantizando las condiciones de seguridad.

A pesar de las consideraciones mencionadas anteriormente, se ha procedido al cálculo de una estimación de la longitud de profundidad de anclaje en el terreno, se ha considerado que trabaja como un pilote. El momento que es capaz de absorber el micropilote es:

$$M = 0,5 \times L_o \times H$$

Siendo:

H , el esfuerzo horizontal

L_o , la longitud elástica

De dicha fórmula se obtiene una longitud elástica necesaria de unos dos metros. La longitud real del pilar será aquella que garantice la longitud elástica, valor que dependerá de la relación conjunto terreno cimiento.

2.2. CÁLCULO

2.2.1 Cálculos de carga

Según Normativa Americana:

Al: 764 kg.

Reacción Horizontal: 678 kg.

Momento: 1323 kg·m

Según el Código Técnico de la Edificación DB-SE-Acero:

Axil: 700kg.

Reacción Horizontal: 614 kg.

Momento: 744 kg·m

2.2.2 Cálculos de profundidad de hincado

Utilizando el caso más desfavorable (el americano), y en base a los datos teóricos, se puede establecer una profundidad de sin coeficiente de seguridad de 1,262 metros.

Aplicando un coeficiente de seguridad de 1,5, se obtiene una longitud de pilote de 1,9 metros en terreno sin roca dura.

2.2.3 Comprobación del pilar a pandeo para una longitud de 1,9 metros

Tubo de acero de 120 mm de diámetro nominal y 6 mm de espesor.

Para las cargas consideradas de momento y de axil correspondientes al caso más desfavorable (caso americano), se ha comprobado que cumple con los requisitos de estabilidad de la barra, según el Código Técnico de la Edificación CTE- DB-SE-Acero.

3. COMPROBACIÓN DE LAS ABRAZADERAS PARA LA SUJECCIÓN DE LOS MÓDULOS

Comprobación de flecha de los módulos solares Yingli YGE 72 320, sujetos a la estructura por abrazaderas de 406,4 mm.

En el cálculo se considera el punto de unión entre la placa y el eje un punto fijo. Para el cálculo de la flecha se han considerado las fórmulas de elasticidad y resistencia de materiales.

Material: Aluminio

Dimensiones: tubo rectangular 40x12x2 mm

Inercia: 25120 mm²

Modulo de Young del aluminio (E): 7.10000 mm³

Aplicando la fórmula de la flecha de un voladizo:

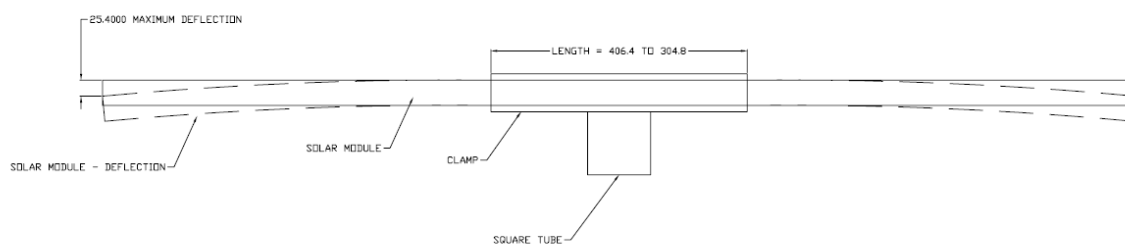
$$\delta = 0,125 \cdot q \cdot L^4 / (EI)$$

Usando la pieza de 406.4 mm.

Donde, $q = 1325 \text{ N/m}^2$, según las cargas consideradas

Se obtiene una flecha de $\delta = 1.88 \text{ mm}$, que es inferior a una pulgada.

Por lo tanto, cumple las especificaciones mínimas.



DOCUMENTO 1. MEMORIA DEL PROYECTO

III. MATERIALES

DOCUMENTO 2.

ESTADO DE MEDICIONES DE LA PLANTA

1.1.- OBRA CIVIL**1.1.1.- ARQUETAS****1.1.1.1 Ud. Arqueta 60x60 cm; hormigón en masa**

Arqueta de registro 60x60 cm, para conexionado de electricidad en exteriores, de medidas 46x60x60 cm, incluso excavación en zanja, realizada de hormigón en masa HM-20/P/40 vibrado, enfoscada y bruñida interiormente, con tapa y marco de hierro fundido normalizada de 60x60 cm, con fondo de arena. Totalmente ejecutada y acabada según normas ENDESA 7-2A.

Total Ud.: 30,000

1.1.1.2 Ud. Arqueta doble 60x120 cm

Arqueta doble de registro, para conexionado de electricidad en exteriores, incluso excavación en zanja, realizada con bloque hueco de hormigón vibrado, enfoscada y bruñida interiormente, dimensiones de 0,60 m de ancho, 1,20 m de largo y 0,80 m de alto, con 2 tapas y marco de hierro fundido normalizada 60x60 cm, con fondo de arena. Totalmente ejecutada y acabada según normas de la compañía suministradora.

Total Ud.: 4,000

1.1.2.- ZANJAS**1.1.2.1 MI. Zanja Tipo de Baja Tensión**

Zanja tipo BT

Apertura y cierre de zanja de 1,00 m de profundidad y 0,60 m de ancho para cualquier tipo de terreno, con excavación mecánica, con dos tubos de PVC de Ø63 mm, con tres tubos de PVC de Ø90 mm, y cinco tubos de PVC de Ø160 mm, enhebrados con alambre guía de 2mm de diámetro, incluso cinta de señalización, con solera y protección del tubo con hormigón en masa HM-20/P/40, incluso relleno y compactación de tierra, como carga y transporte al vertedero del escombros. Totalmente acabada y ejecutada según normas de la compañía suministradora.

Total MI.: 350,000

1.2.- PLACAS FOTOVOLTAICAS y ESTRUCTURAS DE SOPORTE**1.2.1.- PLACAS FOTOVOLTAICAS**

- 1.2.1.1 Ud. Módulo solar fotovoltaico de células de silicio multicristalino, para instalación en estructura, modelo TSM-PD14, potencia máxima (Wp) 315 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 37,1 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,51 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,00 A, tensión en circuito abierto (Voc) 42,3 V, eficiencia 15,2%.

Suministro e instalación de módulo solar fotovoltaico de células de silicio multicristalino, para instalación en estructura, modelo TSM-PD14 de la marca TRINA, potencia máxima (Wp) 315 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 37,1 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,51 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,00 A, tensión en circuito abierto (Voc) 45,6 V, eficiencia 15,20%, 72 células, cristal exterior templado de 5 mm de espesor, capa adhesiva doble de PVB, cristal posterior templado de 5 mm de espesor, temperatura de trabajo - 40°C hasta 85°C, coeficiente de transferencia de calor 4,5 W/m²K, reducción de ruido 15 dB, transmitancia térmica 25%, transparencia 32%, dimensiones 1956x992x40 mm, resistencia a la carga del viento 287 kg/m², peso 27,6 kg, cristal transparente, con caja de conexiones, montaje con ganchos. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico. Totalmente montado, conexionado y probado.

Incluye: Colocación y fijación del módulo. Conexionado con la red eléctrica.

Total Ud.: 6.372,000

1.2.2.- ESTRUCTURAS DE SOPORTE

- 1.2.2.1 Ud. Estructura solar fija fundada

Estructura solar fija para fundar en el terreno, preparada para módulos Trina TSM PD-14 315 Wp.

La estructura será en mesas, con la siguiente configuración:

- Configuración de módulos: 6x3 en Vertical.
- N° módulos por mesa: 18
- Potencia por mesa: 5.310 Wp.
- Angulo de inclinación: 30°
- Altura del módulo al suelo: 500 mm.
- Longitud de la mesa: 11.836 mm.
- Anchura de la mesa: 2.617 mm.
- Profundidad de hincado: 1500 mm.

En la partida se incluye: Suministro de la tornillería necesaria para el montaje de la ESTRUCTURA FIJA FOTOVOLTAICA. Suministro de los elementos de sujeción de los módulos fotovoltaicos. Aplicación de un programa de Prevención y Seguridad para las tareas desarrolladas en la obra. Control de Calidad de todos los materiales suministrados.

Las condiciones técnicas de la estructura son: consiste en una estructura totalmente atornillada fabricada en perfiles en forma de C conformada mediante sistemas mecánicos. No se podrán aplicar ni cortes ni soldaduras a ninguna pieza en obra. Piezas principales que componen la estructura

son los pilares, vigas y correas. La estructura está fabricada en acero S355JR y S275JR. Galvanizado en caliente según norma UNE-EN ISO 1461. La tornillería utilizada está fabricada en acero calidad 8.8 con tratamiento anticorrosión Dracomet 500 grado B. Pinza de soporte de módulos fabricada en aluminio extruido de aleación 6063. En caso de que el terreno no reúna las condiciones necesarias y los postes se tengan que colocar pilotados, serán por cuenta del comprador.

Total Ud.: 354,000

1.2.2.2 Ud. Hincado/Fundación de postes

Hincado/Fundación de postes en el terreno, profundidad según el estudio geotécnico.
Incluye parte proporcional de maquinaria para los trabajos.

Total Ud.: 1.416,000

1.2.2.3 Ud. Montaje de estructura solar fija

Trabajos de los operarios para el montaje de estructura solar fija y la colocación de los módulos sobre ella.

Total Ud.: 354,000

1.3.- CABLEADO**1.3.1 MI Unipolar 4 mm² (AWG11)**

Conductor unipolar NSYA de 4 mm² (AWG11) de cobre flexible RZ1MAZ1-K (AS). Norma de Fabricación NCh-2019. Of 1987; VDE 0100. Características Tensión de Servicio: 1000 volts. Temperatura de Servicio:70°C. Temperatura de Sobrecarga:100°C. Temperatura de Cortocircuito:160°C. Alta resistencia dieléctrica Resistencia a la humedad. Incluyendo parte proporcional de pequeño material de conexonado y de fijación; construida según REBT. Medida la longitud ejecutada desde el cuadro de salida al de llegada.

Total ml: 15.000,000

1.3.2 MI Unipolar 150 mm²

Conductor unipolar NSYA de 150 mm² de cobre flexible RZ1MAZ1-K (AS). Norma de Fabricación NCh-2019. Of 1987; VDE 0100. Características Tensión de Servicio: 1000 volts. Temperatura de Servicio:70°C. Temperatura de Sobrecarga:100°C. Temperatura de Cortocircuito:160°C. Alta resistencia dieléctrica Resistencia a la humedad. Incluyendo parte proporcional de pequeño material de conexonado y de fijación; construida según REBT. Medida la longitud ejecutada desde el cuadro de salida al de llegada.

Total ml: 1.500,000

1.3.3 MI Canal metálica 50x30 mm

Bandeja para instalación eléctrica y de telecomunicaciones de varillas de acero electrosoldadas con borde de seguridad que evita daños a las personas y a los cables de 50x30 mm. Electrozincado: (E.Z.) (UNE-EN 12329) para instalaciones interiores en atmósfera seca sin contaminantes. Marca: Cablofil CF30
Incluyendo sujeción a techo o pared según normas y p.p.de piezas especiales. Totalmente terminada. Medida la unidad terminada por metro de bandeja.

Total ml: 15.000,000

1.4.- CAJAS DE CONEXIONES**1.4.1 Ud. Caja de conexiones de CC - MaxConnect plus**

Caja de conexiones de CC con 16 entradas protegidas para la conexión de hasta 16 strings, incluye fusibles, dispositivo separador, interruptor seccionador de corte en carga ruptura brusca para corriente continua de 150A y descargador de sobretensión, introducción por uniones roscadas, conexión en borne. Marca SolarMax modelo MaxConnect plus o similar de 720x520x170

Total Ud.: 26,000

1.5.- SUMINISTRO Y MONTAJE DE INVERSORES**1.5.1.- CENTROS DE TRANSFORMACIÓN****1.5.1.1 Ud. Caseta de prefabricada para transformador, inversores y celdas.**

Suministro e instalación de Caseta de Power Electronics la serie FREESUN HET, que se compone de:

- Inversores Freesun HE de Power Electronics
- Transformador de MT
- Celdas de MT

- Cuadro de BT para alimentación auxiliar. Transformador auxiliar de BT (10 kVA) incluido

- Contenedor ISO modificado y adaptado para todo el equipamiento

Los inversores solares de alta eficiencia permiten la alimentación directa en media tensión. Estos inversores han sido fabricados usando un diseño modular. Dependiendo de la potencia requerida, pueden configurarse con un número diferente de módulos de hasta 139kW cada uno, y un módulo CA, donde se alojan las protecciones y las comunicaciones. Power Electronics introduce el nuevo concepto de ARMS2S2: Sistema Automático Redundante Modular Maestro-Esclavo:

- Hasta 14 CA y 14 CC interruptores automáticos motorizados en una caja moldeada para aislar cualquier fallo en el módulo. Los MCCB de CA y CC aíslan cualquier modulo ya sea maestro o esclavo si es necesario. El inversor nunca desperdicia energía renovable, solo se reduce la potencia inyectada si la potencia PV es superior que la potencia nominal del inversor.

- El inversor calcula y establece automáticamente el modulo maestro considerando la potencia inyectada de cada módulo esclavo, cada noche. Por lo tanto, todo el envejecimiento de los componentes será homogéneo.

- El maestro tendrá hasta 14 curvas de rendimiento disponibles para obtener la máxima eficiencia en todo el rango de potencia. El módulo maestro activará y detendrá los esclavos a fin de obtener la máxima eficiencia global.

Incluye hueco en el terreno de las dimensiones recomendadas por el fabricante, y arena de nivelación.

Totalmente montado e instalado, incluyendo parte proporcional de material auxiliar.

Total Ud.: 1,000

1.5.2.- INSTALACION INTERIOR**1.5.2.1.- LINEAS DE ALIMENTACIÓN**

1.5.2.1.1 MI Línea general de alimentación enterrada formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G10 mm², siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 63 mm de diámetro.

Suministro e instalación de línea general de alimentación enterrada, delimitada entre cuadro auxiliar de PFU-4 y el cuadro de mando y protección de INVERSORES, formada por cables unipolares con conductores de cobre, RZ1-K (AS) 5G10 mm², siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, bajo tubo protector de polietileno de doble pared, de 63 mm de diámetro, resistencia a compresión mayor de 250 N, suministrado en rollo, colocado sobre cama o lecho de arena de 10 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada mediante equipo manual con pisón vibrante, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de la tubería, sin incluir la excavación ni el posterior relleno principal de las zanjas. Totalmente instalada, conexiónada y probada, sin incluir ayudas de albañilería.

Instalación:

- REBT. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
- ITC-BT-14 y GUIA-BT-14. Instalaciones de enlace. Línea general de alimentación.

Instalación y colocación de los tubos:

- UNE 20460-5-523. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de materiales eléctricos. Capítulo 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables

- ITC-BT-19 y GUIA-BT-19. Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales.

- ITC-BT-20 y GUIA-BT-20. Instalaciones interiores o receptoras. Sistemas de instalación

- ITC-BT-21 y GUIA-BT-21. Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras.

Condiciones previas: Antes de iniciarse las actividades correspondientes al proceso de ejecución, se realizarán las siguientes comprobaciones: Se comprobará que su situación y recorrido se corresponden con los de Proyecto, y que hay espacio suficiente para su instalación.

Incluye: Replanteo y trazado de la línea. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Ejecución del lecho de arena para asiento del tubo. Colocación del tubo. Tendido de cables. Conexiónado. Pruebas de servicio. Ejecución del relleno envolvente.

Condiciones de terminación: Enumeración de las condiciones en que debe quedar la unidad de obra para poder proseguir la ejecución del resto de unidades: Registros accesibles desde zonas comunitarias.

Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.

Total ml: 25,000

1.5.2.2.- INSTALACIÓN INTERIOR

1.5.2.2.1 Ud. Base corriente simple 16A 2P+TT

Base de corriente simple tipo SCHUKO 16A con toma de tierra, instalada con cable de cobre aislamiento 750V formado por tres conductores de 2,5mm² de sección nominal, UNE 21031, superficial y aislados con tubo de PVC RIGIDO grapado SOBRE LADRILLO de D16mm, incluso mecanismo marca BERKER Serie ARSYS BLANCO o similar, con marco, caja de derivación empotrada y elementos de conexión, construido según REBT.

Total Ud.: 6,000

Ud. Punto de luz sencillo**1.5.2.2.2**

Instalación de punto de luz sencillo de calidad estándar, con cable de cobre aislamiento 750V formado por tres conductores de 1,5mm² de sección nominal, UNE 21031, superficial y aislados con tubo de PVC RIGIDO grapado SOBRE LADRILLO de D=13mm, incluso mecanismo, con marco, de conexión rápida, caja de derivación superficial y elementos de conexión, construido según REBT, totalmente montado e instalado. Medida la unidad instalada desde caja de derivación a mecanismo.

Total Ud.: 4,000

1.5.2.2.3 MI. Circuito de toma de corriente 5x2,5 PVC rígido

Instalación de circuito de alimentación, instalado con cable de cobre aislamiento 750 V, formado por cinco conductores de 2,5 mm² (3F+N+T) de sección nominal, UNE 21031, aislado con tubo de PVC rígido grapado sobre ladrillo de Ø16 mm, incluso caja de derivación, fijaciones y elementos de conexión; construido según REBT. Medida la unidad ejecutada desde el cuadro de protección hasta la caja de registro de la zona suministrada.

Total MI.: 20,000

1.5.2.2.4 Ud. Ventilador helicoidal para pared, con motor para alimentación monofásica, modelo HEP-50-4T/H "Sodeca".

Suministro y montaje en la pared de ventilador helicoidal, con hélice de plástico reforzada con fibra de vidrio, cuerpo y sombrerete de aluminio, base de acero galvanizado y motor para alimentación monofásica a 230 V y 50 Hz de frecuencia, con protección térmica, aislamiento clase F, protección IP 65, modelo HEP-50-4T/H "Sodeca", de 1.400 r.p.m., potencia absorbida 0,47 kW, caudal máximo 7.300 m³/h, nivel de presión sonora 66 dBA, con malla de protección contra la entrada de hojas y pájaros, para conducto de extracción de 500 mm de diámetro. Incluso accesorios y elementos de fijación. Totalmente montado, conexionado y probado.

Incluye: Replanteo. Colocación y fijación del ventilador de extracción. Conexionado.

Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.

Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.

Total Ud.: 4,000

1.5.2.3.- ALUMBRADO**1.5.2.3.1 Ud. Luminaria estanca de 1275x110x170 mm con 2 tubos fluorescentes de 36 W ODELUX.**

Suministro e instalación de iluminación compuesta de luminaria estanca con protección IP-65 clase I de 1275x110x170 mm con 2 tubos fluorescentes de 36 W, equipo AF, con difusor de metacrilato con grabado interior de la marca Odelux. Incluso accesorios, sujeciones de anclaje y material auxiliar. Totalmente montado, instalado, conexionado y comprobado.

Incluye: El transporte y movimiento vertical y horizontal de los materiales en obra, incluso carga y descarga de los camiones. Replanteo. Fijación en paramento mediante elementos de anclaje. Colocación de tubos. Protección del elemento frente a golpes y salpicaduras. Limpieza final. Eliminación y retirada de restos a vertedero de obra. Parte proporcional de andamiajes y medios auxiliares.

Criterio de medición de proyecto: unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto.

Total Ud.: 4,000

1.5.2.3.2 Ud. Emergencia LEGRAND C3 fl. 160 lm.1h 61512 + acc.emp.61579

Luminaria de emergencia autónoma Legrand tipo C3, IP42 clase II de 160 lúm., con lámparas fluorescente, fabricada según normas EN 60598-2-22:99, UNE 20392-93 (fluo), autonomía superior a 1 hora, sin test. Con certificado de ensayo (LCOE) y marca N de producto certificado, para instalación empotrable con accesorios. Cumple con las Directivas de compatibilidad electromagnéticas y baja tensión, de obligado cumplimiento. Alimentación 230 V. 50/60 Hz. Acumuladores estancos Ni-Cd, alta temperatura, recambiables, materiales resistentes al calor y al fuego. 2 Leds de señalización con indicador de carga de los acumuladores, puesta en marcha por telemando, con bornes protegidas contra conexión accidental a 230 V. Instalado incluyendo replanteo, accesorios de anclaje y conexionado.

Total Ud.: 2,000

1.5.2.4.- CONTRA INCENDIOS**1.5.2.4.1 Ud. Extintor con carro, de nieve carbónica CO2, de eficacia B, con una botella de 10 kg de agente extintor.**

Suministro y colocación de extintor con carro, de nieve carbónica CO2, de eficacia B, con una botella de 10 kg de agente extintor, con manguera y trompa difusora. Incluso ruedas. Totalmente montado.

Incluye: Replanteo de la situación del extintor. Colocación del extintor.

Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.

Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.

Total Ud.: 1,000

1.6.- RED DE TIERRAS**1.6.1.- LINEA DE TIERRA**

1.6.1.1	Ud.	Electrodo para red de toma de tierra cobreado, fabricado en acero, de 15mm de diámetro y 2,00 m de longitud Electrodo para red de toma de tierra cobreado, fabricado en acero, de 15mm de diámetro y 2,00 m de longitud	Total Ud.:	26,000
1.6.1.2	M	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección. Suministro e instalación de conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección. Incluso p/p de uniones realizadas con soldadura aluminotérmica, grapas y bornes de unión. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo del recorrido. Tendido del conductor de tierra. Conexionado del conductor de tierra mediante bornes de unión. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	Total m	120,000
1.6.1.3	M	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 16 mm ² de sección. Suministro e instalación de conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 16 mm ² de sección. Incluso p/p de uniones realizadas con soldadura aluminotérmica, grapas y bornes de unión. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo del recorrido. Tendido del conductor de tierra. Conexionado del conductor de tierra mediante bornes de unión. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	Total m	6.000,000

1.6.2.- PROTECCIONES PARARRAYOS

1.6.2.1	Ud.	PARARRAYO CORONA DIELEC.50mm ² . Pararrayos de 6 m. de altura, formado por cabeza de captación de corona dieléctrica de 30 a 60 m. de radio de protección, mástil de tubo de acero galvanizado de 50 mm., grapa soporte de tejado recibida con mortero de cemento y arena lavada 1/6, red conductora de cobre rígido de 50 mm ² . aislado, i/p.p. de soldadura aluminotérmica. Con tecnología CTS. Totalmente montado e instalado.	Total Ud.:	1,000
---------	-----	---	-----------------	-------

1.6.2.2 Ud. CONEXIÓN BAJADA RAYOS DEHN 549001

Caja de separación de bajada de rayos formada por registro de fundición empotrado en suelo marca DEHN ref.549001 o similar, incluyendo conexión de pletina a cable desnudo recibida con mortero de cemento y arena, instalada.

Total Ud.: 1,000

1.6.2.3 MI. L.BAJADA RAYOS DEHN 810335+549001+277130

Línea de bajada de rayos con pletina rígida de acero cincado de 30x3.5 mm instalada sobre fachada, con soporte aislador y piezas y grapas de sujeción con junta de estanqueidad, marca DEHN (ref. 810.335+549.001+277.130).

Total MI.: 3,000

1.6.2.4 Ud Electrodo para red de toma de tierra cobreado, fabricado en acero, de 15mm de diámetro y 2,00 m de longitud

Electrodo para red de toma de tierra cobreado, fabricado en acero, de 15mm de diámetro y 2,00 m de longitud

Total Ud.: 1,000

1.6.3.- ARQUETAS**1.6.3.1 Ud. Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 350x350 mm, con tapa de registro.**

Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 350x350 mm, con tapa de registro. Totalmente ejecutada y acabada según normas de la compañía suministradora.

Total Ud.: 2,000

1.6.4.- GRAPAS CONTINUIDAD**1.6.4.1 Ud. Grapa de continuidad "KZ-25"**

Grapa de continuidad "KZ-25". Cuerpo de aleación rica en cobre. Fabricadas por estampación en caliente. Tornillería de acero electro galvanizado o inoxidable.

Total Ud.: 26,000

1.6.4.2 Ud. Grapa de continuidad "KB-1625"

Grapa de continuidad "KB-1625". Especialmente diseñadas para una conexión segura con las picas. Cuerpo de aleación rica en cobre. Fabricadas por estampación en caliente. Tornillería de acero electro galvanizado o inoxidable.

Total Ud.: 26,000

1.6.4.3 Ud. Grapa de continuidad "KDP-50"

Grapa de continuidad "KDP-50". Cuerpo de aleación rica en cobre. Fabricadas por estampación en caliente. Tornillería de acero electro galvanizado o inoxidable.

Total Ud.: 26,000

1.1.- OBRA CIVIL**1.1.1.- VALLADO Y CERRAMIENTO**

- 1.1.1.1 M Cercado de 2,40 m de altura, con malla de simple torsión galvanizada en caliente de trama 50/14STD. Poste extremo de tubo de acero galvanizado de 48 mm de diámetro.

Cercado de 2,40 m de altura, con malla de simple torsión galvanizada en caliente de trama 50/14STD. Poste extremo de tubo de acero galvanizado de 48 mm de diámetro.

Total m: 11.500,000

- 1.1.1.2 Ud. Puerta con eje vertical, mixta con panel acanalado horizontal y barrotes de aluminio, de dimensiones 2,00x2,40 m, para pintar, para acceso de vehículos, apertura manual.

Puerta con eje vertical, mixta con panel acanalado horizontal y barrotes de aluminio, de dimensiones 2,00x2,40 m, para pintar, para acceso de vehículos, apertura manual.

Total Ud.: 3,000

1.1.2.- PREPARACIÓN DEL TERRENO

- 1.1.2.1 M² Desbroce y limpieza del terreno, profundidad media de 25 cm, medios mecánicos.

Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: árboles, plantas, tocones, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como media 25 cm. Incluso transporte de la maquinaria, carga a camión transporte a vertedero autorizado y pago del canon correspondiente.

La superficie total a desbrozar es de 16.159 m², aunque se ha considerado el 30% (4.847,7 m²), ya será realizado por los carboneros de la zona.

Ejecución: NTE-ADE. Acondicionamiento del terreno. Desmontes: Explanaciones.

Condiciones previas del soporte: Antes de iniciarse las actividades correspondientes al proceso de ejecución, se realizarán las siguientes comprobaciones: Estudio de la posible existencia de servidumbres, elementos enterrados, redes de servicio o cualquier tipo de instalaciones que puedan resultar afectadas por las obras a iniciar.

Incluye: Replanteo previo(replanteo). Remoción de los materiales de desbroce(remoción).

Retirada y disposición de los materiales objeto de desbroce(retirada). Carga a camión.

Transporte de tierras a vertedero autorizado, con protección de las tierras mediante su cubrición con lonas o toldos.

Condiciones de terminación: Enumeración de las condiciones en que debe quedar la unidad de obra para poder proseguir la ejecución del resto de unidades: Terreno limpio y en condiciones adecuadas para poder realizar el replanteo definitivo de la obra.

Criterio de medición de proyecto: Superficie medida en proyección horizontal, según documentación gráfica de Proyecto.

Total m²: 100.000,000

1.2.- INSTALACIÓN DE SEGURIDAD

1.2.1 Pa Instalación de Sistema de Seguridad

Partida alzada de instalación de sistema de seguridad para la planta fotovoltaica.
Incluye: Apertura y cierre de zanjas con colocación de tubos con cable de comunicación, arquetas prefabricadas. Instalación de equipos de seguridad exterior para vigilancia de todo el perímetro de la planta fotovoltaica. Instalación de equipos de seguridad para el interior de las casetas. Sistemas y programas para central de seguridad, con conexión a central receptora de alarmas
Incluye: Replanteo y trazado de la línea. Colocación y fijación de los tubos. Colocación del hilo guía.
Condiciones de terminación: Enumeración de las condiciones en que debe quedar la unidad de obra para poder proseguir la ejecución del resto de unidades: Las conexiones tendrán buena accesibilidad. Los elementos quedarán convenientemente identificados. Existirá el hilo guía.
Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.

Total Pa: 1,000

1.3.- MEDIA TENSIÓN**1.3.1.- ZANJAS****1.3.1.1 MI. Zanja Tipo MT 1 - para 2 tubos**

Zanja de Media Tensión tipo 1
Apertura y cierre de zanja de 0,75 m de profundidad y 0,60 m de ancho para cualquier tipo de terreno, con excavación mecánica, con dos tubos de PVC de Ø160mm, enhebrados con alambre guía de 2 mm de diámetro, incluso cinta de señalización, con solera y protección del tubo con hormigón en masa HM-100, incluso relleno y capas de tierra compactadas de tierra cada 15 cm 95% proctor, como carga y transporte al vertedero del escombros. Totalmente acabada y ejecutada según normas de la compañía suministradora.

Total MI.: 5.000,000

1.3.1.2 MI. Zanja Tipo MT2 - para 4 tubos

Zanja de Media Tensión tipo 2
Apertura y cierre de zanja de 1,00 m de profundidad y 0,60 m de ancho para cualquier tipo de terreno, con excavación mecánica, con cuatro tubos de PVC de Ø160mm, enhebrados con alambre guía de 2 mm de diámetro, incluso cinta de señalización, con solera y protección del tubo con hormigón en masa HM-100, incluso relleno y capas de tierra compactadas de tierra cada 15 cm 95% proctor, como carga y transporte al vertedero del escombros. Totalmente acabada y ejecutada según normas de la compañía suministradora.

Total MI.: 250,000

1.3.1.3 MI. Zanja Tipo MT3 - para 6 tubos

Zanja de Media Tensión tipo 3
Apertura y cierre de zanja de 1,00 m de profundidad y 0,79 m de ancho para cualquier tipo de terreno, con excavación mecánica, con seis tubos de PVC de Ø160mm, enhebrados con alambre guía de 2 mm de diámetro, incluso cinta de señalización, con solera y protección del tubo con hormigón en masa HM-100, incluso relleno y capas de tierra compactadas de tierra cada 15 cm 95% proctor, como carga y transporte al vertedero del escombros. Totalmente acabada y ejecutada según normas de la compañía suministradora.

Total MI.: 250,000

1.3.2.- ARQUETAS**1.3.2.1 Ud. Arqueta 60x60 cm; hormigón en masa**

Arqueta de registro 60x60 cm, para conexionado de electricidad en exteriores, de medidas 46x60x60 cm, incluso excavación en zanja, realizada de hormigón en masa HM-20/P/40 vibrado, enfoscada y bruñida interiormente, con tapa y marco de hierro fundido normalizada de 60x60 cm, con fondo de arena. Totalmente ejecutada y acabada según normas ENDESA 7-2A.

Total Ud.: 40,000

1.3.2.2 Ud. Arqueta doble 60x120 cm

Presupuesto parcial PLANTA

<i>Nº</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Medición</i>
		Arqueta doble de registro, para conexonado de electricidad en exteriores, incluso excavación en zanja, realizada con bloque hueco de hormigón vibrado, enfoscada y bruñida interiormente, dimensiones de 0,60 m de ancho, 1,20 m de largo y 0,80 m de alto, con 2 tapas y marco de hierro fundido normalizada 60x60 cm, con fondo de arena. Totalmente ejecutada y acabada según normas de la compañía suministradora.	
Total Ud.:			40,000

1.3.3.- CABLEADO

1.3.3.1 MI Línea MT AI 12/20kV XLPE;3x1x150 mm2

Línea MT de cable de Aluminio con aislamiento de polietileno reticulado XLPE tipo RHZ1-OL de tensión asignada 12/20kV UNE HD 620-5E, conductores circulares compactos de clase 2 según la norma Endesa GE DND001 de 3x1x150 mm² con pp.de terminales, incluyendo enhebrado en canalización, conexonado y pequeño material.

Total ml: 2.500,000

2.1.- PROYECTO DE EJECUCIÓN**2.1.1 Ud. Proyecto de Ejecución y asistencia técnica de la obra.**

Proyecto de ejecución de la Instalación fotovoltaica. Deberá contener: diseño de la planta fotovoltaica, representación de las soluciones técnicas, planos de detalle, anejos técnicos justificativos, anejos técnicos de cálculos, programación temporal de la ejecución del proyecto, presupuesto detallado, firma del autor y visado colegial (caso de ser necesario). Asistencia técnica a la dirección de obra. Control de la ejecución de la obra y costo de la obra.

Total Ud.: 1,000

2.2.- TRAMITACIONES Y PERMISOS**2.2.1 Ud. Tramitación de permisos**

Tramitación de los permisos para la puesta en marcha y pago de tasas a la administración.

Total Ud.: 1,000

2.3.- SEGURIDAD Y SALUD**2.3.1 Ud. Material de protección y protecciones colectivas**

Material de protección y protecciones colectivas

Total Ud.: 1,000

DOCUMENTO 3.
PRESUPUESTO

**DOCUMENTO 4.****PRESUPUESTO DE “LLUCMAJOR 42,75”**

El presupuesto del proyecto es el siguiente:

PLANTA	3.151.847,91	€
OBRA CIVIL	1.178.119,00	€
INSTALACIÓN DE SEGURIDAD	565.852,19	€
MEDIA TENSIÓN	1.304.791,30	€
PROYECTO, PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA	103.085,41	€
CAMPO TIPO (nº1 – nº 22)	24.957.485,70	€
ESTRUCTURAS DE SOPORTE	4.663.387,74	€
MÓDULOS SOLARES	13.499.284,03	€
BAJA TENSIÓN	3.214.013,93	€
INVERSORES	3.580.800,00	€
EVACUACIÓN	2.731.763,45	€
LÍNEA DE EVACUACIÓN	2.731.763,30	€
TOTAL	30.841.097,06	€

El presupuesto de este proyecto asciende a la cantidad de TREINTA MILLONES OCHOCIENTOS CUARENTA Y UN MIL NOVENTA Y SIETE EUROS CON SÉIS CÉNTIMOS (30.841.097,06 €).

DOCUMENTO 4.
PLANOS
