

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

Ingeniería técnica industrial electricidad.

**DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE
100 kW_p DE POTENCIA NOMINAL**

AUTOR: Roberto Sanz Moya

TUTOR: Mónica Chinchilla Sánchez (Dpto. de Ingeniería Eléctrica)

MARZO 2010

INDICE

1.-INTRODUCCION.....	5
1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	5
1.2 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	6
1.2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS.....	6
1.2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.....	8
1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	9
1.3.1 CLASIFICACIÓN POR TAMAÑO.....	9
1.3.2 CLASIFICACIÓN POR TIPO DE ESTRUCTURA.....	9
1.3.3 CLASIFICACIÓN POR APLICACIÓN.....	9
1.3.4 CLASIFICACIÓN SEGÚN SU UTILIZACIÓN.....	10
1.4 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	11
2. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED.....	13
2.1 CONCEPTOS GENERALES.....	13
2.2 DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA CONECTADO A RED.....	14
2.2.1 CAMPO SOLAR.....	14
2.2.2 INTEGRACIÓN.....	14
2.2.3 TENSIÓN DE TRABAJO.....	15
2.2.4 INTERCONEXIONES Y PROTECCIONES.....	15
2.2.5 ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	16
3. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.....	17
3.1 CÉLULAS Y PANELES FOTOVOLTAICOS.....	18
3.1.1 FUNCIONAMIENTO.....	18
3.1.2 RENDIMIENTO.....	20
3.1.3 TIPOS.....	20
3.1.4 PARÁMETROS DE UNA CÉLULA SOLAR.....	21
3.1.5. PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS CÉLULAS MONOCRISTALINAS.....	22
3.1.6 EL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	25
3.2 INVERSOR CC/CA.....	27
3.2.1 CONTROL PRINCIPAL.....	27
3.2.2 ETAPA DE POTENCIA.....	27
3.2.3 CONTROL DE RED.....	28
3.2.4 SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA.....	28
3.2.5 PROTECCIONES.....	28
3.2.6 MONITORIZACIÓN DE DATOS.....	28
3.2.7 CONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA.....	29
3.3 CONTADORES.....	32
3.4 ESTRUCTURAS SOPORTE PARA PANELES FOTOVOLTAICOS.....	32
3.4.1 CONCEPTOS GENERALES.....	32
3.4.2 TIPOS DE ESTRUCTURA.....	34
3.4.3 SEGUIDOR SOLAR DE 2 EJES.....	35
3.4.4 EFECTOS DE LOS AGENTES ATMOSFÉRICOS.....	37
4. ELECCIÓN DE COMPONENTES.....	39

4.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	39
4.1.1 INFORMACIÓN TÉCNICA DEL PRODUCTO.....	40
4.1.3 CARACTERÍSTICAS.	42
4.1.4 CURVA DE RENDIMIENTO.....	43
4.2 INVERSOR CC/CA.	44
4.2.1 INFORMACIÓN TÉCNICA DEL PRODUCTO.....	44
4.2.2 LA INSTALACIÓN.	45
4.2.3 DIMENSIONES DE CAJA.	45
4.2.4 BORNES DEL INVERSOR.	46
4.2.5 PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN MANUAL.....	46
4.2.6 ESTRUCTURA DEL INVERSOR.....	47
4.2.7 ESQUEMA DE CIRCUITO.....	48
4.2.8 DATOS TÉCNICOS.	49
4.2.9 CURVA DE EFICIENCIA.....	50
4.3 ESTRUCTURA SOLAR.....	51
4.3.1 VISTA DEL CONJUNTO.....	52
4.3.2 FICHA TÉCNICA.....	52
5. MEMORIA.	53
5.1 AUTOR DEL PROYECTO.....	53
5.2 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.....	53
5.3 DESCRIPCIÓN DEL TERRENO.....	53
6. PLIEGO DE CONDICIONES Y DEFINICIÓN DE OBRAS.....	54
6.1 OBJETO DEL PLIEGO.....	54
6.2 OBRA COMPRENDIDA.....	54
6.3 ORGANIZACIÓN GENERAL DE LAS OBRAS.....	54
6.3.1 DIRECCIÓN GENERAL DE LAS OBRAS.....	54
6.3.2 REPRESENTACIÓN DEL INSTALADOR.....	54
6.4 MATERIALES.....	54
7. DISEÑO DE LA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA.....	55
7.1 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	55
7.2 ESTRUCTURA SOPORTE.....	55
7.3 INVERSORES.....	56
7.4 CABLEADO.....	57
7.5 PROTECCIONES.....	57
7.6 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	57
7.7 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.....	57
7.8 DISEÑO DE DISTRIBUCIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....	58
7.8.1 PANELES SOLARES.....	58
7.8.2 INVERSORES.....	59
7.8.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACION.....	60
7.8.4 ESTRUCTURA SOPORTE.....	66
7.9 DISEÑO DE LA CONEXIÓN A RED.....	66
7.9.1 GENERALIDADES.....	66
7.9.2 CABLEADO.....	66
7.9.3 PROTECCIONES.....	68
7.9.4 PUESTA A TIERRA.....	70
7.9.5 MEDIDA.....	70

7.10 CÁLCULO DE LA ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	71
7.10.1 INTRODUCCIÓN.	71
7.10.2 ÁNGULO DE AZIMUT.	71
7.10.3 ÁNGULO DE INCLINACIÓN.	72
7.10.4 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	78
7.11 CÁLCULO DE DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS FOTVOLTAICOS.	80
7.12 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA.	82
7.12.1 INTRODUCCIÓN.	82
7.12.2 MÉTODO DE CÁLCULO.	82
7.12.3 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL.	83
7.12.4 EMISIONES DE CO₂.	84
7.13 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS.	85
7.13.1 INTRODUCCIÓN.	85
7.13.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS.	85
7.14 CONDICIONES DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO.	88
7.14.1 GENERALIDADES.	88
7.14.2 MONTAJE DE ESTRUCTURA SOPORTE.	88
7.14.3 MONTAJE DE MÓDULOS FOTVOLTAICOS.	88
7.14.4 CABLEADO.	89
7.14.5 MANTENIMIENTO.	89
8. PLANOS DE LA CENTRAL SOLAR FOTVOLTAICA.	90
9. PRESUPUESTO.	96
10. CONCLUSIONES.	99
11. BIBLIOGRAFÍA Y WEBGRAFÍA.	100
11.1 BIBLIOGRAFÍA.	100
11.2 WEBGRAFÍA.	100
12. ANEXO I NORMATIVA Y CONSIDERACIONES DE ÍNDOLE LEGAL.	101
12.1 CONSIDERACIONES DE ÍNDOLE LEGAL.	101
12.1.1 RESPONSABILIDAD DEL INSTALADOR.	101
12.1.2 ACCIDENTES DE TRABAJO.	101
12.1.3 DAÑOS A TERCEROS.	101
12.2 NORMATIVA DE APLICACIÓN.	102
13. ANEXO II CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DEL TERRENO.	103
14. ANEXO III HOJA DE DISEÑO DE PARAMETROS FOTVOLTAICOS DE PROGRAMA MAXDESIGN.	104
15. ANEXO IV TABLA DE VALORES CLIMATOLÓGICOS	105
AGRADECIMIENTOS.	109

1.-INTRODUCCION.

1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Es aquella energía que se obtiene mediante transformación de la energía que emite el sol en electricidad. La enorme cantidad de energía que se produce en el sol es el resultado de la fusión de núcleos de hidrógeno para formar helio. La mayor parte de esta energía escapa del Sol como radiación electromagnética y es transmitida a través del espacio en forma de ondas. Alrededor del 9% de la radiación solar se encuentra en la región ultravioleta (UV) del espectro electromagnético, 46% en la región visible y 45% en la región infrarroja (IR). La energía solar puede ser transformada de dos maneras en función de la parte del espectro electromagnético que se utilice, obteniéndose así Energía solar térmica o Energía solar fotovoltaica.

La energía solar térmica utiliza colectores térmicos que aprovechan la energía del sol para producir calor, mientras que la Energía solar fotovoltaica utiliza paneles solares fotovoltaicos para producir electricidad.

La energía solar fotovoltaica se encuentra en una situación donde existe madurez en la fabricación de células y módulos con tecnologías de Silicio cristalino, existiendo varios fabricantes instalados en España. Asimismo existe un mercado que cubre fundamentalmente los sistemas aislados como electrificación rural, comunicaciones, etc.

El reto que se plantea es ampliar la utilización de la energía fotovoltaica para que alcance una penetración significativa. En este sentido se identifican nuevos nichos de mercado para la implantación, como son:

- Sistemas de apoyo y mejora en líneas eléctricas.
- Sistemas conectados a red con integración en la edificación.
- Sistemas centralizados de potencia.

Las principales líneas de desarrollo tecnológico para acometer nuevas aplicaciones precisan acciones de I+D como el desarrollo de células de lámina delgada y sistemas de concentración que produzcan un descenso significativo de los costos de generación de electricidad por vía fotovoltaica. El desarrollo de inversores con mejor integración, fiabilidad y seguridad, unido al desarrollo de sistemas de almacenamiento eléctrico, son también elementos a considerar en la definición de las necesidades de desarrollo tecnológico. Finalmente debe prestarse un interés especial al desarrollo de tecnologías de fabricación de paneles fotovoltaicos pensados para su integración en cubiertas y fachadas, ya que éste es un elemento clave para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos conectados a red en el sector de la edificación. Las acciones relacionadas con normativas, certificación y control de calidad son asimismo necesarias para garantizar una penetración en el mercado.

1.2 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Se distinguen principalmente dos tipos de instalaciones fotovoltaicas, que partiendo del mismo generador fotovoltaico, sus elementos constitutivos, finalidad de aplicación, características de funcionamiento y dimensionamiento del sistema difieren.

- Sistemas fotovoltaicos Autónomos. Los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA) son un conjunto de elementos interconectados entre sí con el fin de proporcionar energía eléctrica a una determinada carga/s, entendiéndose como cargas los elementos de iluminación, equipos de telecomunicación, frigoríficos, etc.
- Sistemas fotovoltaicos Conectados a la Red. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR) son aquellos cuya instalación está motivada por la inyección de energía eléctrica a la red, ya sea con ánimo de venta de la producción eléctrica de nuestro sistema fotovoltaico o como apoyo a la red eléctrica.

1.2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) suelen estar constituidos por los siguientes elementos: generador, acumulador y carga. Los SFA son diseñados con el fin de proporcionar la energía eléctrica necesaria a unas cargas y esta es una de las primeras limitaciones que existen en el diseño de SFA, ya que es difícil calcular el consumo energético de cada una de las cargas. Uno de los métodos seguidos es averiguar el valor de la potencia de cada una de las cargas que compondrán el SFA y multiplicarlo por el número de horas de funcionamiento al día (suponiendo el consumo de energía constante a lo largo del tiempo para cada una de las cargas) aunque este método también da lugar a la incertidumbre ya que es difícil determinar el número de horas que cada carga pueda funcionar y éste número de horas variará según las épocas del año.

En los SFA dado el precio, algo más elevado, del kWh fotovoltaico que el obtenido de la red eléctrica convencional, es necesario una optimización del consumo energético de las cargas, como ejemplo se debe considerar que en ningún SFA deberían utilizarse luminarias incandescentes ya que son más eficiente los tubos fosforescentes que presentan una relación entre lúmenes/vatio consumido más óptima para estos sistemas. Los poseedores de SFA deben de estar concienciados de que el consumo energético que realicen será el que su reserva energética les permita, a diferencia de los consumidores de energía eléctrica de la red que podrán consumir la energía eléctrica que ellos puedan pagar.

Otra consideración en el diseño de estos sistemas tener conocimiento del principal 'input' de los Sistemas Fotovoltaicos, es decir la Radiación Solar. Este dato puede ser obtenido de un instituto de meteorología. Es necesario tener en cuenta también el dimensionamiento de los acumuladores de energía.

Se presentan los dos tipos de esquemas de sistemas fotovoltaicos autónomos según sea el carácter de las cargas:

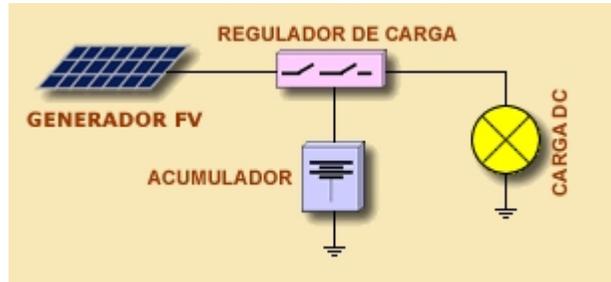


Figura 1. Esquema de SFA con carga DC.

En la figura 1 se presenta el esquema utilizado cuando las cargas necesitan corriente continua, tales como: iluminación, equipos de corriente continua, frigoríficos especiales etc.

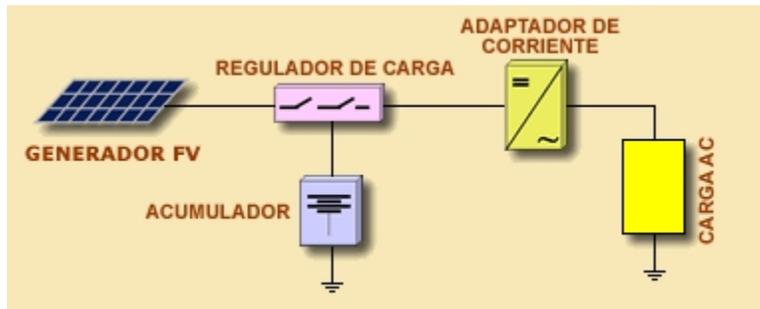


Figura 2. Esquema de SFA con carga AC.

En la figura 2 se presenta el esquema utilizado cuando las cargas necesitan corriente alterna tales como: motores en bombeo, electrodomésticos en general, etc.

1.2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) constituyen una de las aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica que más atención están recibiendo en los últimos años, dado su elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica. Estos sistemas están compuestos por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través de un inversor, produciéndose un intercambio energético entre ésta y el sistema fotovoltaico, característico de este tipo de instalaciones. Así, el sistema inyecta energía en la red, y extrae energía de ella en caso contrario.

La diferencia fundamental entre un sistema fotovoltaico autónomo y los conectados a red, consiste en la ausencia, en este último caso, del subsistema de acumulación, formado por la batería y la regulación de carga. Además, el inversor, en los sistemas conectados a red, deberá estar en fase con la con la tensión de la red. Uno de los factores favorables de los sistemas conectados a la red, es la posibilidad de mejorar la calidad del servicio de la energía suministrada por la red, ya que la máxima producción del sistema fotovoltaico coincide con horas en que los problemas de suministro para las compañías eléctricas son más graves.

En la siguiente figura se presenta el esquema tipo de un sistema fotovoltaico conectado a red:

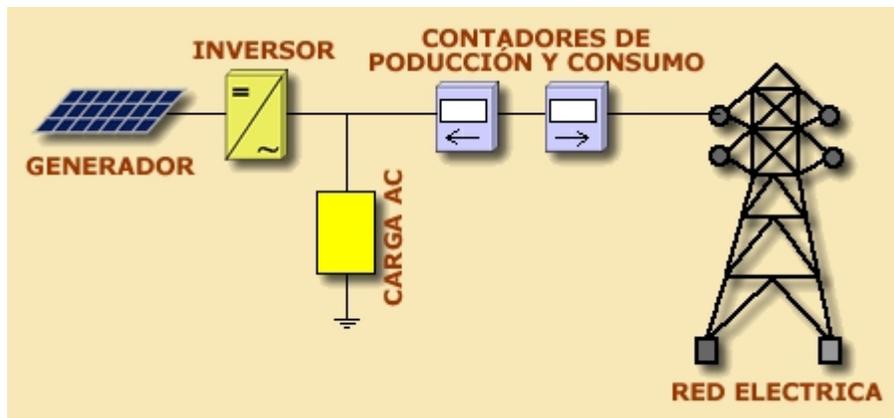


Figura 3. Esquema de un SFCR.

NOTA: [Referencias consultadas para el capítulo: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: MANUAL PRACTICO (ADAPTADO AL NUEVO CO DIGO TECNICO DE LA EDIFICACION) de LABOURET , A. y VILLOZ , M.ANTONIO]

1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

1.3.1 CLASIFICACIÓN POR TAMAÑO.

- Pequeñas: instalaciones particulares desde 5 kWp para clientes individuales en sus propios terrenos o tejados, tanto fijas como con seguimiento solar.
- Grandes: instalaciones privadas para empresarios o particulares que desean diversificar sus inversiones y desean gestionar su propia planta de producción de energías renovables.
- Granjas solares fotovoltaicas: Para promotores y grupos de inversión particulares pero agrupados en una misma instalación de forma que se minimicen los gastos comunes de inversión y el mantenimiento, seguro y alquiler de terrenos.

1.3.2 CLASIFICACIÓN POR TIPO DE ESTRUCTURA.

- Estructura fija: independiente de la potencia a instalar, puede ser utilizada tanto sobre cubierta como sobre terreno.
- Estructura de seguidor solar: sistema de seguimiento a uno o dos ejes, recomendado para obtener un mayor rendimiento de la instalación, del orden del 35 % respecto a una instalación fija.

1.3.3 CLASIFICACIÓN POR APLICACIÓN.

- Instalaciones de primer nivel de electrificación de vivienda y locales. Se incluyen las instalaciones para iluminación de viviendas y locales y para alimentación de electrodomésticos y de equipos en C.C.
- Instalaciones de segundo nivel de electrificación de viviendas. Se incluyen las instalaciones para iluminación de viviendas y locales y alimentación de electrodomésticos que para su utilización requieren convertidor de C.C. a C.A.
- Electrificación centralizada de grupos de viviendas.
- Electrificación de explotaciones agrícolas y ganaderas.
- Instalaciones para iluminación de naves y accionamiento de equipos en C.C. y en C.A., para uso agrícola y ganadero. Se excluyen de este grupo las instalaciones para uso exclusivo de bombeo de agua.
- Instalaciones de bombeo de agua.

- Instalaciones de uso exclusivo de bombeo de agua, que no requieren de acumulador eléctrico.
- Instalaciones para iluminación de exteriores. Se incluyen los sistemas de alumbrado público formados por equipos de iluminación autónomos que comprenden todos los elementos básicos de una instalación solar fotovoltaica.
- Instalaciones para señalización. Incluyen las instalaciones para alimentación de faros, balizas y boyas.
- Instalaciones para telecomunicaciones. Incluyen las instalaciones para alimentación de repetidores y reemisores de radio y T.V., equipos de radio y amplificadores - repetidores.
- Instalaciones de telemetría y telecontrol. Incluyen las instalaciones para alimentación de equipos de medida y control en instalaciones remotas.
- Instalaciones para aplicaciones industriales. Incluyen las instalaciones para alimentación de equipos industriales, no incluidos en los conceptos anteriores.
- Instalaciones recreativas. Incluyen las instalaciones para alimentación de pequeños equipos de uso recreativo.

1.3.4 CLASIFICACIÓN SEGÚN SU UTILIZACIÓN.

- Instalaciones de uso doméstico.
- Instalaciones de uso público.
- Instalaciones de uso industrial.
- Instalaciones de uso recreativo.

1.4 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA.

Las instalaciones de generación de energía eléctrica fotovoltaica presentan las siguientes ventajas:

- Sistemas modulares: lo que facilita su flexibilidad para adaptarse a diferentes tipos de aplicaciones, y su instalación es relativamente sencilla.
- Tienen una larga duración: la vida útil de una planta fotovoltaica, la define la vida útil de sus componentes, principalmente el generador o módulo fotovoltaico, que constituye más del 50% del valor de la instalación. Los módulos tienen una vida esperada de más de 40 años. Realmente no se tienen datos para saber con exactitud la vida real de un generador conectado a red porque no se tiene suficiente perspectiva, existen módulos de instalaciones aisladas de red que llevan funcionando más de 30 años sin problemas. En cuanto a las instalaciones conectadas a red, la instalación europea más antigua es la del Laboratorio de energía, Ecología y Economía (LEEE) de Lugano, Suiza, que empezó a funcionar hace veinte años. Los expertos de LEEE aseguran, que esta instalación, pionera en todos los aspectos, puede estar en funcionamiento, al menos, diez años más. La vida útil de los restantes elementos que componen la planta FV, inversores y medidores, así como los elementos auxiliares, cableado, canalizaciones, cajas de conexión, etc., es la vida útil típica de todo equipo electrónico y material eléctrico, la cual es compatible con la larga vida útil del generador FV, con el adecuado mantenimiento.
- No requieren apenas mantenimiento: el mantenimiento es escaso, y no solo es conveniente hacerlo en las horas nocturnas para tener una disponibilidad diurna máxima, sino que es necesario, para evitar que existan tensiones en los generadores.
- Ofrecen una elevada fiabilidad: las instalaciones fotovoltaicas son de una alta fiabilidad y disponibilidad operativa alta, del orden del 95%.
- No producen ningún tipo de contaminación ambiental: por lo que contribuyen a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) al utilizarse como alternativa a otros sistemas generadores de energía eléctrica más contaminantes.
- Tienen un funcionamiento silencioso.

Por otro lado, para conseguir su plena incorporación a los hábitos de la sociedad, como una solución complementaria a los sistemas tradicionales de suministro eléctrico, es necesario superar ciertas barreras:

- A nivel económico: se deberá fomentar la reducción de los costes de fabricación y precio final de la instalación a partir de las innovaciones que se introduzcan en el sector y a las economías de escala generadas como consecuencia del aumento de la demanda y de los volúmenes de producción. Del mismo modo, se deberán conseguir condiciones de financiación aceptables para abordar la inversión necesaria.
- Desde el punto de vista estético: se deberán integrar los elementos fotovoltaicos en los edificios desde su fase de diseño y también en los entornos tanto urbano como rural.

2. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED.

2.1 CONCEPTOS GENERALES.

Hace ya años que se realizaron las primeras experiencias en sistemas fotovoltaicos que suministraban la energía producida directamente a la red eléctrica convencional, evitándose así el uso de baterías de acumuladores, cuyo coste tiene gran repercusión en el precio final del conjunto. Una instalación conectada a la red eléctrica convencional está formada por el conjunto de módulos fotovoltaicos y un inversor capaz de convertir la corriente continua del grupo solar en corriente alterna, inyectándola en la misma frecuencia y fase que la existente en cada momento en la red de distribución.

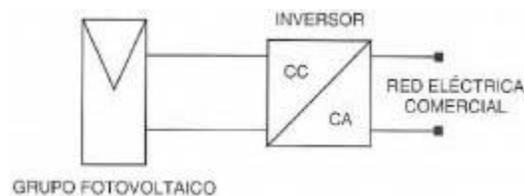


Figura 4. Esquema Instalación fotovoltaica conectada a Red.

Inicialmente, estos sistemas conectados a red se diseñaron y calcularon para el montaje de centrales fotovoltaicas. Después de observar que las centrales fotovoltaicas funcionaban correctamente, y en la medida que se avanzó en la electrónica de potencia que integra los inversores, no se tardó en pensar que estos sistemas podrían ser realizados a potencias menores, con el fin de ser empleados en pequeñas centrales domésticas adaptables a viviendas dotadas de acometida convencional de electricidad. Este tipo de instalaciones, desde un punto de vista de macro-escala, podrían, en un futuro, resolver en algunas zonas ciertos problemas existentes en la generación y distribución de energía eléctrica convencional.

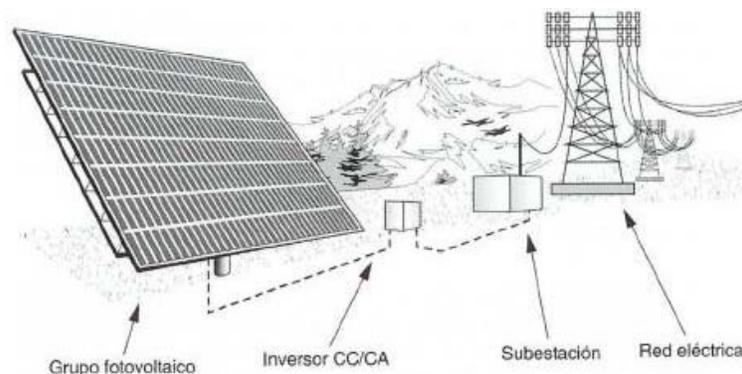


Figura 5. Elementos de una instalación fotovoltaica conectada a Red.

Al no ser las conexiones a red fotovoltaicas amortizables a corto plazo, los sistemas de incentivos ofrecidos por los gobiernos son variados, desde la subvención directa a fondo perdido hasta el pago de una prima por Kwh. producido, pasando por sistemas mixtos, financiación a bajo interés, desgravaciones fiscales, etc., definitiva, una serie de medidas dirigidas a potenciar el uso de sistemas conectados a red desde la perspectiva del ciudadano corriente. En el caso de Europa y a raíz de los acuerdos de la cumbre de Kyoto, los países miembros se comprometieron a que el 12% de la energía primaria fuera de origen renovable en 2010, que en el caso de la fotovoltaica significaría una cuota de aproximadamente 3000 MWp instalados a finales de dicho año. Parece lógico, desde el punto de vista técnico, que las conexiones a red distribuidas sean mucho más interesantes que las centrales: se evitan las pérdidas por transporte de la energía generada y, la energía de origen solar es producida allí donde es consumida.

2.2 DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA CONECTADO A RED.

2.2.1 CAMPO SOLAR.

El campo solar, generador de la energía que posteriormente será suministrada a la red de distribución eléctrica, debe ser diseñado meticulosamente. Son varios los factores a tener en cuenta a la hora de plantear un sistema de este tipo, a saber: su integración, tensión de trabajo, interconexión, protecciones y estructura soporte.

2.2.2 INTEGRACIÓN.

Cuando estas instalaciones estén ubicadas en viviendas, generalmente unifamiliares, en las ciudades y urbanizaciones, se debe tener muy en cuenta su integración dentro del conjunto. Generalmente, los módulos se instalan en la cubierta sur del edificio, aprovechando la propia inclinación de ésta, y se sitúan en espacios libres de sombras que puedan producir árboles o edificios colindantes. Aquí prima la energía máxima anual y no la máxima invernal, como ocurre en los otros casos. El ángulo de inclinación idóneo para una instalación de conexión a red es aquél tal que la producción de todo el año resulta ser la más alta, ya que se trata de suministrar el máximo de energía independientemente de la época del año.

Hoy en día, se trata de fabricar los propios módulos fotovoltaicos preparados para su uso en la construcción, como elementos para panelar cubiertas y fachadas y con una estética diseñada para este tipo de instalaciones. Estos diseños se ven favorecidos por el uso de módulos de capa delgada, que aun siendo de más bajo rendimiento, permiten unas mayores posibilidades estéticas, ya que pueden ser fabricados en distintos colores, incluso traslúcidos, para actuar como elementos de acristalamiento. También en los módulos cristalinos tradicionales se está experimentando con células coloreadas, y con la tecnología de Silicon Film, APEX, con la cual podrían hacerse módulos de una sola célula, con lo que evitaríamos las conexiones entre células en los módulos.

2.2.3 TENSION DE TRABAJO.

Estos sistemas suelen ser de un mínimo de 2 kW, ya que la instalación de potencias más pequeñas no resulta rentable, debido fundamentalmente a que el coste de un inversor más pequeño es prácticamente igual que el de otro algo más grande. También ocurre que la diferencia de precios entre inversores es mínima cuando se trabaja a 24 V o 48 V respecto a tensiones mayores, ya que lo que realmente cuesta caro en los puentes inversores es la intensidad que se debe manejar, y por esta razón, se suele trabajar a altas tensiones en corriente continua. Tensiones entre 120 V y 350 V son frecuentemente utilizadas en sistemas de conexión a red. Esto último hace que se dispongan no menos de 7 módulos, pudiendo llegar hasta 23 ó 24 unidades, cuya conexión eléctrica se realiza en serie, con lo que aumentamos la tensión y disminuimos la intensidad de salida del grupo fotovoltaico, lo que favorece además una menor pérdida en las líneas eléctricas de interconexión.

2.2.4 INTERCONEXIONES Y PROTECCIONES.

La tensión del campo fotovoltaico es elevada, por lo que hay que disponer varios módulos en serie conectados en paralelo con otros grupos similares, hasta alcanzar la potencia prevista en el dimensionado. El hecho de conectar un gran número de módulos en serie, añade un problema a la elección de éstos, como es el de la dispersión de la corriente pico. La elección de las células que componen un módulo y su clasificación para la futura potencia del mismo, es fundamental, ya que si una célula difiere mucho en producción de corriente de sus compañeras, la corriente generada por el conjunto será precisamente la de la más desfavorable. Igualmente pasará si, por ejemplo, conectamos ocho módulos en serie, pues en este caso bastará con que uno de ellos de 7 A para que, aunque el resto sea capaz de proporcionar 7.5 A, el resultado final sea de 7 A a la tensión correspondiente de los ocho en serie.

En resumen, el módulo que menos corriente produzca a una determinada radiación en una conexión en serie, es el que marcará la corriente final del grupo de módulos. La desviación máxima de los módulos que integran una conexión serie será como máximo de un $\pm 2\%$ de dispersión de su corriente pico, asegurando de esta forma una mínima pérdida por conexiones eléctricas en serie.

A continuación se presenta un esquema básico de conexión de los distintos elementos que componen el sistema fotovoltaico.

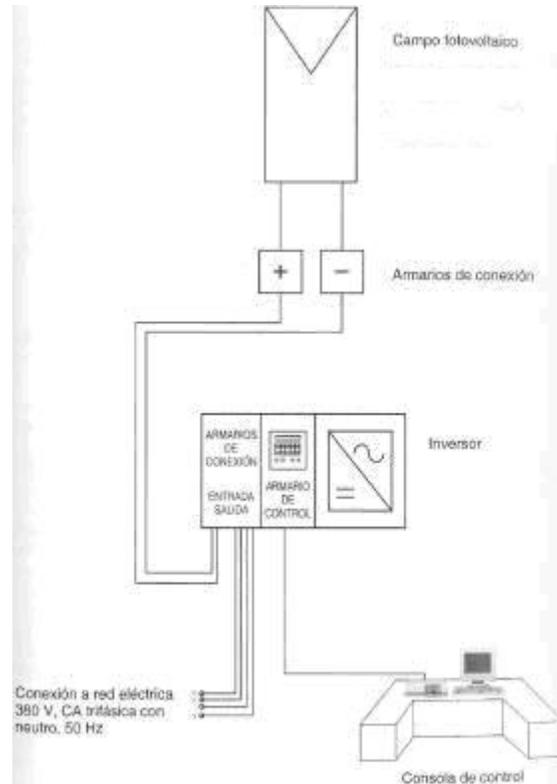


Figura 6. Esquema básico de conexión de los elementos de un sistema fotovoltaico.

Respecto a las protecciones, debemos tener en consideración las elevadas tensiones de trabajo en este tipo de instalaciones, que en algunos casos pueden llegar hasta 500 V en corriente continua. Es aconsejable que el campo fotovoltaico se proteja eléctricamente con interruptores que permitan el cortocircuito y el circuito abierto, para facilitar las conexiones y manipulaciones posteriores, así como elementos varistores o descargadores de sobretensiones que eviten la inducción de picos que puedan afectar a la electrónica interna del inversor. También es recomendable, si el número de módulos es elevado, distribuir por grupos la acometida de líneas, y facilitar la desconexión eléctrica de alguno de los grupos para su revisión futura, no descartando además la posibilidad de disponer de armarios separados para el polo positivo y el negativo, evitando el contacto humano accidental con tensiones elevadas.

2.2.5 ESTRUCTURAS DE SOPORTE.

Algunos aspectos comunes pueden ser: cálculo de acuerdo con el estudio de los vientos dominantes, peso del conjunto en caso de ser integrado en una cubierta, facilidad de reposición por avería de algún módulo, cuidado especial en los anclajes respecto a la posible filtración de agua en el caso de tejados, aislamiento del conjunto metálico y/o puesta a tierra de la masa metálica, etc.

3. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.

El esquema unifilar de un sistema fotovoltaico conectado a la red es el que sigue a continuación:

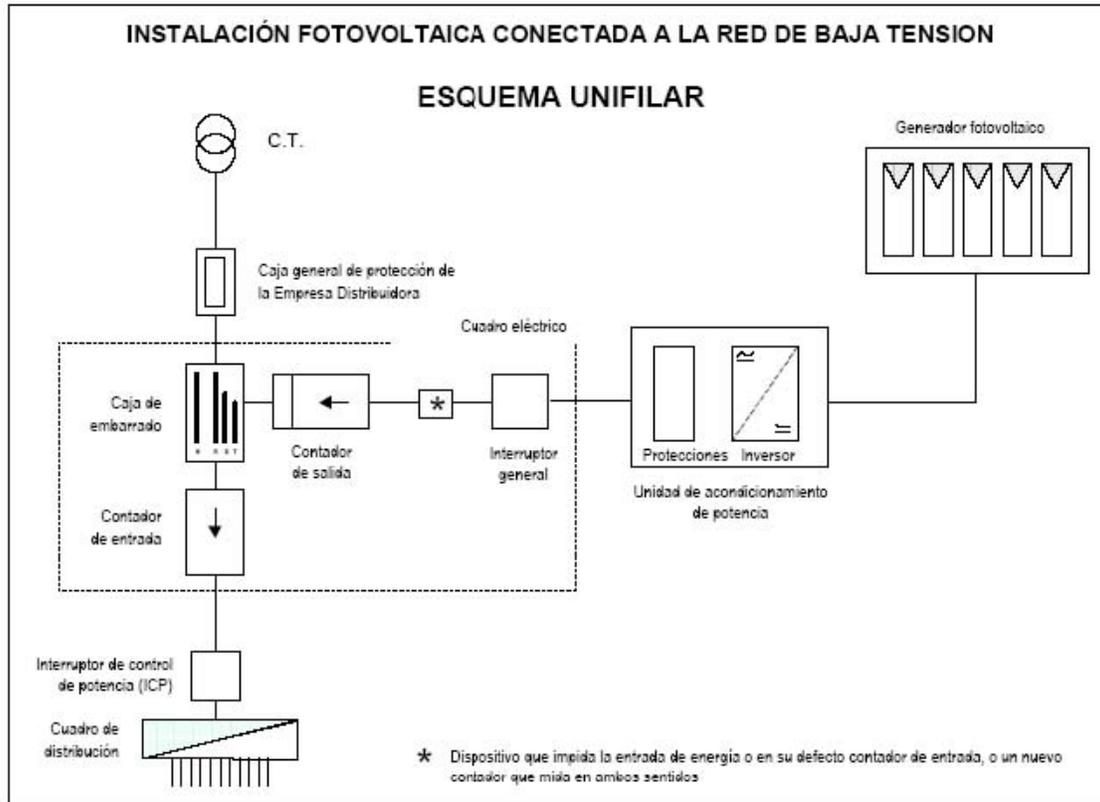


Figura 7. Esquema unifilar de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Los elementos que componen la instalación son:

- Generador fotovoltaico (paneles fotovoltaicos).
- Inversor.
- Contadores.
- Cuadro de protecciones.

3.1 CÉLULAS Y PANELES FOTOVOLTAICOS.

3.1.1 FUNCIONAMIENTO.

Las células fotoeléctricas son dispositivos basados en la acción de radiaciones luminosas sobre ciertos materiales, normalmente metales. El efecto de esas radiaciones puede ser de tres tipos:

- Efecto fotoemisor o fotoexterno: provoca un arranque de electrones con liberación de los mismos.
- Efecto fotoconductor o fotointerno: modifica la conductividad eléctrica del material.
- Efecto fotovoltaico: crea una fuerza electromotriz en el material.

Precisamente en este último apartado es donde se integran las células fotovoltaicas, que generan un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben.

Los materiales usados para las células fotovoltaicas son los semiconductores, ya que la energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar, sucediendo que al incidir ésta sobre el semiconductor (normalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el semiconductor. Al lugar dejado por la ausencia del electrón liberado se le llama hueco, y dispone de carga eléctrica positiva. Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo, produciendo entonces un movimiento de estos huecos. Al hecho de que los electrones ocupen los huecos de otros electrones se le denomina recombinación. Estos electrones libres y estos huecos creados en los puntos donde hay luz, tienden a difundirse hacia las zonas oscuras, con lo cual pierden su actividad. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo sentido, no producen corriente eléctrica, y antes o después se recombinan restableciendo el enlace roto. No obstante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creados se formara un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en dirección opuesta y, por consiguiente, dando lugar a una corriente eléctrica en el sentido del citado campo eléctrico.

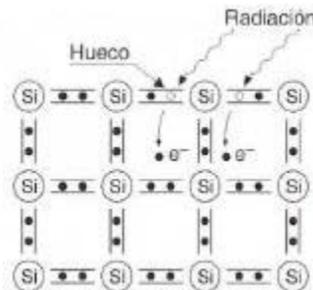


Figura 8. Creación de campo eléctrico en una célula fotovoltaica.

Existen varias formas de crear un campo eléctrico de este tipo en el interior del semiconductor, pero todas ellas están basadas en el concepto de potencial de contacto y la afinidad que diferentes sólidos tienen por los electrones. En las células solares convencionales este campo eléctrico se consigue mediante la unión de dos regiones de un cristal de silicio que han sido tratadas químicamente de modo diverso. Una de las dos regiones, la denominada n, ha sido dopada (impurificada) con fósforo. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de manera que la región dopada con fósforo muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio puro. La otra región, denominada p, ha sido dopada con boro. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y por ello el silicio dopado con boro tiene una afinidad por los electrones superior al silicio puro. De esta manera, la unión p-n así formada presenta una diferencia de potencial V_e que hace que los electrones tengan menos energía en la zona n que en la zona p. Consecuentemente, un campo eléctrico dirigido de la zona n hacia la p tiende a enviar los electrones hacia la zona n y los huecos hacia la zona p.

La constitución de una célula de silicio convencional parte de una barra cristalina de silicio dopado con boro, que se corta en discos de un espesor 0.3 mm. Una de sus caras se dopa fuertemente con fósforo, mediante difusión a alta temperatura en una atmósfera gaseosa rica en el mismo, de forma que este elemento penetre en el silicio más concentrado que el boro que éste contenía, hasta L profundidad aproximada de 0.3 micras. Encima de esta capa se deposita una rejilla metálica conductora, y en la parte posterior una capa continua. Ambas sirven para facilitar la toma de contactos eléctricos con las dos regiones. Cuando inciden fotones sobre la capa superior de la célula, algunos enlaces se rompen, generándose entonces pares electrón-hueco. Si esta generación se produce a una distancia de la unión menor que lo que se denomina longitud de difusión, antes o después estos portadores serán separados por el fuerte campo eléctrico que existe en la unión, moviéndose el electrón hacia la zona n y el hueco hacia la p y dando lugar, por consiguiente, a una corriente desde la zona n a la zona p.

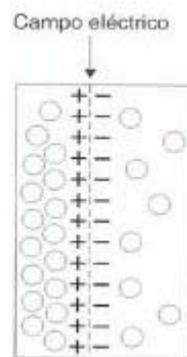


Figura 9. Campo eléctrico creado en una célula fotovoltaica.

Teniendo en cuenta lo anterior, para obtener un buen rendimiento en células solares, éstas deben estar constituidas por un material en el que la energía del enlace de sus electrones de valencia no sea ni muy baja, ya que se perdería buena parte de la energía del fotón, ni muy alta, pues entonces sólo los fotones más energéticos del espectro solar podrían romper los enlaces. El silicio, con 1.1 eV, es el material más usado. El arseniuro de galio, con 1.4 eV, tiene teóricamente mejores características pero es más caro. El sulfuro de cobre, con 1.2 eV, es un material prometedor.

3.1.2 RENDIMIENTO.

El rendimiento se define como el cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula fotovoltaica y la potencia luminosa que incide sobre su superficie. El rendimiento obtenido en laboratorio sobre células de silicio monocristalino es del 22% - 24%, pero una vez que se pasa a su fabricación masiva éste baja a un valor aproximado del 15%, lo que quiere decir que, de cada 100 vatios que recibimos del Sol, tan sólo 15 se aprovechan para nuestro uso.

El hecho de este rendimiento tan bajo se debe fundamentalmente a los siguientes factores:

- a) Energía insuficiente de los fotones incidentes.
- b) Pérdidas por recombinación.
- c) Pérdidas por reflexión.
- d) Pérdidas por los contactos eléctricos.
- e) Pérdidas por resistencia serie.

3.1.3 TIPOS.

- Células de arseniuro de galio. Rendimiento cercano al 27% - 28%, tecnología poco avanzada y costes elevados.
- Células de sulfuro de cadmio y sulfuro de azufre. Bajos rendimientos. Posible alternativa de bajo coste en el futuro.
- Células bifaciales. Células activas en sus dos caras. Rendimiento cercano al 30% pero muy caras y complejidad en la instalación.
- Células de silicio amorfo. Posee la ventaja de que su espesor llega a ser 50 veces más fino que el equivalente en células de silicio monocristalino. Eficiencia en torno al 9%, pudiendo aumentar en las versiones multicapas. Costes muy económicos.
- Células de silicio policristalino. Rendimiento de hasta el 14%. Posibilidad de producirlas directamente en forma cuadrada, por lo que no es necesario el posterior mecanizado.
- Células de silicio monocristalino. Son las más empleadas en la actualidad. No olvidemos que el silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno.

3.1.4 PARÁMETROS DE UNA CÉLULA SOLAR.

Intensidad de cortocircuito (I_{cc}): Es aquella que se produce a tensión cero.

Tensión de circuito abierto (V_{ca}): Representa la tensión máxima que puede dar una célula.

Potencia pico (W_p): Es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula.

Factor de forma (FF): Calidad de la célula. $FF = \frac{I_p V_p}{I_{cc} V_{cc}}$ (1)

Siendo:

I_p	Intensidad pico
V_p	Tensión de pico
I_{cc}	Intensidad de cortocircuito
V_{cc}	Tensión de cortocircuito

Rendimiento (η): Cociente entre la potencia pico y la potencia de radiación incidente.

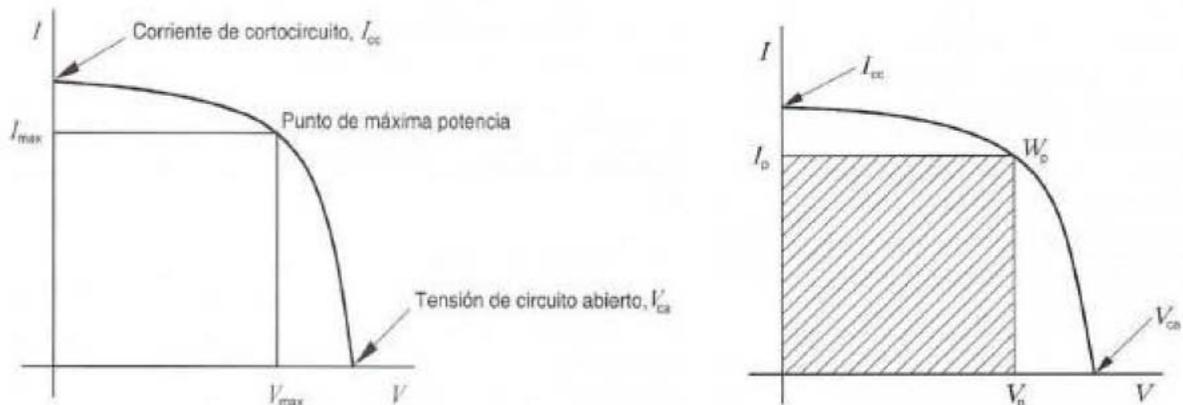


Figura 10. Curva I-V de una célula solar.

3.1.5. PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS CÉLULAS MONOCRISTALINAS.

Se distinguen dos pasos: Elaboración y purificación del silicio y la propia fabricación de la célula.

El silicio se obtiene principalmente de la sílice (óxido de silicio), de la que, por el método de reducción, se extrae el silicio llamado de grado metalúrgico, que dispone de una pureza del 98%, que al no ser suficiente ha de volver a purificarse hasta llegar a un grado de 99'9999%, obteniéndose el silicio de grado electrónico. Una vez obtenido el material adecuado por su pureza, comienza propiamente el proceso de fabricación, que consiste en introducir el silicio al 99'9999 % en un crisol junto con impurezas de boro, para formar una masa fundida, llevando el conjunto a una temperatura de 1400 °C aproximadamente.

Una vez que todo el material se encuentra en estado líquido, se dispone de una varilla cuyo extremo tiene un germen de silicio que, al ponerse en contacto con la masa, da comienzo al proceso de solidificación del material. Esta varilla tiene un movimiento rotativo y lentamente ascendente, de tal forma que va solidificando un tocho metálico de un diámetro que corresponde a la velocidad de ascenso y giro que se ha imprimido a la varilla. Ésta es la razón por la cual la mayoría de las células solares tienen forma circular. En el caso de querer hacerlas cuadradas, tendríamos que cortar los cuatro trozos laterales hasta dejar el cuadrado inscrito en dicho círculo.

Una vez que se dispone del tocho de silicio monocristalino, se trocea en finas obleas que posteriormente se convertirán en células solares. El corte se realiza mediante sierras extremadamente precisas, obteniendo obleas de un espesor orden de 0'3 milímetros. En esta etapa se llega a desperdiciar en polvo hasta un 40 % del material, que puede ser nuevamente reciclado aunque con evidentes pérdidas económicas para el producto final. La siguiente fase consiste en restablecer los efectos perniciosos que se han producido por el efecto del corte. Esto se realiza introduciendo las obleas en baños químicos que restauran la capa superficial dañada, preparándola para posteriores pasos.

A continuación se muestra un resumen de la evolución de la fabricación de las células solares:

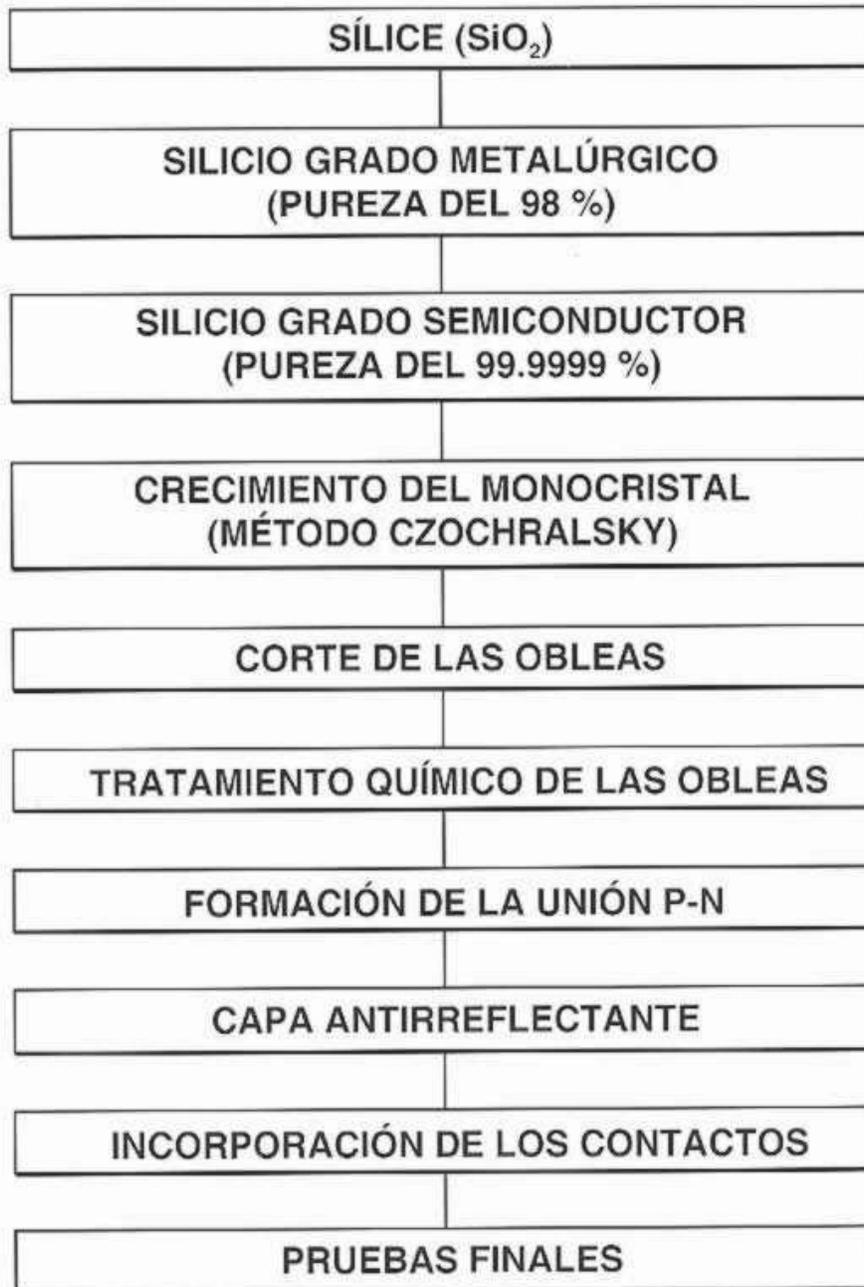


Figura 11. Proceso de fabricación de las células solares.

Los lingotes producidos por el método descrito anteriormente, denominado método Czochralsky, suelen tener una longitud de un metro, y diámetros comprendidos entre 20 mm y 200 mm. El tiempo invertido en la producción de uno de estos lingotes puede llegar a ser de 8 horas. Disponemos hasta ahora de una fina superficie de silicio dopado con una pequeña cantidad de boro. El siguiente proceso consiste en la propia creación de la célula, mejor dicho, de la unión p-n que formará la célula solar tal y como la podemos observar en la realidad. Para ello, se la introduce en hornos especiales a una temperatura entre 800 °C y 1000°C durante un tiempo prefijado, y en una atmósfera que se encuentra cargada de átomos de fósforo y que se va difundiendo sobre la cara de la oblea que se quiere dopar con material n. La profundidad que alcanza la penetración de fósforo está en función de la temperatura del horno y de la duración del proceso. De esta forma, disponemos de una unión p-n creada en el interior de la oblea, que será capaz de producir corriente eléctrica al incidir radiación.

Después de los procesos descritos anteriormente, la célula presenta una superficie que rechaza aproximadamente el 33 % de la radiación que pueda llegarle, dado su aspecto metálico. Por este motivo se procede a la aplicación de una capa antirreflectante que disminuya el valor rechazado a tan sólo un 10 % -12 %, aumentando de esta manera la eficiencia de la célula. Para poder hacer útil la energía que proporciona la célula solar una vez que se ilumina, se la debe proveer de contactos eléctricos capaces de recolectar los electrones que se liberan por acción de los fotones que contiene la luz. El diseño del dibujo sobre la superficie de la célula es muy importante, ya que cuantos más contactos se pongan, mayor cantidad de electrones serán capturados pero, en contrapartida, menor iluminación llegará a la superficie activa, debido a que estos contactos no son transparentes. Por tanto, se debe llegar a un compromiso entre las dos exigencias.

3.1.6 EL MÓDULO FOTOVOLTAICO.

Las células se agrupan en lo que se denomina módulo o panel fotovoltaico, que no es otra cosa que un conjunto de células conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles (tanto en tensión como en potencia) con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado. Normalmente, se habla de paneles de 6 V, 12 V, 24 V y 48 V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre los 2.5 W y los 260 W.

Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generaran más corriente que las vecinas. Precisamente por este motivo son de suma importancia las pruebas finales de las células, dentro de su proceso de fabricación.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que recubren a las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas. Podríamos hacer una división general diciendo que un módulo puede estar formado por:

- Cubierta exterior.
- Capa encapsulante anterior.
- Células fotovoltaicas.
- Capa encapsulante posterior.
- Protección posterior.
- Marco soporte.
- Contactos eléctricos de salida.

Una vez que se dispone de las células solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se interconexiónan en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil de trabajar con ella. Generalmente se dispone de un total de 30 a 36 células, número que variará en función del tipo y tensión de cada una.

Dispuesto el circuito eléctrico se depositan, por una parte, el cristal y una capa de encapsulante, y por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior. Este conjunto es introducido en un horno especial para su laminación, donde se realizará el vacío para hacer desaparecer toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior. Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empiece a fundirse (ya que su punto de fusión es más bajo que el del resto de los materiales), rodeando totalmente a células y contactos, a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente estanco. Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante goma butílica o silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor.

El proceso siguiente consiste en incorporar las bornas de conexión y realizar las pruebas finales del módulo, que permitirán clasificarlos por potencias para que, mediante algún código, puedan ser identificadas a la hora de su instalación y, al igual que las células, el conjunto de módulos presente características comunes que no permitan descompensaciones entre los grupos serie-paralelo.



Figura 12. Sección de un módulo fotovoltaico.

En cuanto a la vida útil de los módulos, la frontera de los 30 años es hoy en día una realidad.

3.2 INVERSOR CC/CA.

El inversor CC/CA tiene la misión de transformar la corriente continua del grupo fotovoltaico en corriente alterna perfectamente sincronizada con la red eléctrica convencional en frecuencia y fase. Este hecho hace que la primera condición para su diseño sea el seguimiento absoluto de los parámetros que varían constantemente en una red de distribución, así como su acoplamiento en la salida al tipo de red existente, ya sea trifásica, monofásica o bien de alta o baja tensión.

En general, para las etapas de potencia de los grandes inversores puede utilizarse la tecnología IGBT, quedando para los más pequeños (5 ó 6 kW) los transistores de última generación que pueden manejar elevadas corrientes. El diseño del "corazón" del inversor (circuitos de control) queda encomendado al uso exclusivo de microprocesadores, los cuales proporcionan un abanico de posibilidades infinito.

Las partes fundamentales que componen un inversor son las siguientes:

3.2.1 CONTROL PRINCIPAL.

Incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por anchura de pulsos (PWM). También se incluye una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.

3.2.2 ETAPA DE POTENCIA.

Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única, de la potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada, lo cual hace decrecer la fiabilidad, pero asegura el funcionamiento, aunque sea limitado, en caso de fallo de alguna de las etapas en paralelo.

Las últimas tecnologías apuestan por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores. No obstante, el empleo de la tecnología clásica en baja frecuencia sigue imperando en parte del mercado por sus buenos resultados, fiabilidad y bajo coste, siendo quizá su único inconveniente el mayor tamaño que presenta, aunque, sus medidas para uso en sistemas domésticos de 1 a 5 kW no suponen gran dificultad a la hora de su instalación en cualquier lugar de la vivienda fotovoltaica conectada a red. Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.

3.2.3 CONTROL DE RED.

Es la interfase entre la red y el control principal para el correcto funcionamiento del conjunto. Este circuito sincroniza perfectamente la forma de onda generada hasta este momento por el inversor (control principal + etapa de potencia) a la de la red eléctrica, ajustando la tensión, el sincronismo, el control de fase, etc.

3.2.4 SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA.

Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. Es decir, se encarga constantemente de mantener el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento.

3.2.5 PROTECCIONES.

Los inversores de conexión a red disponen de unas protecciones adecuadas al trabajo que deben de realizar. Aparte de la normativa genérica de protección contra daños a las personas y compatibilidad electromagnética, que deben de llevar todos los dispositivos eléctricos fabricados y/o comercializados en Europa según normativa de mercado CE, estos equipos suelen incorporar como mínimo las siguientes protecciones:

- Tensión de red fuera de márgenes.
- Frecuencia de red fuera de márgenes.
- Temperatura de trabajo elevada.
- Tensión baja del generador fotovoltaico.
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente.
- Fallo de la red eléctrica.
- Transformador de aislamiento (obligatorio).

3.2.6 MONITORIZACIÓN DE DATOS.

Los inversores más avanzados utilizan microprocesadores para su funcionamiento que facilitan una cantidad de datos importante, no sólo de los parámetros clásicos (tensión e intensidad de entrada y salida, Kwh. producidos y suministrados, frecuencia, etc.), sino de otros fundamentales en este caso, como pueden ser temperaturas internas de trabajo de los puentes inversores, radiación solar directa y global, temperatura ambiente, etc.

3.2.7 CONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA.

La normativa de conexión fotovoltaica con la red eléctrica cambia según países. No obstante, y de forma genérica, se deben instalar como mínimo un contador que mida la energía producida y que sirva de base para la facturación posterior, así como los elementos de protección básicos inherentes a una generación eléctrica.

Analicemos, la disposición de dichos elementos según el **R.D. 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.**

En pequeñas instalaciones donde la conexión a la red se realiza en baja tensión, tanto en monofásica como en trifásica, el esquema sería como el de la figura 13 para el caso de monofásica.

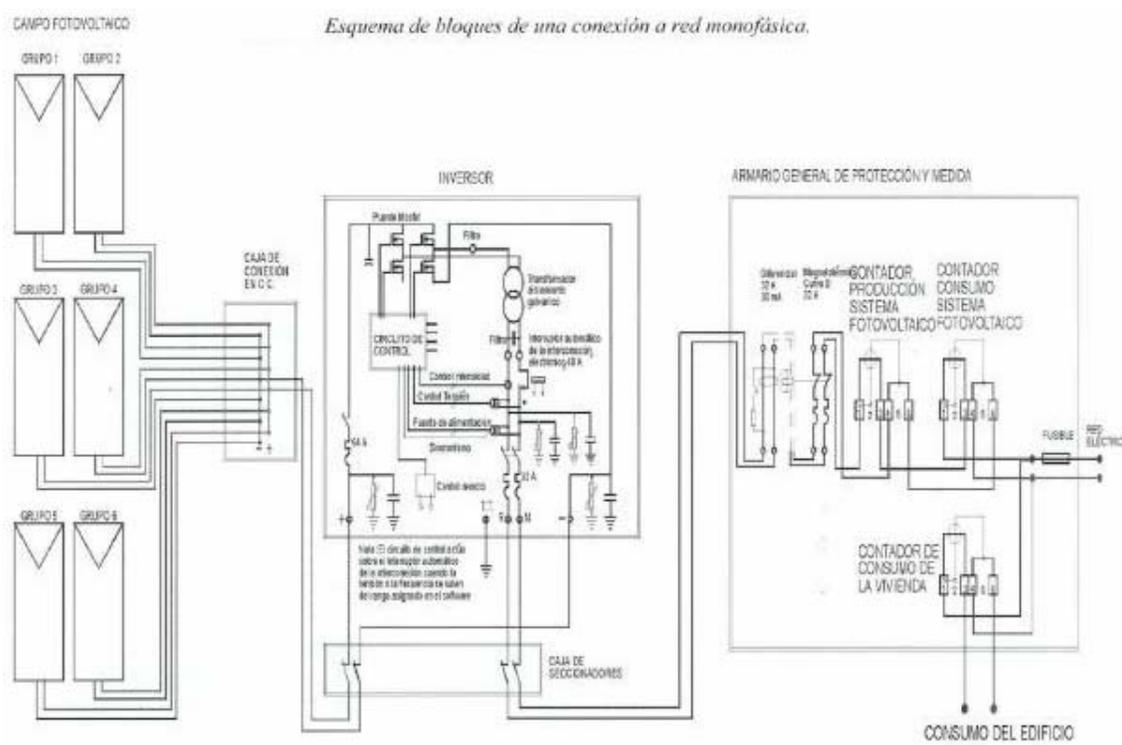


Figura 13. Esquema de bloques de una conexión a red monofásica.

En la figura anterior se observan tres bloques básicos:

1. El campo fotovoltaico, con una caja de conexión donde se reciben las líneas de los módulos y que es conveniente disponga de bornas seccionables o preparadas para cortocircuitar y evitar problemas a la hora de manipulaciones, además de servir para la detección de algún módulo averiado eléctricamente.
2. Inversor, con su bornero de entradas (+ y - del campo solar) y salidas (corriente alterna), así como la correspondiente toma de tierra, de uso imprescindible para estas instalaciones. La toma de tierra debe de ser única y general para la instalación y a ella irán a parar la toma de tierra de todos los equipos domésticos y fotovoltaicos.
3. Armario general de protección y medida, que deberá contener en serie y por este orden: un interruptor magnetotérmico, un interruptor diferencial, un contador de la energía producida por la instalación solar y otro que medirá el consumo del sistema fotovoltaico. Independiente de estos dos contadores se encuentra el utilizado para la medida del consumo eléctrico del usuario que se dispusiera antes de la conexión a red de los módulos solares fotovoltaicos, y que suele también encontrarse alojado en este armario. Todos estos elementos de medida y control se cierran con un fusible seccionador de protección, el cual une el circuito de consumo eléctrico convencional en paralelo con el circuito de generación, con la red de distribución de la Compañía.

Habitualmente las conexiones a red trifásicas, si son de pequeña potencia, suelen instalarse poniendo tres inversores monofásicos conectados uno a uno a cada fase. Esto supondría que el circuito eléctrico estaría formado por tres campos solares con sus tres inversores. Para sistemas más potentes se debería poner un inversor trifásico monolítico (fundamentalmente por razones de tamaño, conexión y complejidad de la instalación), y donde además actuarán conjuntamente sus protecciones.

En la figura 14 puede observarse el circuito eléctrico para un caso de conexión a red, mediante tres inversores monofásicos.

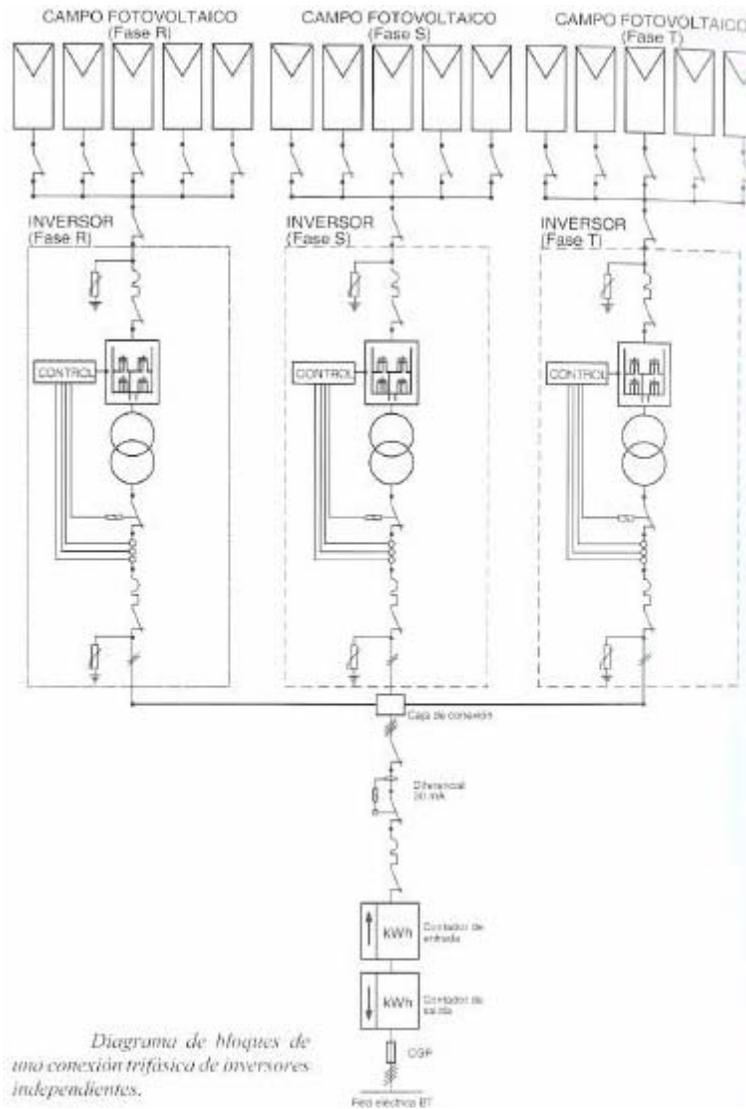


Figura 14. Esquema de bloques de una conexión trifásica de inversores independientes.

3.3 CONTADORES.

Se requieren dos contadores con finalidades distintas. Un contador principal contabiliza la energía producida y enviada a la red para que pueda ser facturada a la compañía a los precios estipulados. Por otro lado, un contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos para descontarlos del total de la energía producida.

3.4 ESTRUCTURAS SOPORTE PARA PANELES FOTOVOLTAICOS.

3.4.1 CONCEPTOS GENERALES.

La estructura soporte, asegura el anclaje del generador solar y proporciona la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, siendo los encargados de hacer a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos.

Supongamos que disponemos de una superficie de paneles de 1 m^2 , y en la zona donde están instalados pueden producirse vientos de 200 km/h . La fórmula que expresa la presión máxima del viento es:

$$P = \frac{F}{S} = 0,11 \cdot V^2$$
$$F = 0,11 \cdot V^2 \cdot S$$

Donde el significado de cada variable es:

F	es la fuerza del viento en kp
V	es la velocidad del aire en m/s
S	es la superficie receptora en m^2
P	es la presión del viento en kp/m^2

Si aplicamos los datos anteriores al caso propuesto (teniendo en cuenta que $200 \text{ km/h} = 55,5 \text{ m/s}$) obtendremos:

$$F = 0,11 \cdot (55,5)^2 \cdot 1 = 338,8 \text{kp}$$

Lo cual demuestra el efecto que puede hacer el viento sobre un grupo de módulos solares, y nos hace pensar en las graves consecuencias de un mal anclaje o un erróneo diseño de la estructura que soporta el conjunto.

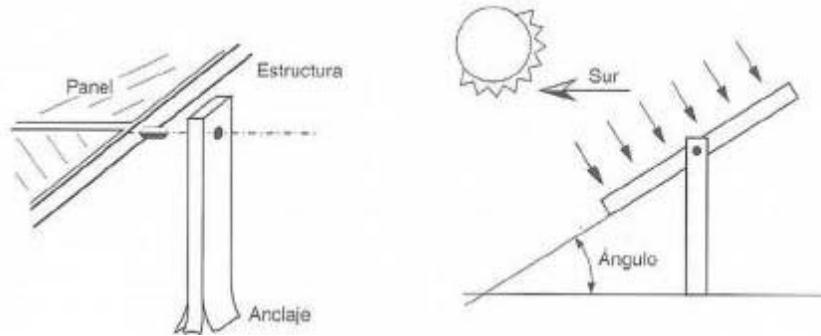


Figura 15. Esquema de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos.

También debemos tener cuidado con la nieve, lluvia, heladas, tipo de ambiente donde se encuentra la instalación, etc. Algunas de las acciones descritas (nieve, lluvia) afectan al emplazamiento y forma del soporte de sustentación, mientras que las heladas o determinados ambientes (por ejemplo, los cercanos a las costas) afectan más al tipo de materiales empleados para la construcción de las estructuras.

En cuanto a la orientación, ésta ha de ser siempre sur (si estamos en el hemisferio norte), pues es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el Sol a lo largo de todo el día. Tan sólo en circunstancias muy especiales podremos variar ligeramente la orientación hacia el poniente o el levante, como puede ser en el caso de existir un obstáculo natural (montaña, etc.) que durante un cierto período impida aprovechar la radiación directa del Sol. Entonces puede ser interesante orientar el panel solar unos grados hacia la derecha, si la sombra se produce a primeras horas de la mañana, para aprovechar al máximo el sol a su puesta, o bien, por el contrario, orientar el conjunto fotovoltaico hacia la izquierda si el obstáculo se encuentra al atardecer. Hemos de decir que esto no representa un incremento grande en cuanto a la potencia eléctrica generada, ya que la salida y la puesta de Sol son los momentos de radiación más débil. No obstante, puede notarse algo más en la estación estival, cuando el Sol tiene su mayor recorrido.

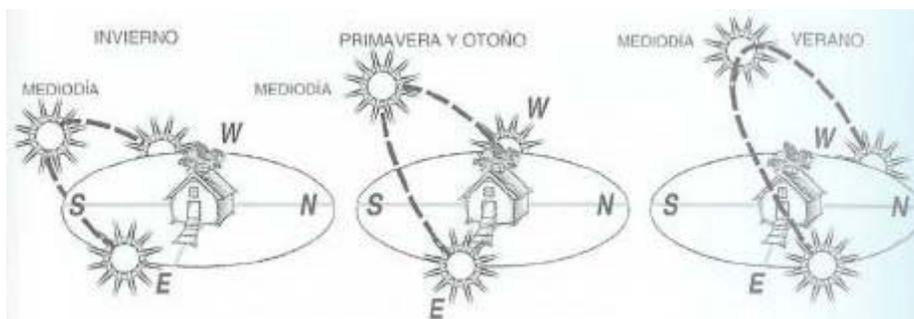


Figura 16. Recorrido de la radiación solar según estaciones.

En la figura 16 podemos observar el corto recorrido en invierno, a la vez que comprobamos que la trayectoria de la radiación es entonces más horizontal que en verano. Es ésta la causa por la que la inclinación de los paneles fotovoltaicos suele ser grande, de tal forma que aprovechemos lo más posible la escasa radiación invernal, haciendo incidir sus rayos normalmente. Como consecuencia, se produce una pérdida en verano que podría ser compensada, si así se diseña el soporte, variando la inclinación del conjunto a un ángulo de inferior valor, volviendo a hacer incidir los rayos solares en un ángulo lo más cercano a los 90° sobre la superficie del panel solar.

3.4.2 TIPOS DE ESTRUCTURA.

En la figura 17 se representan cuatro formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos, que comentaremos seguidamente.

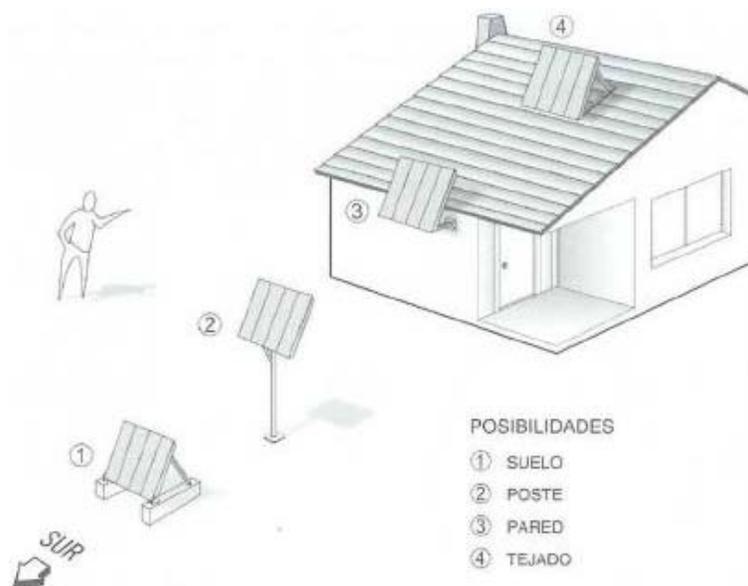


Figura 17. Tipos de estructura para módulos solares.

1. Es la forma clásica. Muy robusta. En esta disposición la acción del viento es menor, pues a mayor altura, mayor es la fuerza del viento. Gran facilidad para su instalación, tanto de la propia estructura soporte como de los paneles fotovoltaicos. Como inconvenientes su excesiva accesibilidad y la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales. A la mayoría de estas instalaciones se las suele proteger por medio de un cerramiento metálico. El montaje de este tipo de sustentación del conjunto solar no es demasiado apropiado para aplicaciones en montaña, donde pueda producirse la presencia de nieve, que podría llegar a dejar inmersos en ella a los paneles.

2. Usado principalmente en instalaciones donde ya se disponga de un mástil. Las instalaciones recomendadas no deben ser muy grandes, contando con poco más de un metro cuadrado de superficie de módulos, ya que si ésta es mayor, nos obligaría a sobredimensionar e incluso arristrar el mástil, siendo posible entonces que otro sistema pudiera ser más económico y de más fácil montaje. Es muy utilizado en las instalaciones de repetidores, donde ya se dispone de una antena que puede hacer las veces de mástil.

3. Consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del recinto. Seguridad debido a la altura, estructura liviana. Puede este sistema adaptarse mediante tacos de expansión o bien realizando una pequeña obra donde se inserte la estructura. La acción del viento queda drásticamente disminuida. El inconveniente es que una de las fachadas dé al Sur. Cualquier variación presentará problemas accesorios.

4. La instalación en la cubierta de un edificio es uno de los métodos más usados a la hora de realizar el montaje de un equipo solar, ya que normalmente siempre podremos disponer del lugar adecuado para garantizar la perfecta orientación, además de suficiente espacio. Lo comentado para el caso de la instalación sobre el suelo, respecto a los problemas con la nieve, debe ser tenido también en cuenta en este caso.

[Referencias Consultadas para clasificación de tipos de estructura <http://www.erasolar.es/>]

3.4.3 SEGUIDOR SOLAR DE 2 EJES.

El Seguidor Solar de 2 ejes es un equipo electromecánico que en su parte superior lleva fijados los módulos fotovoltaicos y que consigue que la insolación sobre los mismos sea máxima; toda esta estructura se mueve de Este a Oeste sobre un eje que puede girar 240° (seguimiento azimutal) y un segundo eje con movimiento de inclinación desde los 60° hasta la posición horizontal.

Producción

El sistema de seguimiento a dos ejes se realiza mediante programación astronómica, el autómatas incorporado controla el accionamiento de los moto reductores haciendo que siga la trayectoria del sol desde el amanecer hasta que anochece, y así consigue orientación e inclinación óptima respecto al sol durante todo el día, aprovechando al máximo la totalidad de la radiación solar diaria que reciben los paneles. De esta manera, se ofrecen unos incrementos en el rendimiento de las instalaciones, respecto a las instalaciones sobre estructuras fijas superior al 35%, pudiendo alcanzar hasta el 45%. Este incremento de la producción hace que se maximice la rentabilidad de la inversión, debido a la obtención de producciones más altas, y reduce la inversión en paneles solares, elemento más delicado y costoso de la instalación.

Estructura

El seguidor solar está formado por dos subestructuras de perfilaría metálica de acero galvanizado en caliente por inmersión, que dotan a la estructura de una robusta resistencia. El cuerpo central del seguidor está formado por una estructura en V sobre la que se levanta el bastidor sobre el cual se colocan los módulos fotovoltaicos. Este bastidor permite el anclaje y fijación de diversos tipos de paneles gracias a los perfiles que incorpora, que flexibilizan la configuración de la parrilla fotovoltaica. El seguidor permite a los clientes la colocación de una superficie de módulos fotovoltaicos de hasta 86 m². Las configuraciones que se pueden alcanzar van desde los 7,5 hasta los 12 kWp.

Este sistema de apoyo en V ofrece una mayor estabilidad y resistencia que los sistemas convencionales basado en apoyos monoposte, ante el peso de la estructura. El diseño robusto y la fabricación con materiales altamente resistentes le confieren una alta durabilidad y garantizan un funcionamiento óptimo aun en condiciones ambientales adversas.



Figura 18. Estructura en V para módulos solares

Esta estructura se asienta sobre una cimentación o zapata de hormigón armado con mallazo de varilla corrugada. Queda fijada a la zapata mediante tuercas y contratuercas sobre pernos de anclaje de acero. La cimentación, de sección circular, no precisa de excavación y requiere únicamente la limpieza del terreno base, por lo que se reducen las labores necesarias por movimiento de tierras y obra civil necesaria, con la consiguiente reducción de costes de construcción de la planta. Las dimensiones de la cimentación frente a la totalidad de la superficie de paneles a instalar, hace que el impacto ambiental sobre la flora de la zona sea mínimo. En cada seguidor van montados dos amortiguadores en el plano inclinado de giro, evita las oscilaciones producidas por rachas de viento a la vez de ser un componente de seguridad en caso de fallo del actuador mecánico.

3.4.4 EFECTOS DE LOS AGENTES ATMOSFÉRICOS.

Los módulos solares, sus conexiones y estructuras soporte, se encuentran completamente a la intemperie, y esto requiere una cuidadosa selección de los materiales, tanto más cuanto más duras sean las condiciones atmosféricas que se presenten. La primera regla para dimensionar y definir todos y cada uno de los elementos que formarán el conjunto fotovoltaico es obtener la mayor cantidad de datos de la zona en cuestión: vientos (frecuencia e intensidad), temperaturas (máximas como mínimas), pluviometría, presencia de nieve en determinadas épocas del año, tipo de ambiente (si es o no corrosivo), nieblas, etc.

Los factores mencionados nos serán también muy útiles para el cálculo de los módulos fotovoltaicos.

Si los vientos son fuertes la estructura soporte de los módulos debe estar prevista para poder dejar un hueco entre módulo y módulo, con el fin de que el aire pueda circular entre ellos, ejerciendo menos presión que si los paneles fotovoltaicos quedan pegados unos a otros. Esta distancia puede estar alrededor de los dos centímetros.

Como ya se ha mencionado anteriormente, debemos tener muy en cuenta la posibilidad de que, si existen precipitaciones en forma de nieve, éstas pueden llegar a tapar los módulos solares; para evitarlo elevaremos la base de la estructura lo suficiente como para permitir que la nieve se amontone sin perjudicar a la superficie captadora. Es aconsejable, en todos los casos, la inserción de tirantes entre las patas de la estructura para obtener una mayor resistencia mecánica del soporte. Hay que prestar especial atención a los ambientes marinos, esto es debido al alto poder corrosivo que poseen. Si la estructura está en contacto con el agua del mar (boyas de señalización, plataformas, etc.), el problema se agudiza, debiendo utilizarse en este caso el acero inoxidable o acero con doble galvanizado en caliente, para dotarle de un grosor mucho más elevado del que habitualmente se aporta para instalaciones en ambientes más benignos.

La lluvia sobre los componentes metálicos no representa en sí misma nada más que la posibilidad de un aumento de la velocidad de oxidación. Ahora bien, como se ha mencionado anteriormente, la instalación consta además de otros componentes como son las uniones eléctricas, cables de conexión, etc. Estos elementos deben ser estancos, con el fin de evitar posibles cortocircuitos producidos por el agua de lluvia. Es aconsejable que los módulos solares dispongan de una caja de conexiones estanca, o bien, si los terminales están desnudos, que queden protegidos después de realizar la conexión, mediante un capuchón de goma. Todos los conductores eléctricos deben estar suficientemente aislados, e incluso se podría recomendar el utilizar en las partes exteriores cables de manguera de doble capa bajo un tubo plástico resistente.

Debemos pensar que las instalaciones solares fotovoltaicas no siempre son definitivas e inamovibles. Por esta razón se debe prestar suma atención a las partes de amarre (tanto de paneles - estructura como de estructura - base de soporte), ya que en un determinado momento puede ser necesaria la sustitución de un módulo o la ampliación en tamaño del soporte fotovoltaico, por haber crecido la demanda de potencia. Por este motivo se han de usar buenos materiales en tornillería.

Por último, no debemos olvidar nunca el uso de silicona en todas aquellas uniones o puntos débiles frente al agua y la humedad, sellando de esta forma conexiones eléctricas, cajas, juntas, etc.

4. ELECCIÓN DE COMPONENTES.

En la actualidad en el mercado se puede encontrar una gran variedad de fabricantes y marcas de componentes fotovoltaicos, tanto nacionales como los procedentes del emergente mercado chino. Esta variedad hace que se puedan dar infinitas configuraciones para un mismo tipo de instalación. Por otra parte, debido a la gran demanda que se está produciendo la mayoría de las veces la elección de los componentes depende en gran medida del stock que tienen las marcas de determinados productos, para evitar así, tiempos de demora impredecibles que pueden causar más pérdidas económicas, que el hecho de la elección del componente *perfecto*.

4.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO.

Como módulo solar se ha recurrido al modelo **STP260S-24/Vb** de silicio monocristalino que nos propone la marca SUNTECH. [www.suntech-power.com]

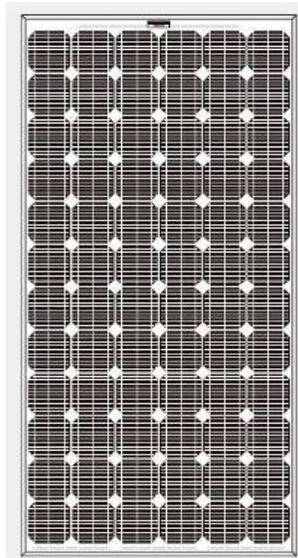


Figura 19. Módulo solar STP260S-24/Vb

4.1.1 INFORMACIÓN TÉCNICA DEL PRODUCTO.

- Diseñados según norma **IEC61215:1993** y fabricado con materiales probados para asegurar el servicio durante toda su vida útil.
- Disponen de diodos de by-pass para evitar el efecto “hot spot” (punto caliente).
- Las células están encapsuladas entre vidrio templado de alta transmisión y bajo contenido de hierro, una lámina de material TPT y dos láminas de EVA (acetato de etil vinilo) para prevenir el ingreso de humedad dentro del módulo. La caja de empalmes impermeable proporciona flexibilidad de conexionado.
- Células de alta eficiencia de conversión.
- Atrapa la luz a través de su avanzada estructura de célula en tecnología monocristalina.
- Capa antirreflectante aplicada a la superficie frontal dando una apariencia oscura y uniforme.
- Energía de salida superior en bajas condiciones de radiación a través de una alta resistencia Shunt.
- Mayor potencia en horas pico.
- Diodos Bypass para evitar efecto de sombras.
- Las células están cubiertas con una capa de TPT y EVA.
- Vidrio templado con bajo contenido en hierro y alta transmisividad.
- Apariencia estética única de las células.
- Atractiva estructura probada de aluminio anodizado con acceso conveniente para el montaje, para soportar alta presión del viento y cargas de nieve.
- La parte trasera del marco esta equipado con agujeros de drenaje. Con esto se elimina el riesgo de que el agua de lluvia o nieve pueda acumularse en el marco.
- Pre-cableado con sistema de conexión rápida.

4.1.2 MEDIDAS.

Se presenta el detalle de las medidas del módulo.

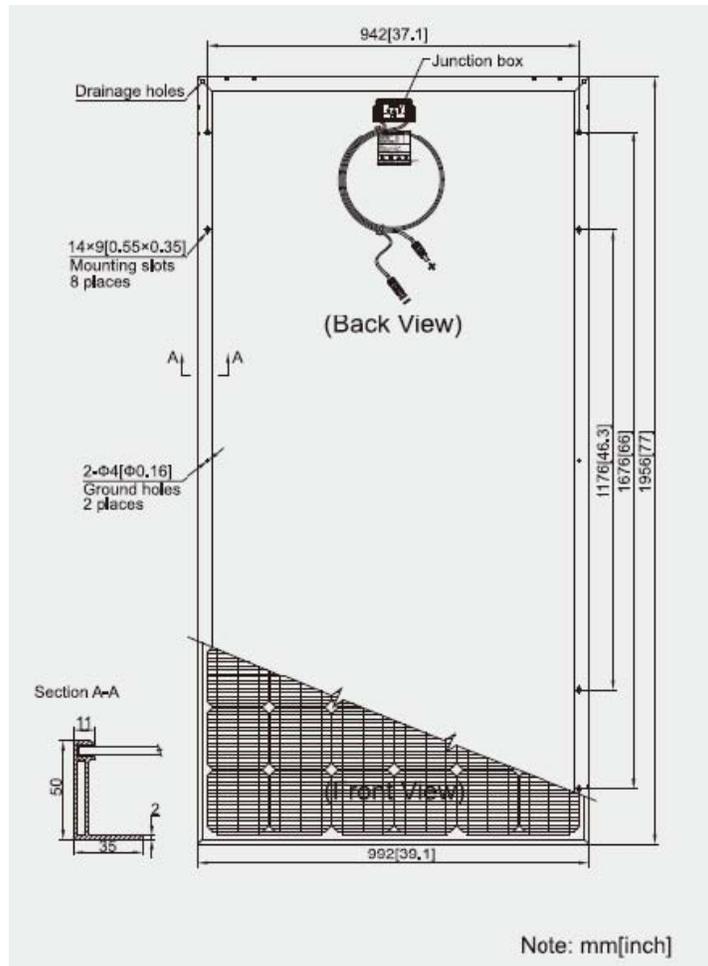


Figura 20. Medidas del módulo solar STP260S-24/Vb

4.1.3 CARACTERÍSTICAS.

A continuación se detallan las características que definen este módulo y que serán necesarias para el dimensionamiento de la instalación.

MODULO FOTOVOLTAICO	STP260S-24/Vb
Características eléctricas	
Voltaje en circuito abierto (U_{oc})	44.3 V
Voltaje óptimo de funcionamiento (V_{mp})	35 V
Corriente en cortocircuito (I_{sc})	8.04 A
Corriente óptimo de funcionamiento (I_{mp})	7.43 A
Potencia máxima (P_{max})	260Wp
Temperatura de funcionamiento (T^a)	-40 °C a +85 °C
Voltaje máximo del sistema (U_{max})	1000 V DC
Especificaciones	
Célula: tipo /medida [mm]	Silicio monocristalino / 156×156
Nº de células y conexiones	72 (6×12)
Dimensión del módulo [mm]	1956×992×50
Peso [Kg]	27
Coefficientes de temperatura	
Temperatura normal de operación de la célula (NOCT)	48°C ± 2°C
Coefficiente de temperatura de corriente en cortocircuito	(0.055±0.01) %/K
Coefficiente de temperatura de voltaje en circuito abierto	-(155±10) mV/K
Coefficiente de temperatura de funcionamiento	-(0.48±0.05) %/K
Tolerancia de funcionamiento	±3%
Salida	
Cable	LAPP(4.0mm ²)
Longitudes asimétricas	1200mm(-) and 800mm(+)
Conexión	MC Plug Type IV

Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico STP260S-24/Vb.

4.1.4 CURVA DE RENDIMIENTO.

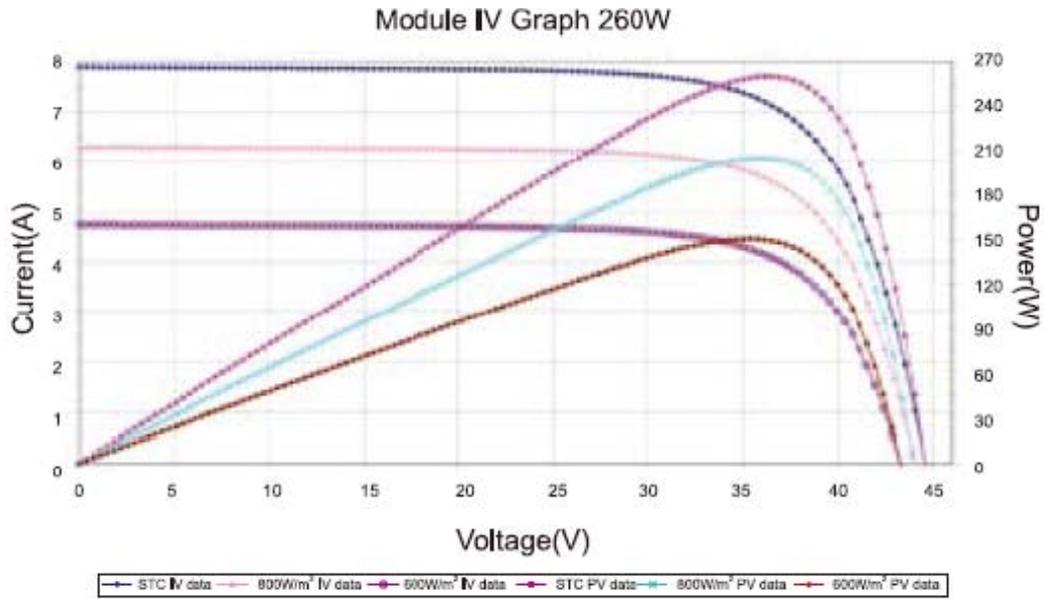


Figura 21. Curva de Rendimiento del módulo solar STP260S-24/Vb

4.2 INVERSOR CC/CA.

Como inversor se ha recurrido al modelo **SC-100** trifásico que nos propone la marca SOLARMAX. [<http://www.solarmax.com>]

4.2.1 INFORMACIÓN TÉCNICA DEL PRODUCTO.



Figura 22. Inversor SC-100 trifásico.

- Compacto inversor senoidal PWM.
- Máxima eficiencia.
- Eficiencia MPP mayor al 99%.
- Procesador de señales digitales (DSP).
- Atractiva relación precio/rendimiento.
- Bajo peso y poca necesidad de espacio.
- Idóneo para ubicación sin calefacción.
- Opción de extensión de garantía hasta de 20 años.
- Interfaz para MaxCommBasic integrado.
- Opción MaxControl para alarma automática, supervisión del inversor y evaluación de datos de rendimiento.
- SolarMax ha sido certificado por TÜV Rheinland.

4.2.2 LA INSTALACIÓN.

Han de observarse los siguientes puntos para su instalación:

- Durante el transporte y el almacenamiento temporal deben conservarse las condiciones ambiente adecuadas (temperatura y humedad relativa del aire).
- Es conveniente instalar el inversor en un recinto cerrado para mantenerlo protegido contra un acceso no autorizado.
- La temperatura ambiente ideal debe ser de entre 0 y 35 °C.
- Para asegurar una ventilación suficiente, la parte superior del dispositivo debe mantenerse libre, es decir, no deben colocarse objetos sobre el aparato.
- Si el recinto es pequeño, se debe instalar un sistema de ventilación adicional de 2.400 m³/h para el SolarMax 100C. La ventilación adicional puede ser de regulación por temperatura ambiente. Este sistema de ventilación debe activarse si la temperatura del aire en el recinto supera los 30 °C.
- Para prevenir el ensuciamiento innecesario de los disipadores de calor y de los ventiladores, es conveniente operar el inversor en recintos con poca producción de polvo. Los recintos con alta producción de polvo (por ej. talleres de carpintería o metalurgia) no son adecuados.
- No se recomienda la instalación en recintos habitables.
- Para no dificultar la operación, los dispositivos no se deben colocar en lugares elevados, rellanos, consolas, etc.

4.2.3 DIMENSIONES DE CAJA.

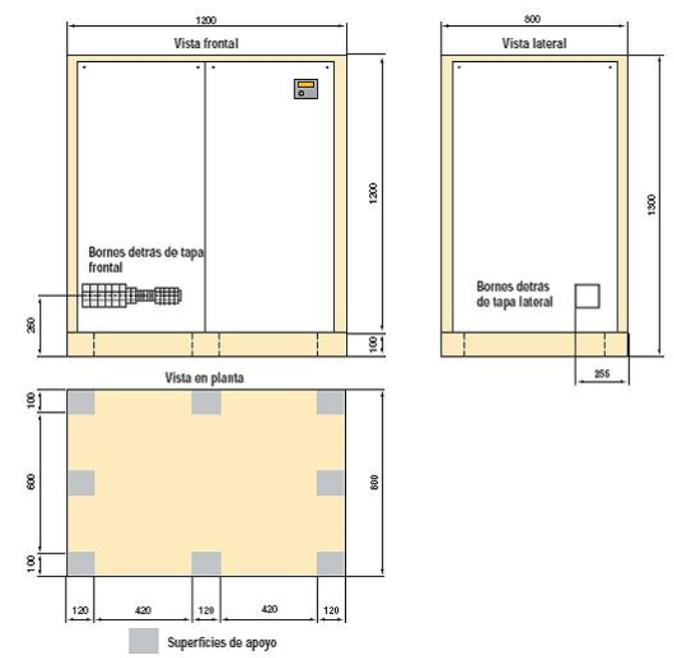


Figura 23. Dimensiones de caja del inversor.

4.2.4 BORNES DEL INVERSOR.

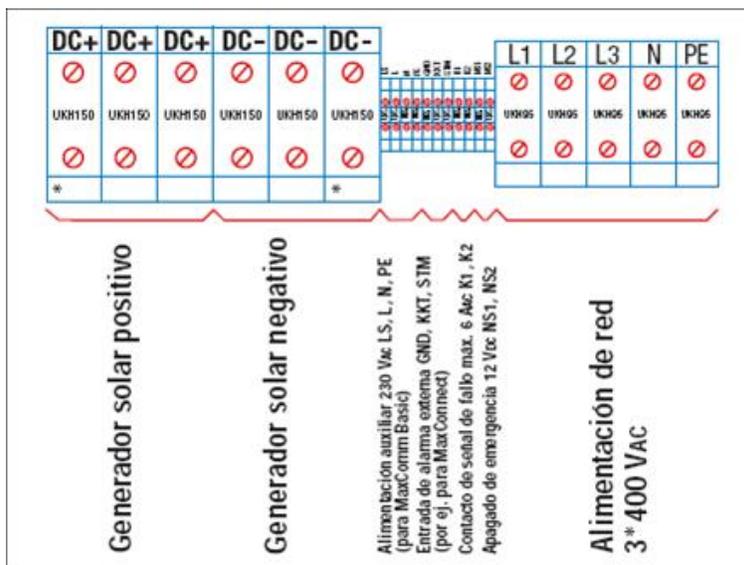


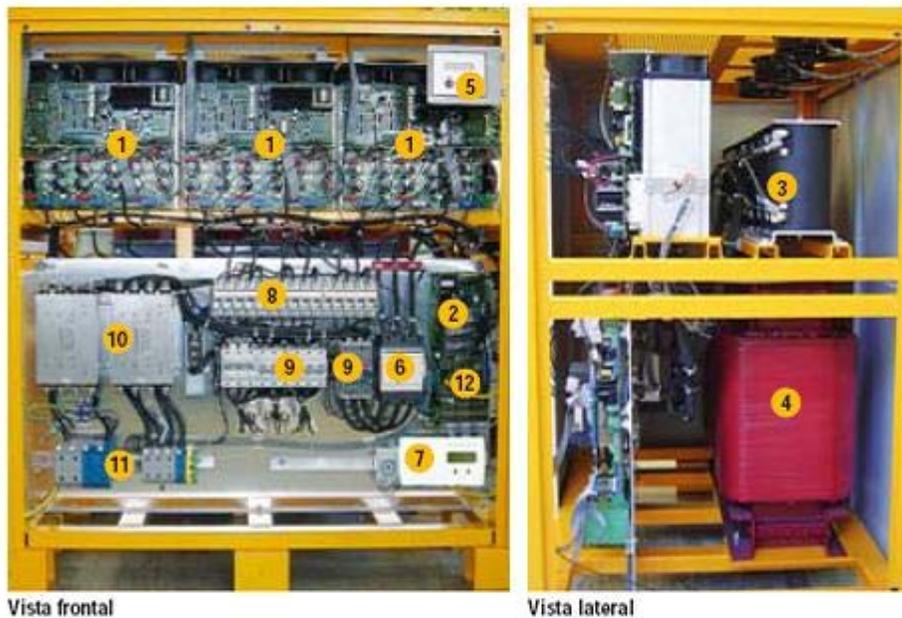
Figura 24. Esquema de bornes de conexión del inversor.

4.2.5 PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN MANUAL.

PARÁMETRO	AJUSTE DE FÁBRICA	MARGEN CONFIGURABLE
Mín./máx. tensión de red	196...253 V	196...264 V
Mín./máx. tensión de red	49...51 Hz	45...52 Hz
Máx. variación de frecuencia	1 Hz	0.5...5 Hz
Control de asimetría tierra CC	100 V	100 V, 150 V, inactivo
Retardo de arranque tras apagado	180 seg.	10...600 seg.
Máx. P_{ac}	110 kW	55...110 kW
Máx. I_{ac}	153 A	76.5...153 A

Tabla 2. Parámetros de configuración del inversor.

4.2.6 ESTRUCTURA DEL INVERSOR.



Leyenda:

No.	Designación	Descripción
1	LT1,LT2,LT3	2 ó 3 unidades de potencia
2	TMS320	Placa de circuito impreso de unidad de mando, montada en MU320
3		Inductancias
4		Transformador 50 Hz
5	LCD	Pantalla LCD con tecla Display-Select e interruptor principal
6	K1	Contactador de la red de alimentación
7		Opción: MaxComm (incl. interruptor horario, alimentación, módem)
8	Q1,Q2,Q3	Interruptor de potencia de CC para LT1, LT2, LT3 con bobina de disparo
9	Q4,Q5,Q6,Q7	Interruptor de potencia de CA para LT1, LT2, LT3 y salida
10	N1,N2	Filtro EMC, corriente continua y alterna
11	DC / AC	Bornes generador solar CC/red CA 3*400 V _{ac}
12		Interfaz RS232 / RS485

Figura 25. Vista interior del armario del inversor.

4.2.7 ESQUEMA DE CIRCUITO.

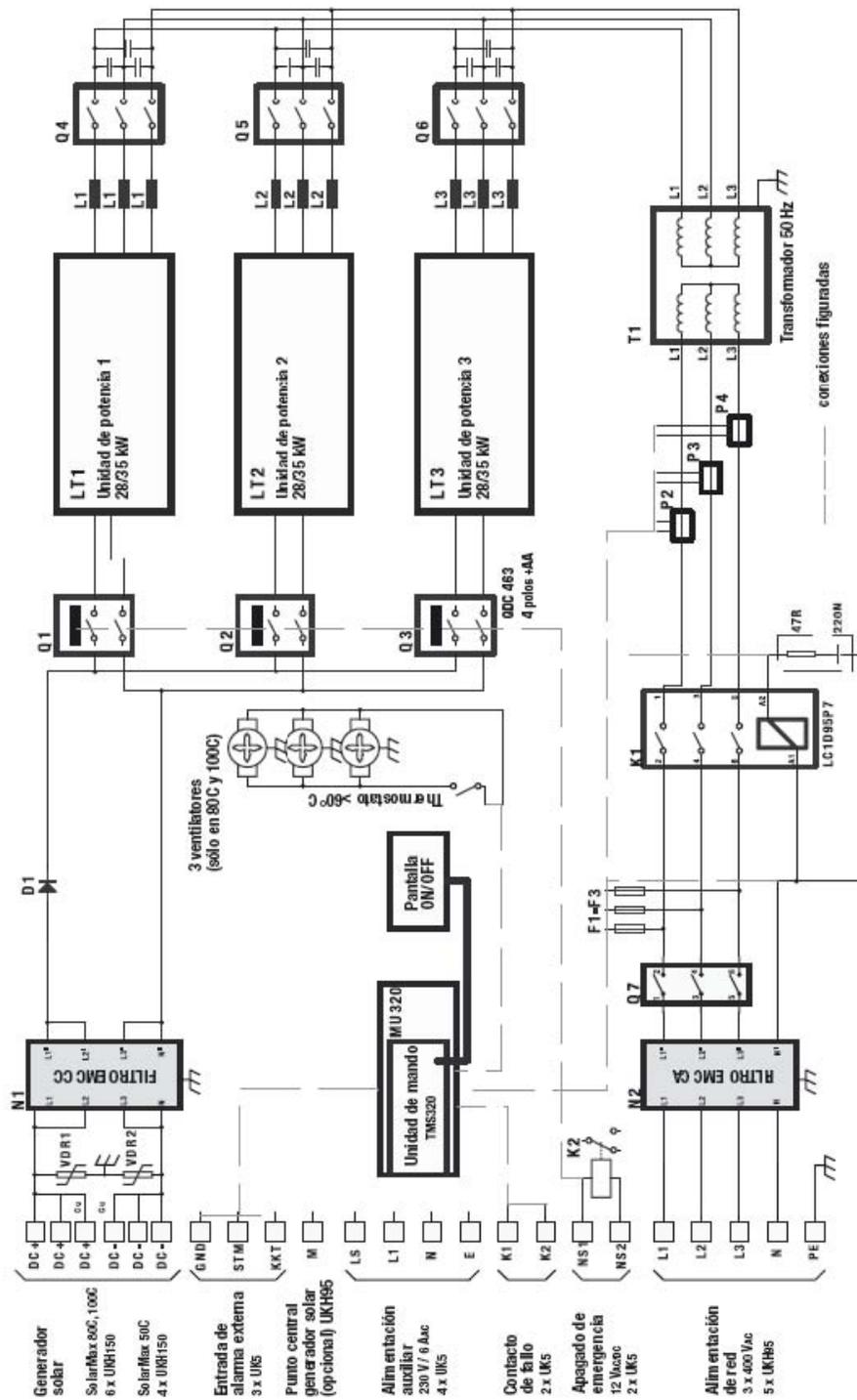


Figura 26. Esquema del circuito de conexión del inversor.

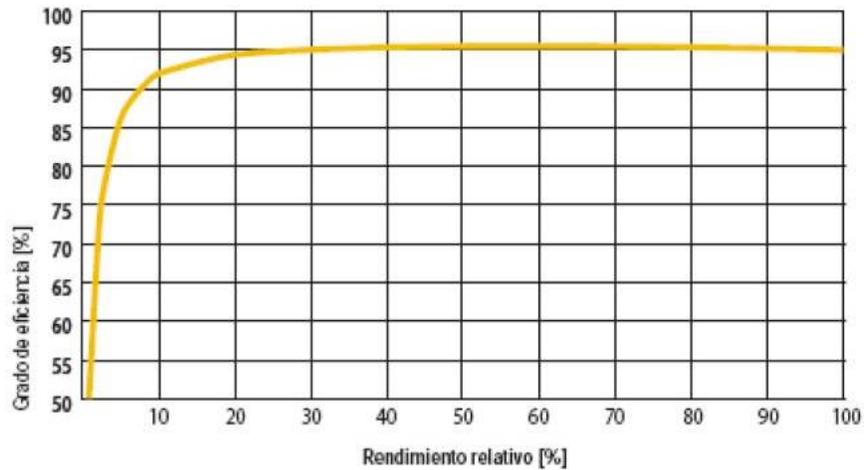
4.2.8 DATOS TÉCNICOS.

SOLARMAX		100C
Lado de entrada (DC)		
Potencia DC* máxima		130 kW
Rango de tensiones MPP		430...800 VDC
Tensión de entrada máxima		900 VDC
Generador solar, rango de tensiones STC		540...635 VDC
(Ayuda para la determinación de la conexión modular de las cédulas de señal polo y mono)		
Corriente de entrada		0...225 ADC
Separación de corrientes		<4 % peak-peak
Lado de salida (AC)		
Potencia nominal		100 kW
Potencia máxima		100 kW
Tensión		3 x 400 +10 % / -15 % VAC
Corriente de salida		0...153 AAC
Factor de potencia (PF)		>0.98
Frecuencia		50 +/- 1 Hz
Factor de vibración		<3 %
Datos de sistema		
Consumo nocturno		2...7W
Rendimiento máximo		96 %
Rendimiento europeo		94.8 %
Temperatura ambiente		-20 °C...40°C
Tipo de protección		IP20
Forma de conexión		PWM (IGBT) con transformador
Humedad relativa del aire (CE EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 50178)		0...98 %, no hay condensación
Símbolo de verificación		“Typ Bauart geprüft” TÜV Rheinland
Indicación		Display LC de 2 líneas con iluminación de fondo
Comunicación de datos		Interfaz RS232 / RS485 integrada
Dimensiones (anch x pro x alt)		120 x 80 x 130 cm
Peso		935 kg

Tabla 3. Datos técnicos del inversor.

4.2.9 CURVA DE EFICIENCIA.

A continuación se presenta la curva característica de eficiencia:



P _{relativa} [%]	$\eta_{(450VDC)}$ [%]
5 %	87.0
10 %	92.0
20 %	94.5
30 %	95.2
50 %	95.6
100 %	94.8
Eficiencia europea	94.8

Leyenda:

P_{relativa} Relación entre potencia de salida y potencia nominal [%]
 $\eta_{(VOC)}$ Eficiencia con una correspondiente tensión de entrada [%]

Figura 27. Curva característica de eficiencia.

4.3 ESTRUCTURA SOLAR.

Como estructura, se ha elegido el modelo SOLAR FAMULUS II de la marca CONERGY.



Figura 28. Estructura Conergy Solar Famulus II.

Características:

- **Ángulo de montaje óptimo:** Ofrece la posibilidad de ajustar el ángulo de inclinación. El ajuste estándar es 30° y ofrece un rango óptimo de funcionamiento entre 15° y 35° .
- **Montaje rápido:** Todos los componentes han sido preconfeccionados conforme al tipo de módulo elegido. La sencilla instalación permite cortos tiempos de montaje con uso reducido de herramientas.
- **Sistema Flexible:** permite la adaptación a todo tipo de proyectos.
- **Ahorro de costes:** ahorro en transporte y almacenaje gracias a su diseño plegable.
- **Elevada seguridad:** Las estructuras adosables disponen a petición de una resistencia comprobable.
- **Vida útil prolongada:** Los componentes utilizados se fabrican de aluminio y de acero inoxidable. Su elevada resistencia a la corrosión garantiza una larga vida útil.
- **Precios atractivos:** fabricación optimizada que permite adaptaciones individuales con plazos de entrega muy cortos y precios muy económicos.
- **Gran compatibilidad de módulos:** Es posible utilizar, prácticamente todos los tipos de módulos con marco de diferentes fabricantes.
- **Durabilidad garantizada:** Conergy ofrece una garantía de 10 años sobre los materiales utilizados.

4.3.1 VISTA DEL CONJUNTO.

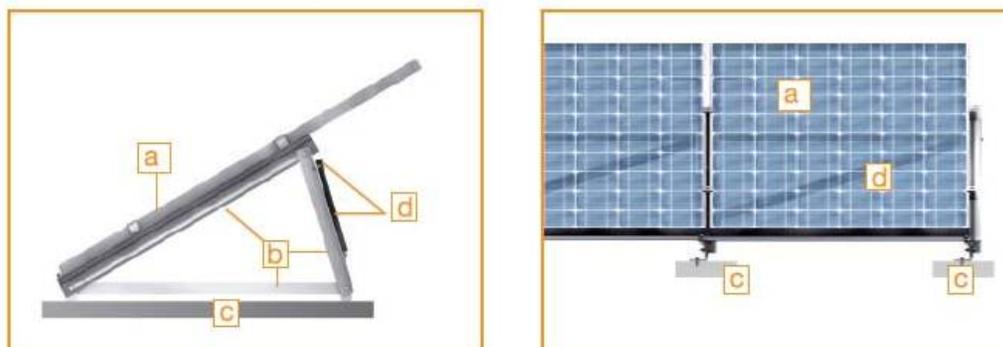


Figura 28. Vistas lateral y frontal de la estructura Conergy Solar Famulus II.

Donde:

- a. Módulo fotovoltaico.
- b. Estructura.
- c. Soportes de hormigón.
- d. Refuerzo horizontal y diagonal.

4.3.2 FICHA TÉCNICA.

Ubicación	Tejado plano, campo abierto
Altura máx. de edificación	Especificación individual
Acumulación de nieve	Especificación individual
Módulos	Con marco
Disposición de los módulos	En línea (hasta 10 m. por estructura)
Alineación	Vertical y horizontal
Ángulo	Especificación individual
Config. del campo de módulos	Ilimitado
Posición del campo de módulos	Libre
Distancia desde el suelo	8-10 cm (consultar distancias mayores)
Norma	Documento Básico SE-AE; Eurocode 9, parte 1.1 ³
Tipos de perfiles	Aluminio extruido (ENAW 6060/6063)
Tornillería	Acero inoxidable (V2A)
Color	Natural
Protección contra rayos	Opcional, posible contra recargo
Garantía	10 años sobre la durabilidad de los materiales

Tabla 4. Ficha técnica de estructura solar Conergy Famulus II.

5. MEMORIA.

5.1 AUTOR DEL PROYECTO.

El autor del presente Proyecto de “DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100 kW_p DE POTENCIA NOMINAL”, es ROBERTO SANZ MOYA, alumno de INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL ELECTRICIDAD, de la UNIVERSIDAD CARLOS III.

5.2 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.

Tiene por objeto este proyecto la redacción de la descripción, diseño e instalación de una central fotovoltaica conectada a red en un terreno situado en un lugar elegido, especificando los requisitos de durabilidad, fiabilidad y seguridad.

El ámbito de aplicación de este documento se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

5.3 DESCRIPCIÓN DEL TERRENO.

Ubicación: Finca Los Limonetes.

Situación geográfica y extensión de la explotación:

Se encuentra en el término municipal de Badajoz. Las coordenadas geográficas según el E.D50 son:

Latitud 38° 47' 47'' Norte
Longitud 6° 46' 11'' Oeste
Altitud 180m

La extensión de la explotación es de 225 hectáreas y dista 2 kms de la población más cercana que es Alvarado. Se encuentra en la carretera local que une Badajoz con Corte de Peleas, en el margen izquierdo en sentido Badajoz-Corte de Peleas.

6. PLIEGO DE CONDICIONES Y DEFINICIÓN DE OBRAS.

6.1 OBJETO DEL PLIEGO.

Es la ordenación de las condiciones generales, de materiales y equipos, económicas, de control y montaje que han de regir en la ejecución de las obras comprendidas en este proyecto.

6.2 OBRA COMPRENDIDA.

Se comprende en este proyecto y pliego las siguientes obras:

- DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 100kWp DE POTENCIA NOMINAL.

6.3 ORGANIZACIÓN GENERAL DE LAS OBRAS.

6.3.1 DIRECCIÓN GENERAL DE LAS OBRAS.

La dirección de las obras correrá a cargo de Técnico competente.

6.3.2 REPRESENTACIÓN DEL INSTALADOR.

Durante la ejecución de la instalación comprendida en este proyecto el Instalador no podrá abandonar la obra sin haber dejado un representante capaz de reemplazarlo, tanto técnica como económicamente, de modo que ninguna operación pueda retrasarse o suspenderse en su ausencia. Compete a la Dirección Técnica de la obra fijar la categoría técnica de este representante.

6.4 MATERIALES.

El instalador deberá ajustarse estrictamente a los materiales especificados en el estado de mediciones salvo que la Dirección Técnica haya autorizado algún cambio.

El Instalador vendrá obligado a sustituir cualquier material que no sea el especificado en el estado de mediciones siempre y cuando dicho cambio no haya sido autorizado por la Dirección Técnica siendo de su cuenta los gastos de sustitución tanto de mano de obra como en valor de los materiales retirados.

7. DISEÑO DE LA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA.

7.1 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

7.2 ESTRUCTURA SOPORTE.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación DB SE-AE (Documento básico seguridad estructural acciones en la edificación).

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.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

En caso de situarse la estructura sobre cubierta se asegurará la total impermeabilidad en los puntos de anclaje.

7.3 INVERSORES.

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

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

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10 % superior a las CEM.
- El inversor soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

7.4 CABLEADO.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

7.5 PROTECCIONES.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

7.6 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

7.7 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

7.8 DISEÑO DE DISTRIBUCIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.

7.8.1 PANELES SOLARES.

Los paneles solares son el elemento de generación eléctrica y se pueden disponer en serie y/o paralelo para obtener la tensión nominal requerida en cada caso. Estos paneles están formados por un número determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.

El módulo solar propuesto es el modelo STP-260S-24 del fabricante SUNTECH descrito en el apartado de Selección de Componentes.

MÓDULO SUNTECH STP-260S-24	
Potencia	260 W _p (+10% -5%)
Corriente en punto de máxima potencia	7.43 A
Tensión en punto de máxima potencia	35 V
Corriente de Cortocircuito	8.04 A
Tensión de circuito abierto	44.3 V
Temperatura de operación	-40°C – 85°C 233,15 K – 358,15 K
Longitud	1956 mm
Anchura	992 mm
Espesor	50 mm
Peso	27 kg
Coeficiente de temperatura	
$\alpha U_{P_{max}}$	-(0.48±0.05) %/K -(168±0,0175) mV/°C
αU_{oc}	-(155±10) mV/°C
αI_{sc}	(0.055±0.01) %/K

Tabla 5. Características principales del módulo solar.

7.8.2 INVERSORES.

El inversor propuesto es el modelo SOLARMAX 100C del fabricante SOLARMAX y está especialmente indicado para las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

INVERSOR SOLARMAX 100C	
Entrada de corriente CC	
Voltaje máx. de entrada	900 V _{cc}
Rango de tensión	430 – 800 V _{cc}
Rango máximo de potencia	130 kW
Rango máximo de corriente	0...225 A _{cc}
Salida de corriente CA	
Potencia nominal	100 kW
Potencia máxima	2750 VA
Voltaje de red operativa	3 x 400 +10 % / -15 % VAC
Factor de potencia	> 0,98
Frecuencia	50 +/- 1 Hz
Distorsión de corriente armónica	< 3%
Sistemas	
Máxima eficiencia	96%
Eficiencia Europea	94.8 %
Consumo nocturno	0 W
Temperatura ambiente funcionamiento	-20 °C...40°C
Humedad relativa del aire	0 ... 98% sin condens.
Tipo de protección	IP20
Peso	935kg
Dimensiones	120 x 80 x 130 cm

Tabla 6. Características principales del inversor.

El inversor es escogido para una instalación eléctrica diseñada de forma óptima en la que todos los valores eléctricos límite se cumplan con seguridad.

7.8.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACION.

7.8.3.1 CRITERIO DE POTENCIA.

La instalación solar debe cumplir con los parámetros de potencia establecidos para la instalación, en nuestro caso la potencia de la instalación es la siguiente:

$$P_i = 100 \text{ kWp} = 100.000 \text{ Wp}$$

Por otra parte la potencia de cada uno de los paneles utilizados es la siguiente:

$$P_m = 260 \text{ Wp}$$

De acuerdo con lo anterior, procedemos calculando el número de paneles necesarios para cubrir dicha potencia.

$$N = \frac{P_i}{P_m}$$

Donde:

N	número de paneles necesarios de la instalación
P_i	potencia nominal de la instalación
P_m	potencia de cada módulo

Por lo tanto el mínimo número de paneles con que deberá contar nuestra instalación será el siguiente:

$$N = 100.000 / 260 = 384,615 \approx 385 \text{ paneles}$$

No obstante la potencia pico que nos da el fabricante del panel solar no se alcanzará de forma habitual; esto es debido a las propias condiciones en las que se ha medido esa potencia. Otro factor que se de ha tener en cuenta en la disminución de la potencia es que el rendimiento de los paneles es menor cuanto más alta es la temperatura. El aumento de temperatura en las células fotovoltaicas supone un incremento en la corriente, pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor, en proporción, de la tensión. El efecto global es que la potencia del panel solar disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del mismo.

Para tener en cuenta los factores anteriormente descritos será necesario incrementar el número de paneles solares totales de la instalación en base a un coeficiente que llamaremos de sobredimensionamiento y que típicamente suele oscilar entre un 10 % y un 30 % y que está directamente relacionado con los siguientes factores:

- Tipología de los paneles solares: monocristalino, policristalino. En principio los paneles monocristalino tienen coeficientes de temperatura inferiores, lo que supone que se calientan perdiendo más potencia de la que pierden los policristalinos. Por otra parte los monocristalinos son susceptibles de presentar mejores rendimientos lo que se traduce en la necesidad de un menor número de paneles para cubrir la potencia deseada.
- Condiciones de la instalación solar: temperatura, irradiancia, etc. Por ejemplo, un aumento de la irradiancia y la temperatura supone una mayor intensidad en los paneles.

En nuestro caso por las condiciones de temperatura y climatología de la zona y debido a la tipología monocristalino de nuestros paneles estimamos que nuestro coeficiente de sobredimensionamiento se situaría en el entorno del 15% al 20%. Tomaremos inicialmente un coeficiente del 15 %, lo que supondría que nuestro número de paneles pasaría a ser el siguiente:

$$N_{t(15\%)} = 1,15 N_p = 1,15 \cdot 385 = 442,75 \approx 443 \text{ paneles}$$

Donde:

$N_{t(15\%)}$ número total de paneles de la instalación con un coeficiente de sobredimensionamiento del 15%.

Al objeto de justificar en el dimensionamiento de la instalación vamos a proceder a calcular el número de paneles en serie y en paralelo y a estudiar los resultados obtenidos.

7.8.3.2 CÁLCULO DE PANELES EN SERIE.

Para determinar el número de paneles en serie de nuestra instalación tenemos que calcular las tensiones máxima y mínima que el módulo puede soportar, para lo cual debemos tener en cuenta las tensiones de trabajo a las que va a funcionar el módulo y las correspondientes variaciones de la tensión debidas a la temperatura. Dichos factores se rigen por las siguientes fórmulas:

$$U_M = U_{oc} + \Delta U^+$$

$$U_m = U_{oc} + \Delta U^-$$

$$\Delta U^+ = \Delta T^- \alpha U_{oc}$$

$$\Delta U^- = \Delta T^+ \alpha U_{oc}$$

$$\Delta T^- = T_{min} - T_{c.estandar}$$

$$\Delta T^+ = T_{max} - T_{c.estandar}$$

Donde:

U_M	Tensión máxima del módulo
U_m	Tensión mínima del módulo
U_{oc}	Tensión de circuito abierto en condiciones estándar
U_{Pmax}	Tensión en el punto de máxima potencia en c. estándar
ΔU^+	Máximo incremento positivo de la tensión debido al coef. de temp.
ΔU^-	Máximo incremento negativo de la tensión debido al coef. de temp.
αU_{Pmax}	Coefficiente de temperatura debido a la tensión de máxima potencia
αU_{oc}	Coefficiente de temperatura debido a la tensión de circuito abierto
$T_{c.estandar}$	Temperatura en condiciones estándar (25°C)
ΔT^+	Máximo incremento positivo de la temperatura de trabajo del módulo.
ΔT^-	Máximo incremento negativo de la temperatura de trabajo del módulo.

En nuestro caso suponemos las siguientes temperaturas de trabajo del módulo:

$$T_{max} = 60^\circ \text{C}$$

$$T_{min} = -10^\circ \text{C}$$

Resultando los siguientes valores:

$$\Delta U^+ = (-10^\circ \text{C} - 25^\circ \text{C})(-155) \text{ mV}/^\circ \text{C} = 5.425 \text{ mV} = 5,425 \text{ V}$$

$$\Delta U^- = (60^\circ \text{C} - 25^\circ \text{C})(-155) \text{ mV}/^\circ \text{C} = -5.425 \text{ mV} = -5,425 \text{ V}$$

$$U_M = 44,30 \text{ V} + 5,425 \text{ V} = 49,725 \text{ V}$$

$$U_m = 44,30 \text{ V} - 5,425 \text{ V} = 38,875 \text{ V}$$

Conocemos el rango de tensiones del inversor:

Rango de tensión ($U_{Max}-U_{min}$)inversor	430 – 800 Vcc
--	---------------

Con lo cual podemos deducir el número de paneles serie de nuestra instalación teniendo en cuenta que deberá cumplir con lo siguiente:

$$\begin{aligned} N_s U_M &\leq U_{Max.inversor} \\ N_s U_m &\geq U_{min.inversor} \end{aligned}$$

Donde:

N_s	número de paneles serie.
U_M	Tensión máxima del módulo
U_m	Tensión mínima del módulo
$U_{Max.inversor}$	Tensión máxima de entrada al inversor
$U_{min.inversor}$	Tensión mínima de entrada al inversor

De acuerdo a lo anterior:

$$\begin{aligned} N_s &\leq U_{Max.inversor} / U_M \rightarrow N_s \leq 800 \text{ V} / 49,725 \text{ V} = 16,088 \approx 16 \\ N_s &\geq U_{min.inversor} / U_m \rightarrow N_s \geq 430 \text{ V} / 38,875 \text{ V} = 11,061 \approx 12 \end{aligned}$$

Con lo cual sabemos que el número de paneles serie de nuestra instalación deberá estar comprendido entre 12 y 16.

7.8.3.3 CÁLCULO DE PANELES EN PARALELO.

Para determinar el número de paneles en paralelo de nuestra instalación tenemos que tener en cuenta lo siguiente:

$$N_p I_{sc} \leq I_{max.inv.}$$

Donde:

N_p	número de paneles en paralelo
I_{sc}	intensidad de cortocircuito del módulo solar
$I_{max.inv.}$	intensidad máxima de entrada en el inversor

Conocemos el rango de intensidad de continua del inversor:

Rango máximo de corriente	0...225 Acc
---------------------------	-------------

Por lo tanto en nuestro caso tenemos que:

$$\begin{aligned} N_p &\leq I_{max.inv.} / I_{sc} \\ N_p &\leq 225 \text{ A} / 8,04 \text{ A} \\ N_p &\leq 27,985 \approx 28 \end{aligned}$$

Con lo cual sabemos que el número de paneles en paralelo de nuestra instalación deberá ser como máximo de 28.

7.8.3.4 CÁLCULO DEL NÚMERO TOTAL DE PANELES.

Con los datos obtenidos anteriormente sabemos que nuestra instalación debe cumplir con los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned}N_{t(15\%)} &= 443 \\16 &\geq N_s \geq 12 \\N_p &\leq 28 \\N_{t(15\%)} &= N_s N_p\end{aligned}$$

Donde:

$N_{t(15\%)}$	número total de paneles de la instalación, considerando un coeficiente de sobredimensionamiento del 15%.
N_s	número de paneles en serie
N_p	número de paneles en paralelo

Por lo tanto teniendo en cuenta de modo los datos anteriores obtendremos

$$N_s \geq 443/28 \rightarrow N_s \geq 15,82 \approx 16 \rightarrow N_p = 28$$

Obtendríamos 16 paneles en serie y 28 ramas en paralelo lo que supondría un número total de paneles de:

$$\begin{aligned}N_t &= N_s \cdot N_p \\N_t &= 16 \cdot 28 = 448 \text{ paneles.}\end{aligned}$$

Con estos nuevos resultados garantizamos estar más cerca de la potencia que queremos tener en nuestra instalación.

7.8.3.5 OPTIMIZACION EN EL DISEÑO INSTALACION.

Para comprobar los datos obtenidos anteriormente y al objeto de obtener una optimización máxima en la configuración de nuestra la instalación se ha procedido utilizando la simulación del programa de diseño MaxDesign versión 2.4 proporcionado por el distribuidor del inversor, debido a que sobre éste recae el mayor peso del dimensionamiento.

En el Anexo III se muestra la hoja de resultados del programa en donde se pueden observar los datos introducidos relativos a nuestra instalación y los resultados obtenidos.

A continuación se presentan los resultados más significativos:

Diseño eléctrico:	Cantidad	
Cantidad de módulos.	464	
Cantidad módulos en serie:	16	
Cantidad rangos por inversor	29	
Potencia total	120,64 kW	
Superficie necesaria	854,94 m ²	
U _{mpp}	560,00 V	
Eficiencia dinámica	94,69 %	
Factor de sobredimensionamiento	1,21	
Control del diseño eléctrico: Parámetro	Límite	Valor Real
Tensión mín. en MPP	430,00 V	475,65 V
Tensión máx. en MPP	800,00 V	644,35 V
Tensión máx. en circuito abierto	900,00 V	793,15 V
Máx. corriente CC	225,00 A	215,96 A
Mín. potencia instalación	80,00 kW	120,64 kW
Potencia máx. instalación	130,00 kW	120,64 kW

Tabla 7. Características eléctricas de la instalación.

Finalmente podemos afirmar que instalación optimizada consistiría en 464 paneles repartidos en 16 módulos en serie y 29 ramas en paralelo con lo que conseguimos cubrir con seguridad la potencia deseada para nuestra instalación alcanzando los 120,64 kW.

7.8.4 ESTRUCTURA SOPORTE.

Para la instalación de los paneles fotovoltaicos se ha elegido la estructura FAMULUS del fabricante CONERGY, como se ha explicado en el capítulo de elección de componentes.

La longitud de la estructura es de 10m y en ella se pueden instalar 10 paneles solares puesto que miden 992mm de anchura cada panel. Se necesitarán un total de 47 estructuras distribuidas.

7.9 DISEÑO DE LA CONEXIÓN A RED.

7.9.1 GENERALIDADES.

Se instalarán los módulos de forma que evitando las sombras se aproveche la máxima superficie útil como se muestra en el capítulo de Planos.

Se procederá a la instalación de 464 módulos distribuidos en 29 ramales en paralelo cada uno con 16 módulos conectados en serie, conectados a su vez a un inversor según las condiciones del suministrador. El Inversor se colocará en un lugar cercano a los módulos para asegurar pérdidas mínimas ya que estas serán mayores en la parte alterna. Una de las razones por las que la corriente alterna supone mayores pérdidas es el conocido efecto skin o pelicular que hace que haya una mayor densidad de corriente por la superficie que por el centro, haciendo que la sección efectiva sea menor que la nominal. Este es un fenómeno proporcional a la frecuencia y a frecuencia cero (continua) no sucede.

7.9.2 CABLEADO.

La sección del cable será dimensionada en dos apartados diferenciados en los que el inversor marcará el límite entre cable para CC y cable para AC.

Criterio de máxima caída de tensión:

$$S = \frac{2 \cdot \varphi \cdot L \cdot P}{V^2 \cdot \nu_{\%}} = 5,88 \text{mm}^2$$

Lo que supone una sección nominal = 6 mm²

Donde:

- S: sección nominal del cable.
 V: tensión mínima en punto de máxima potencia = 448,80 V.
 P: potencia de la rama = 4160Wp.
 ρ : resistividad Cu = 0,0178 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.
 Lmáx: longitud máxima en la parte de continua = 40 m.
 u%: % de caída de tensión máxima para conductor unipolar aislado con PVC.

Criterio de máxima intensidad:

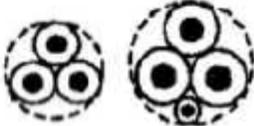
Sección nominal mm ²	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	36
10	64	62	53	61	60	50
16	86	83	71	82	80	65
25	120	115	96	110	105	87
35	145	140	115	135	130	105
50	180	175	145	165	160	130
70	230	225	185	210	220	165
95	285	280	235	260	250	205
120	335	325	275	300	290	240
150	385	375	315	350	335	275
185	450	449	365	400	385	315
240	535	515	435	475	460	370
300	615	595	500	545	520	425
400	720	700	585	645	610	495
500	825	800	665	-	-	-
630	950	915	765	-	-	-

Tabla 8. Tabla intensidades admisibles - cableado según tipo y sección (ITC-BT-07)

De acuerdo a la tabla anterior la intensidad máxima admisible para conductores de cobre al aire aislados con PVC de sección 6mm² es de 38A. Para el caso de dos cables unipolares, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225. Es decir, $38 \cdot 1,225 = 46,65$ A.

Por lo tanto la corriente máxima de la rama será de la cortocircuito del panel multiplicada por 1,225,

$$8,04\text{A} \cdot 1,225 = 9,27 \text{ A} < 46,65,$$

por lo que cumple con el criterio de máxima intensidad.

7.9.3 PROTECCIONES.

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente. Así se diseñará la instalación incluyendo lo siguiente de acuerdo con RD 1663/2000:

- 1. Interruptor general manual; que será un 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, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.*
- 3. Interruptor automático de la interconexión, para 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.*
- 4. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).*
- 5. 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.*
- 6. 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.*

En este caso (6.) sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las siguientes condiciones:

- a) Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.*
- b) El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.*
- c) El estado del contactor (on/off), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.*

d) En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para las interconexiones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión mencionadas en este artículo, el fabricante del inversor deberá certificar:

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

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución se establecerá en una Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a tal fin, que cumplirá con la Normativa pertinente de la dicha empresa.

La disposición de las protecciones se hará de acuerdo al plano del esquema unifilar de la instalación eléctrica, que se presenta en el capítulo de Planos.

7.9.4 PUESTA A TIERRA.

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

7.9.5 MEDIDA.

Los elementos para la medida de la energía neta producida por la instalación fotovoltaica estarán ubicados en el “módulo de salida”. Este módulo se instalará a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida y se encontrará debidamente identificado. No estará dotado de fusibles.

Se instalará un contador de medida de la energía generada (venta) y otro para la medida de la energía importada de la compañía eléctrica (compra). Éstos deberán estar debidamente identificados y marcados con adhesivos, con las leyendas que se exponen a continuación. Los rótulos deberán verse a través de la mirilla de la envolvente. Las inscripciones serán las siguientes:

- Contador que mide la energía que sale de la instalación fotovoltaica: “Salida”.
- Contador que mide la energía que consume la instalación fotovoltaica: “Entrada”.

El equipo de medida de la instalación fotovoltaica estará compuesto por los siguientes elementos:

- 2 Contadores estáticos trifásicos multifunción, de clase 1 ó mejor en energía activa, reactiva y cambio automático de tarifas.
- Envolvente, que cumplirá con la Norma ONSE 33.70-10, tipo C.P.M. 2-D4 sin bases fusibles. La conexión se efectuará directamente a bornes de conexión situadas en el interior de la envolvente.

7.10 CÁLCULO DE LA ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.

7.10.1 INTRODUCCIÓN.

El objeto de este punto es determinar la orientación e inclinación de los módulos de forma que se consiga el máximo aprovechamiento de la energía incidente y unas pérdidas mínimas.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación, β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut, α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al Sur, -90° para captadores orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

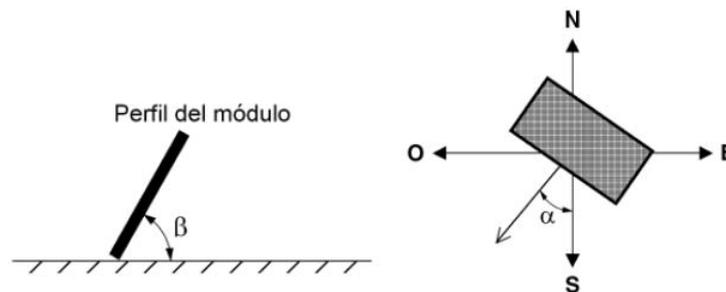


Figura 29. Orientación e inclinación del módulo fotovoltaico.

7.10.2 ÁNGULO DE AZIMUT.

Los módulos estarán orientados hacia el sur geográfico (y no magnético), medido respecto al norte verdadero señalado por la estrella polar ($+180^\circ$). Por tanto el valor del ángulo de Azimut (α) será 0° .

7.10.3 ÁNGULO DE INCLINACIÓN.

El ángulo óptimo de inclinación (β) vendrá condicionado por la latitud del lugar de instalación y directamente relacionado con la irradiación solar incidente.

A continuación se compararán las diferentes irradiaciones globales según el ángulo de inclinación escogido para la localización de la Central Solar con la siguiente situación geográfica:

Latitud 38° 47' 47" Norte
 Longitud 6° 46' 11" Oeste

0° (horizontal)

Mes	Irradiación (Wh/m ²)
	0 deg.
Ene	2230
Feb	2900
Mar	4720
Abr	5120
May	6590
Jun	7280
Jul	7220
Ago	6650
Sep	5090
Oct	3680
Nov	2340
Dic	1920
Año	4660

Tabla 9. Tabla de Irradiación con $\beta = 0^\circ$

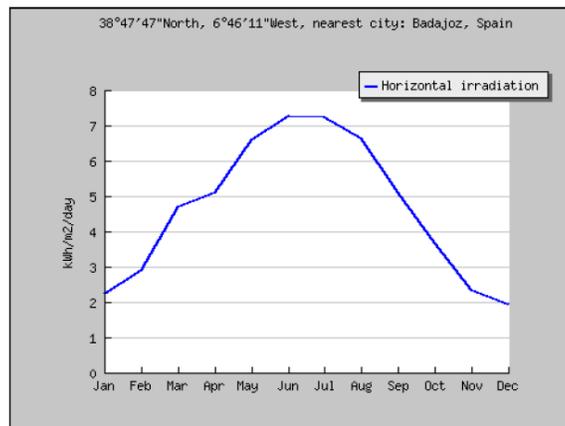


Figura 30. Gráfico de Irradiación mensual con $\beta = 0^\circ$

Inclinación 15°

Mes	Irradiación (Wh/m2)
	15 deg.
Ene	2980
Feb	3550
Mar	5440
Abr	5410
May	6680
Jun	7200
Jul	7220
Ago	6940
Sep	5690
Oct	4450
Nov	3010
Dic	2600
Año	5110

Tabla 10. Tabla de Irradiación con $\beta = 15^\circ$

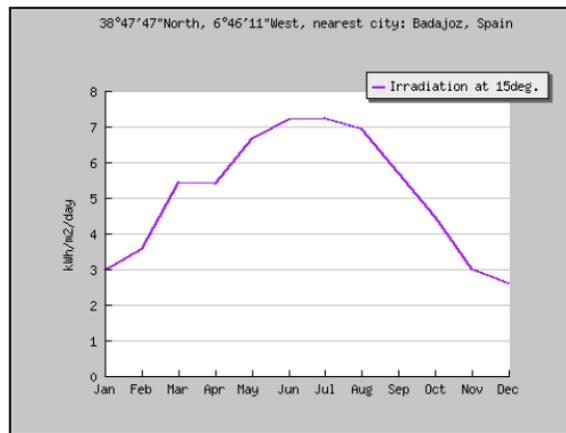


Figura 31. Gráfico de Irradiación mensual con $\beta = 15^\circ$

Inclinación 40°

Mes	Irradiación (Wh/m2)
	40 deg.
Ene	3870
Feb	4240
Mar	5990
Abr	5330
May	6110
Jun	6340
Jul	6460
Ago	6650
Sep	6010
Oct	5200
Nov	3790
Dic	3430
Año	5290

Tabla 11. Tabla de Irradiación con $\beta = 40^\circ$

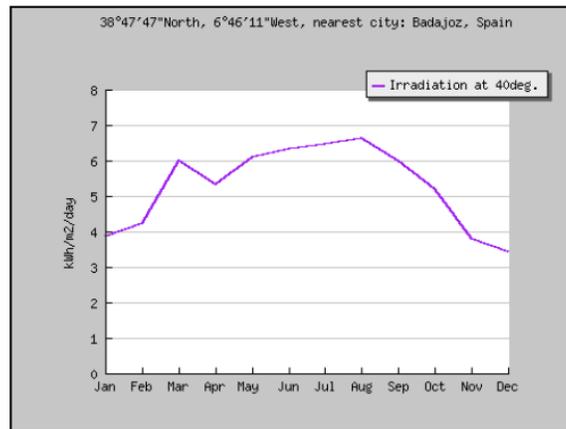


Figura 32. Gráfico de Irradiación mensual con $\beta = 40^\circ$

90° (vertical)

Mes	Irradiación (Wh/m2)
	90 deg.
Ene	3720
Feb	3620
Mar	4320
Abr	3020
May	2690
Jun	2400
Jul	2580
Ago	3280
Sep	3940
Oct	4230
Nov	3510
Dic	3380
Año	3390

Tabla 12. Tabla de Irradiación con $\beta = 90^\circ$

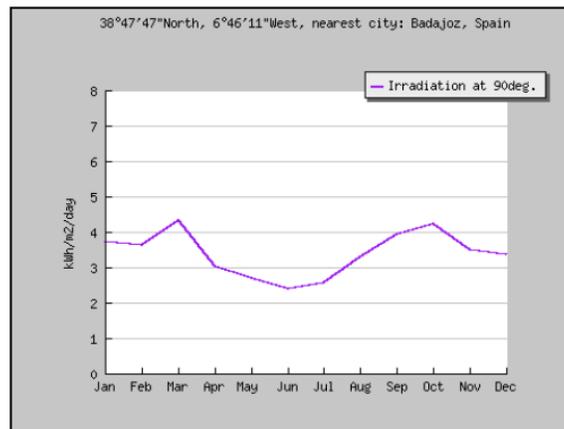


Figura 33. Gráfico de Irradiación mensual con $\beta = 90^\circ$

Se aprecia con los datos obtenidos como varía la irradiación recibida por metro cuadrado de superficie con la inclinación, intuyéndose un máximo para esta entre los 25° y los 40° de ángulo de inclinación.

El programa **Photovoltaic Geographical Information System** efectúa el cálculo del ángulo de inclinación óptimo del módulo, calculando, para cada ángulo de inclinación, la irradiación recibida por metro cuadrado de superficie en cada uno de los meses del año (la inclinación óptima del módulo varía con el mes del año con la máxima altura alcanzada por el sol) obteniendo el total anual. El programa compara los resultados obtenidos para cada uno de los ángulos de inclinación determinando el ángulo óptimo en el cual se obtiene la mayor irradiación anual.

Inclinación óptima

Mes	Inclinación óptima (deg.)
Ene	62
Feb	54
Mar	42
Abr	25
May	14
Jun	5
Jul	9
Ago	20
Sep	36
Oct	51
Nov	60
Dic	64
Año	34

Tabla 13. Tabla de ángulos de inclinación óptimos.

Ángulo de inclinación óptima

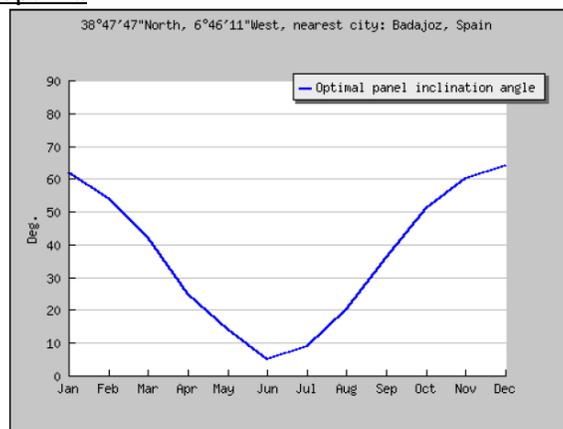


Figura 34. Gráfico de ángulo de inclinación óptimo.

Por los resultados obtenidos se obtiene que el ángulo de inclinación óptimo es $\beta = 34^\circ$.

Los datos obtenidos de radiación a la inclinación óptima son los siguientes:

Mes	Irradiación (Wh/m ²)
	34 deg.
Ene	3700
Feb	4130
Mar	5940
Abr	5420
May	6330
Jun	6620
Jul	6730
Ago	6810
Sep	6020
Oct	5090
Nov	3650
Dic	3270
Año	5320

Tabla 13. Tabla de Irradiación con $\beta = 34^\circ$

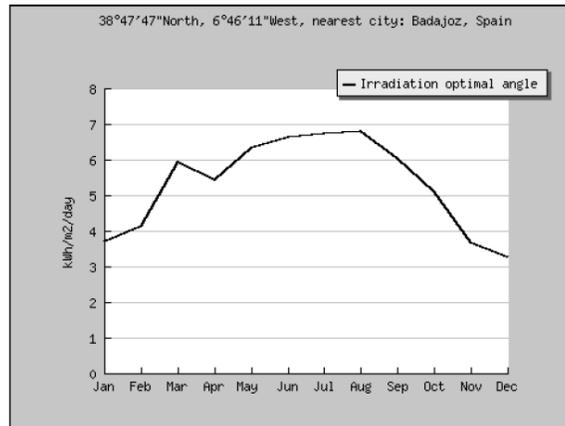


Figura 35. Gráfico de Irradiación mensual con $\beta = 34^\circ$

Las fuentes para la obtención de esta información es la “(PVGIS), Photovoltaic Geographical Information System”. Se incluye la extracción de datos completa en el Anexo IV.

7.10.4 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.

Se determinan siguiendo lo recogido en el Anexo II del Pliego de Condiciones técnicas sobre Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE [REF: PCT-10268.21/09]

Introducción

El objeto de este apartado es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles,

Procedimiento

Determinado el ángulo de azimut del captador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas. Para ello se utilizará el gráfico indicado, válido para una latitud (ϕ) de 41° , de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en el gráfico, los límites para la inclinación en el caso (ϕ) = 41° . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %, para superposición del 20 % y para integración arquitectónica del 40 %.
- Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites.
- Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud (ϕ) = 41° y se corrigen de acuerdo a lo indicado a continuación.
- Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:
 - o inclinación máxima = inclinación ($\phi = 41^\circ$) - (41° - latitud).
 - o inclinación mínima = inclinación ($\phi = 41^\circ$) - (41° - latitud); siendo 5° su valor mínimo.

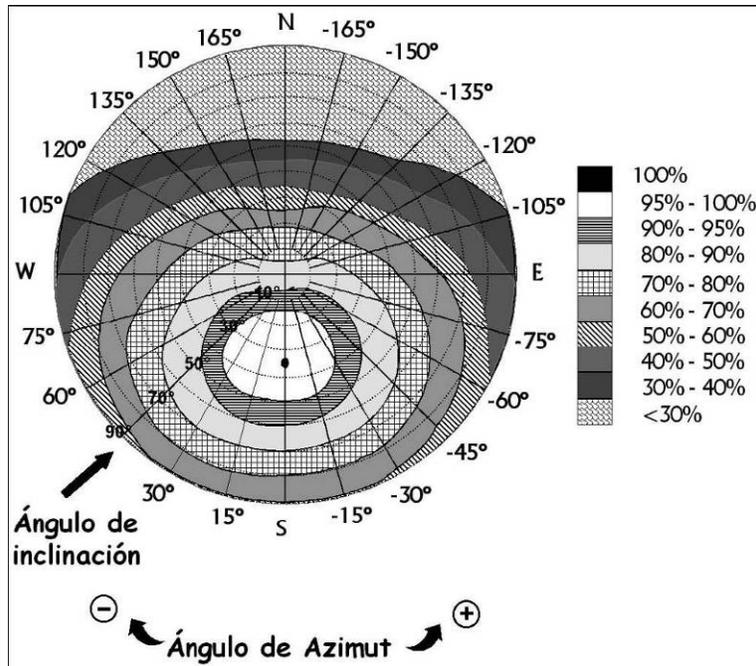


Figura 36. Gráfico de pérdidas según inclinación y Azimut para una latitud de 41°.

En nuestro caso, conocido el azimut, cuyo valor es 0°, y el ángulo de inclinación, cuyo valor óptimo se ha determinado en 34°, determinamos en el gráfico los límites para la inclinación para el caso de Latitud = 41°.

Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 % - 95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut nos proporcionan los siguientes valores:

- Inclinación máxima = 60°
- Inclinación mínima = 7°

Corregido para la latitud del lugar de nuestra instalación (38°):

- Inclinación máxima = $60^\circ - (41^\circ - 38^\circ) = 57^\circ$
- Inclinación mínima = $7^\circ - (41^\circ - 38^\circ) = 4^\circ$

Por tanto, la inclinación de los paneles debe estar comprendida entre estos valores para el cumplimiento de los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

7.11 CÁLCULO DE DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Se da el caso de que cuando existe un gran número de módulos fotovoltaicos a instalar y no se dispone de mucho espacio, es necesario juntar las filas de paneles y esto puede traer como consecuencia que (especialmente en invierno) se produzcan sombras de una a otra fila. La posibilidad de que en verano puedan darse sombra unas filas a otras es mucho menor, ya que el recorrido del Sol es más alto, y por lo tanto, la sombra arrojada por la fila precedente es más pequeña. La distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro.

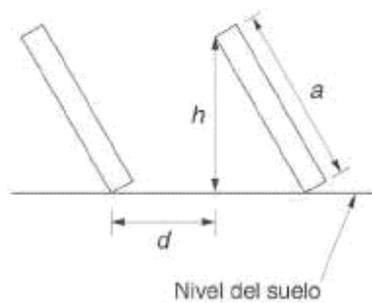


Figura 37. Disposición de los módulos según distancia y altura.

Supongamos que debemos disponer una serie de módulos solares en fila, tal y como se representa en la figura 37, donde a es la altura de los módulos colocados en el bastidor, h la altura máxima alcanzada y d la distancia mínima entre fila y fila capaz de no producir sombras interactivas.

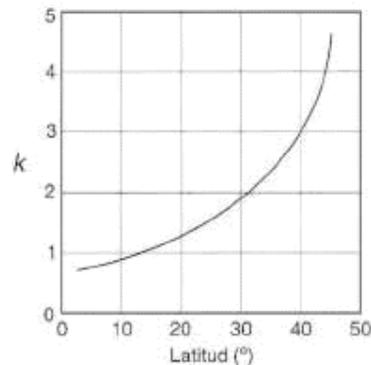


Figura 38. Curva de variación de la latitud (k-latitud).

Una vez que disponemos del valor a , y de la latitud del lugar, estamos en disposición de buscar el factor k dado por la curva, y seguidamente trasladándonos a la tabla de Valores de h , donde quedan representados por un lado el valor de a y por otro el ángulo de inclinación que se va a dar al conjunto, obtener el valor de h .

Valores de h ($h = a \cdot \sin \alpha$)

Ángulo de inclinación ▼	α		
	1.5 m	2.7 m	4 m
15°	0.38	0.69	1.03
20°	0.51	0.92	1.36
25°	0.63	1.14	1.69
30°	0.75	1.35	2.00
35°	0.86	1.54	2.29
40°	0.96	1.73	2.57
45°	1.06	1.90	2.82
50°	1.14	2.06	3.06
55°	1.22	2.21	3.27
60°	1.29	2.33	3.46
65°	1.35	2.44	3.62
70°	1.40	2.53	3.75
75°	1.44	2.60	3.86

Tabla 14. Valores de la altura del módulo según inclinación y la altura en bastidor.

La fórmula que nos da la distancia d entre filas sucesivas de paneles será:

$$d = k \cdot h$$

Donde:

k : factor de variación de la latitud.

h : altura del módulo fotovoltaico.

La estructura de nuestro diseño admite 10 módulos fotovoltaicos, la instalación estará configurada como se muestra en el capítulo de Planos. El diseño está distribuido en tres filas consecutivas ocupando el menor espacio posible al disminuir al máximo la distancia entre las mismas. La latitud del lugar de ubicación es de 38° Norte.

El primer paso será distribuir los módulos en tres filas, realizando tres conjuntos de 80 módulos divididas en 2 secciones. La inclinación del conjunto será 34° sobre la horizontal para favorecer la radiación óptima anual. Si observamos en la curva k -latitud, el valor de k para una latitud de 38° resulta ser de 2.7. Una vez conocido este valor y sabiendo que el de la variable a es, en este caso, de 1.4 m (resultado de sumar la altura del panel más los 20 cm de la zapata de la estructura), buscaremos en la tabla el valor de h en la columna de 1.5 m para 35° de inclinación y que resulta ser de 0.86. Entonces, aplicando la fórmula:

$$d = k \cdot h$$

$$d = 2.7 \cdot 0.86 = 2,32 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia mínima necesaria entre cada fila de paneles será de 2,32 m. De esta manera dispondríamos las tres filas de 80 módulos por sección separadas un mínimo de 2,32 m entre ellas.

7.12 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA.

7.12.1 INTRODUCCIÓN.

En el presente punto se realizará el cálculo de la energía eléctrica producida por el campo fotovoltaico y vertida a la red. Ésta vendrá condicionada por la irradiación solar incidente en la localización de los módulos, por las dimensiones de la superficie fotovoltaica y por el rendimiento de la instalación. Se tiene en cuenta lo recogido en el Pliego de Condiciones técnicas sobre Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE [PCT-C REV. octubre 2002] [<http://www.idae.es>]

7.12.2 MÉTODO DE CÁLCULO.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- $G_{dm}(0)$ Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en $Kwh/(m^2 \text{ día})$, en $kWh/(m^2 \text{ día})$, obtenido a partir de los datos facilitados por la Agencia Estatal de Meteorología o por algún otro organismo oficial.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$. Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh/(m^2 \text{ día})$, obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontadas las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver punto *Cálculo de la Orientación e inclinación*). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el punto *Cálculo de la Orientación e inclinación*.
- Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR. Este parámetro integra las pérdidas debidas a la temperatura de operación de las células solares, que típicamente suponen un 6%, y las debidas a una diversidad de fenómenos principalmente asociados al inversor, como son: eficiencia de conversión DC/AC, seguimiento del punto de máxima potencia, umbral de arranque, etc. Dependiendo de la calidad de los inversores, estas pérdidas representan entre un 15% y un 20%, con un valor típico en torno a la mitad de este rango. A estas pérdidas hay que añadir las debidas a la caída de tensión en el cableado entre el generador y el inversor, a la dispersión de parámetros, etc. que pueden suponer un 4% adicional. Deben sumarse las pérdidas espectrales y la absorción y reflexión total por suciedad. Para gente cuidadosa con su instalación, se toma un 2-4% de pérdida de transparencia que implica un 6-8% de pérdida de producción. En definitiva el PR se ha estimado como un valor realista entre el 70% y 85%.

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha\beta)P_{mp}}{G_{cem}} \text{ kWh / día}$$

Donde:

P_{mp} Potencia pico del generador = 120,64 kWp

G_{cem} Constante de irradiación = 1 kW/m²

7.12.3 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL.

Para las condiciones de instalación siguientes se tabularán los resultados obtenidos de irradiación y generación de energía eléctrica.

Latitud: 38° 47' 47.81"N (38,7963)

Azimut: 0,00°

Inclinación cubierta: 34°

Número de paneles: 464

Potencia unitaria paneles: 260Wp

Ganancias por seguidor solar: 0.0%

	Días Mes	G _{dm} (0) (Wh/m ² día)	G _{dm} (0) (kWh/m ² mes)	G(0,34) (Wh/m ² día)	G(0,34) (kWh/m ² mes)	P _{mp} kWp	PR (%)	EP (kWh/mes)
Ene	31	2230	69,13	3700	114,70	120,64	75,8	10.405,73
Feb	28	2900	81,20	4130	115,64	120,64	75,8	10.491,01
Mar	31	4720	146,32	5940	184,14	120,64	75,8	16.705,42
Abr	30	5120	153,60	5420	162,60	120,64	75,8	14.751,28
May	31	6590	204,29	6330	196,23	120,64	75,8	17.802,24
Jun	30	7280	218,40	6620	198,60	120,64	75,8	18.017,25
Jul	31	7220	223,82	6730	208,63	120,64	75,8	18.927,18
Ago	31	6650	206,15	6810	211,11	120,64	75,8	19.152,17
Sep	30	5090	152,70	6020	180,60	120,64	75,8	16.384,26
Oct	31	3680	114,08	5090	157,79	120,64	75,8	14.314,91
Nov	30	2340	70,20	3650	109,50	120,64	75,8	9.933,98
Dic	31	1920	59,52	3270	101,37	120,64	75,8	9.196,42
Año	365	4660	1.700,90	5320	1.941,80	120,64	75,8	176.162,58

Tabla 15. Tabla de producción anual de la central.

El cálculo de la energía inyectada a la red nos da el valor de 176.162,58 kWh.

El Ratio de generación es: 176.162,58 kWh / 120,64 kWp = 1.460,23 kWh/kWp

7.12.4 EMISIONES DE CO₂.

La instalación del sistema solar fotovoltaico aportará a la red 176.162,58 Kwh. anuales que, en teoría, podrían dejar de ser generados por la central térmica de la empresa distribuidora, lo que ayudaría a reducir los gases CO₂.

Para hacernos una idea en lo que estas cifras representan se presentan los resultados del cálculo de los Kg de CO₂eq que se dejarían de emitir gracias al sistema solar:

Según el dato hecho público por www.wwf.es en su observatorio de marzo de 2009, por cada kilowatio generado en España se emitieron 233 gramos de CO₂. Lo que equivale a un Factor de emisión de CO₂eq. (Kg/Kwh.) de 0,23(Kg/Kwh.)

Por lo tanto:

Factor de emisión de CO₂ eq. (Kg/Kwh.)	CO₂ eq. Evitados (Kg/Año)
0,23	40.517,40

7.13 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS.

Se determinan siguiendo lo recogido en el Anexo III del Pliego de Condiciones técnicas sobre Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE (REF: PCT-10268.21/09) [<http://www.idae.es>]

7.13.1 INTRODUCCIÓN.

El presente Punto describe el cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta la superficie de los módulos debidas a sombras circundantes.

Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna.

7.13.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias aparentes del Sol.

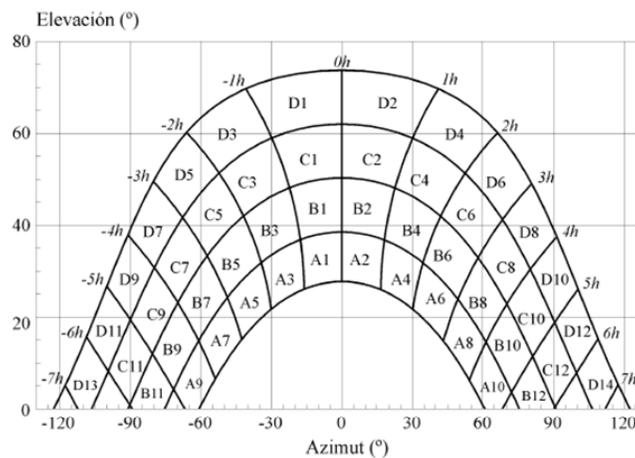


Figura 39. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: Los grados de ambas escalas son sexagesimales].

Esta banda de trayectorias, válida para localidades de la Península Ibérica y Baleares, se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,... D14).

Cada una de las porciones de la figura 39 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.

Obtención del perfil de obstáculos

El perfil de obstáculos se representa sobre el diagrama de banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año. La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado.

La obtención del perfil de obstáculos implica localizar sobre plano los principales obstáculos que afectan a la superficie de la instalación fotovoltaica en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla 16. Pérdidas de irradiación según perfil de obstáculos.

La tabla incluida se refiere a superficies con la inclinación y orientación de diseño de la instalación solar ($\alpha=0^\circ$, $\beta=35^\circ$) y es la más aproximada a nuestro caso ($\alpha=0^\circ$, $\beta=34^\circ$) por lo que la tomaremos como referencia. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

En nuestro caso debido a la no existencia de obstáculos en el entorno del emplazamiento y a que hemos procedido al cálculo de la distancia mínima necesaria entre paneles, no se produce sombreado sobre la instalación y las pérdidas por este concepto serán nulas, tal y como representa nuestro perfil de obstáculos en la figura siguiente:

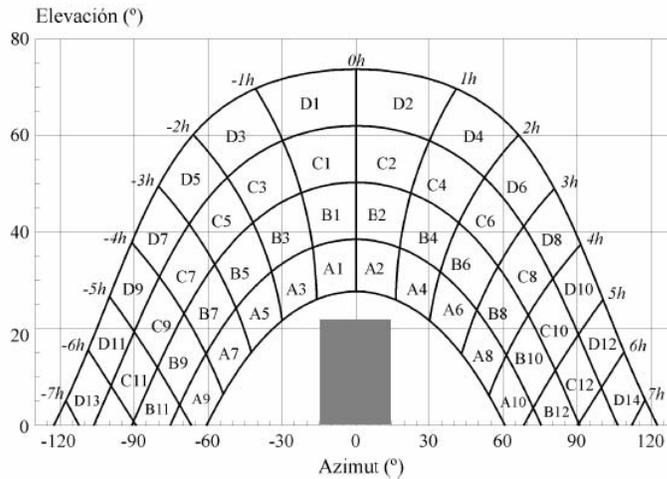


Figura 40. Perfil de obstáculos sobre diagrama de trayectorias del sol:

Conclusión: Pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual) = 0%

7.14 CONDICIONES DE MONTAJE Y MANTENIMIENTO.

7.14.1 GENERALIDADES.

Se tendrán en cuenta las especificaciones dadas por los fabricantes de cada uno de los componentes y a efectos de las especificaciones de montaje de la instalación, éstas se complementarán con la aplicación de las reglamentaciones vigentes que tengan competencia en el caso. Es responsabilidad del suministrador el comprobar la calidad de los materiales y agua utilizados, cuidando de que se ajusten a lo especificado en el proyecto, y el evitar el uso de materiales incompatibles entre sí. También será responsable de la vigilancia de sus materiales durante el almacenaje y el montaje, hasta la recepción provisional.

7.14.2 MONTAJE DE ESTRUCTURA SOPORTE.

Todos los elementos de la estructura están prefabricados según el tipo de panel elegido y la configuración del campo de paneles. Se llevará a cabo la inserción de los ganchos de tejado bajo las tejas árabes para la colocación de los perfiles de aluminio donde se fijarán los paneles fotovoltaicos con marco escogidos.

7.14.3 MONTAJE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

La instalación de módulos solares requiere un alto grado de conocimiento y deberá ser realizado exclusivamente por personal cualificado y profesional como contratistas con licencia o electricistas especializados. El instalador asumirá el riesgo de cualquier accidente que ocurra durante la instalación o mantenimiento, incluyendo el riesgo de shock eléctrico.

Los módulos fotovoltaicos producen energía en forma de corriente continua cuando son expuestos a cualquier luz. Aunque un único módulo produce una tensión y corriente bajas, el riesgo de shock eléctrico y de quemaduras se evitará siendo necesario realizar la instalación cumpliendo los siguientes puntos:

- Será necesario cubrir toda la superficie del módulo con un material opaco durante la instalación y transporte de los módulos.
- Se evitará llevar a cabo la instalación durante periodos de lluvia, nieve, niebla o alta humedad y se requerirá el uso de los módulos y herramientas secos.
- Estará asegurada la de conexión de todos los módulos a tierra de forma completa y adecuada.

Los paneles fotovoltaicos se fijarán a la estructura sobre el tejado de forma que se deje el espacio necesario entre el marco del módulo y la superficie de montaje para permitir que el aire circule y rebaje la temperatura. Esto también permitirá que la humedad desaparezca más rápido. El módulo nunca debe ser sellado con la superficie sobre la cual se monta pues esto evitará la circulación de aire.

7.14.4 CABLEADO.

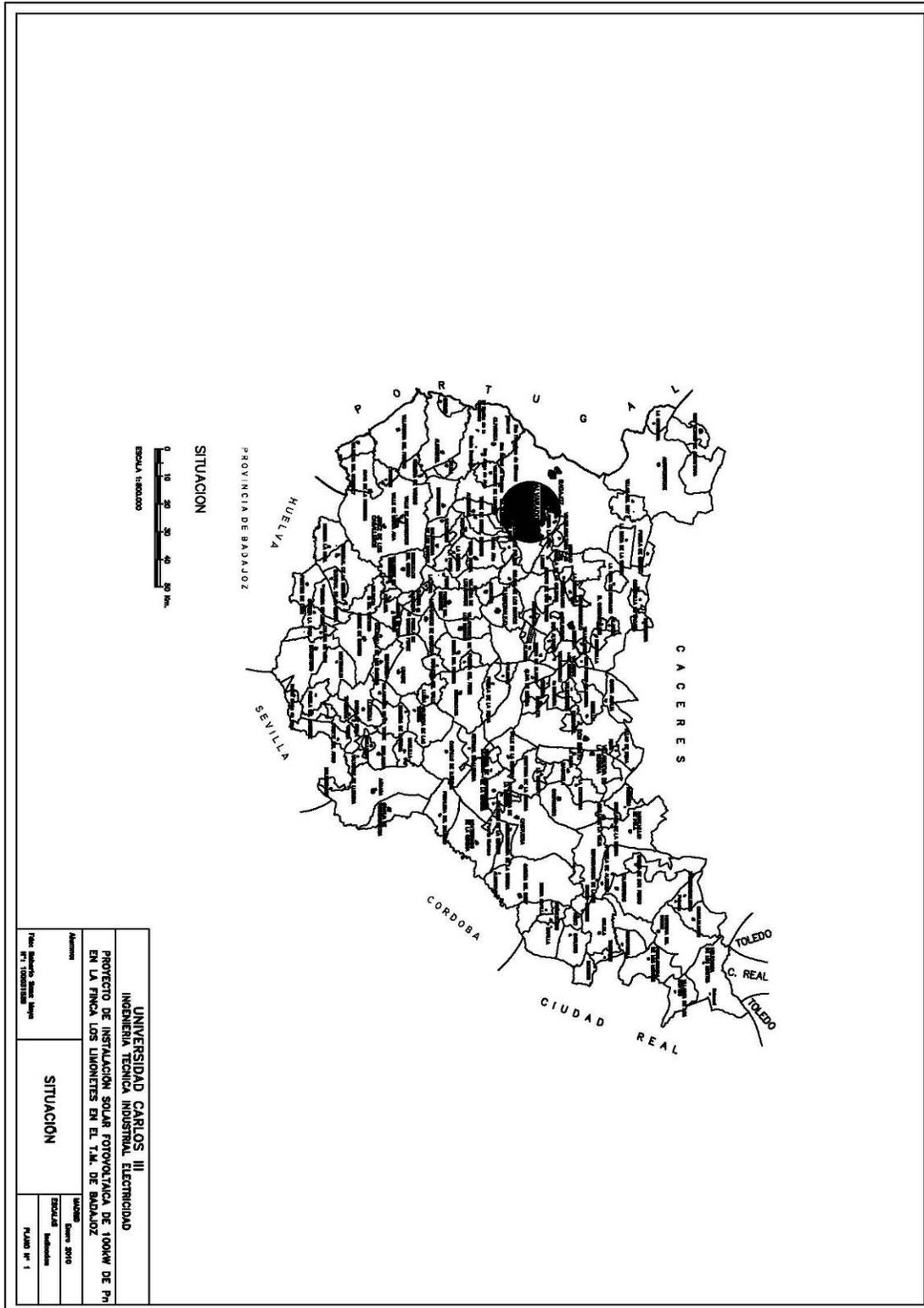
Todo el cableado se hará de acuerdo con REBT y normativa vigente y por personal cualificado. Se instalarán los cables de secciones calculadas para los distintos tramos de la instalación como se indica en el esquema unifilar.

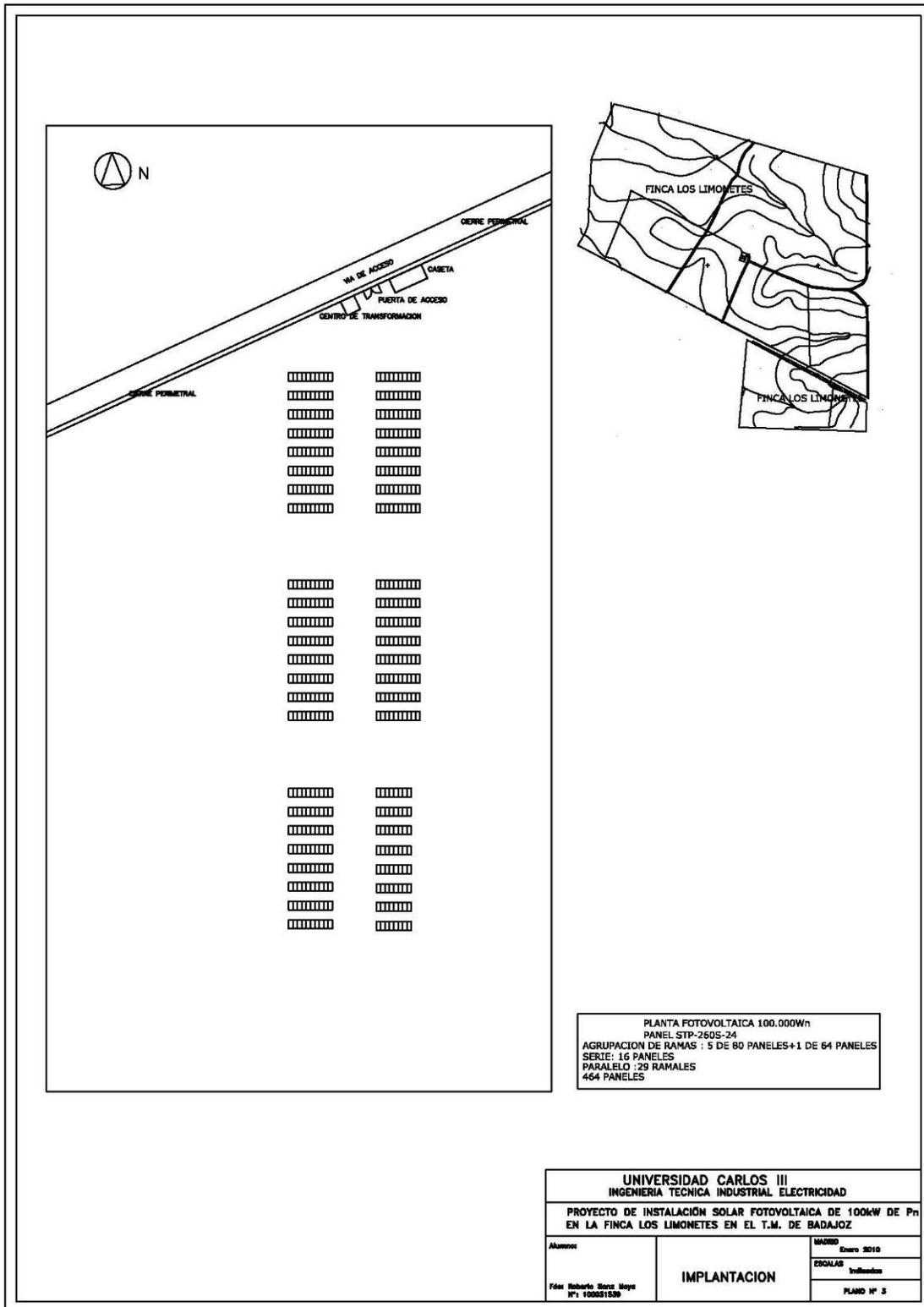
7.14.5 MANTENIMIENTO.

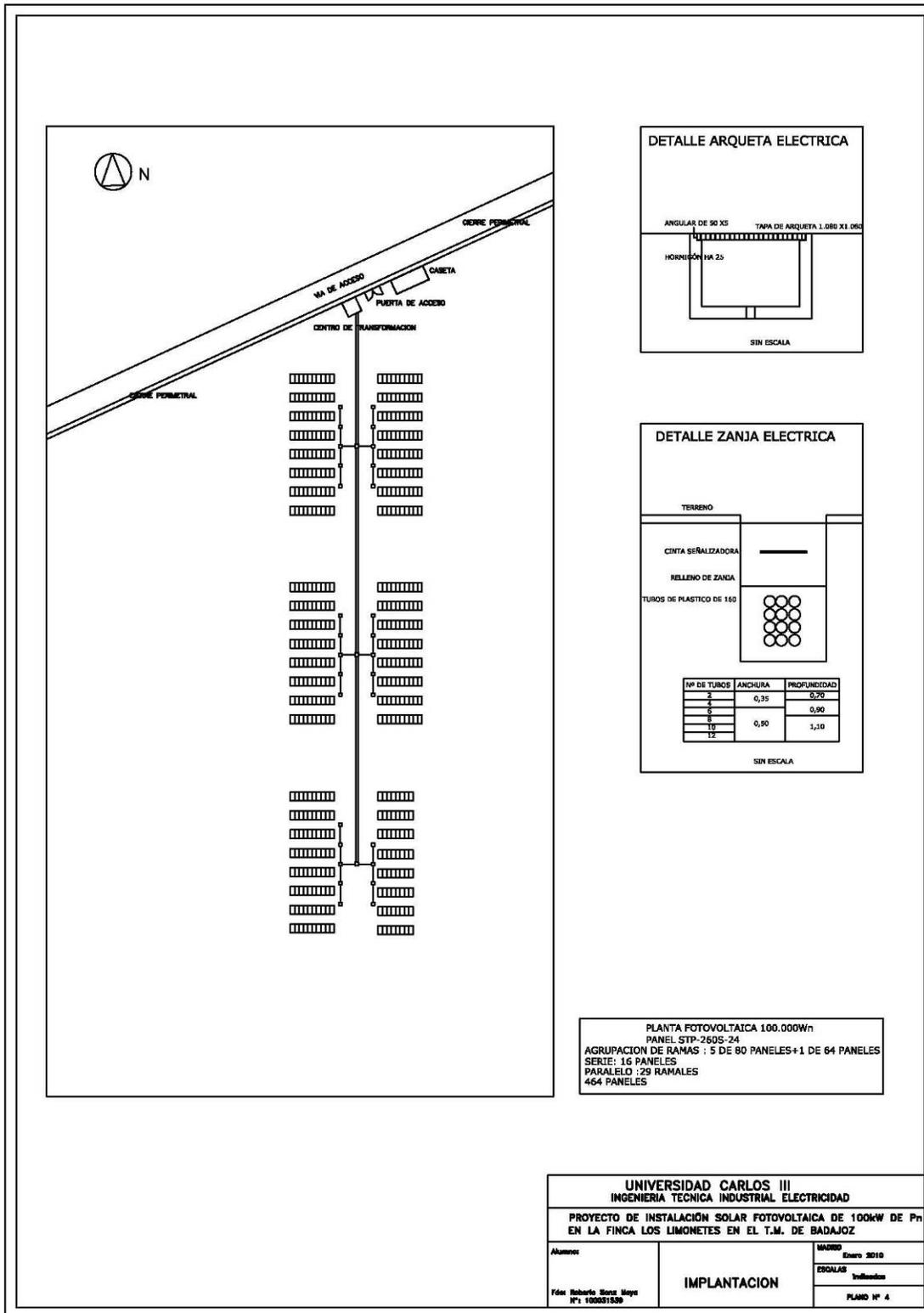
Para mantener un rendimiento óptimo de los módulos se recomienda un mantenimiento mínimo. Si la superficie del módulo está sucia, puede perderse potencia de salida. Se recomienda limpiar la superficie con agua y un paño suave o una esponja. Un detergente suave y no abrasivo se puede usar para quitar la suciedad más persistente.

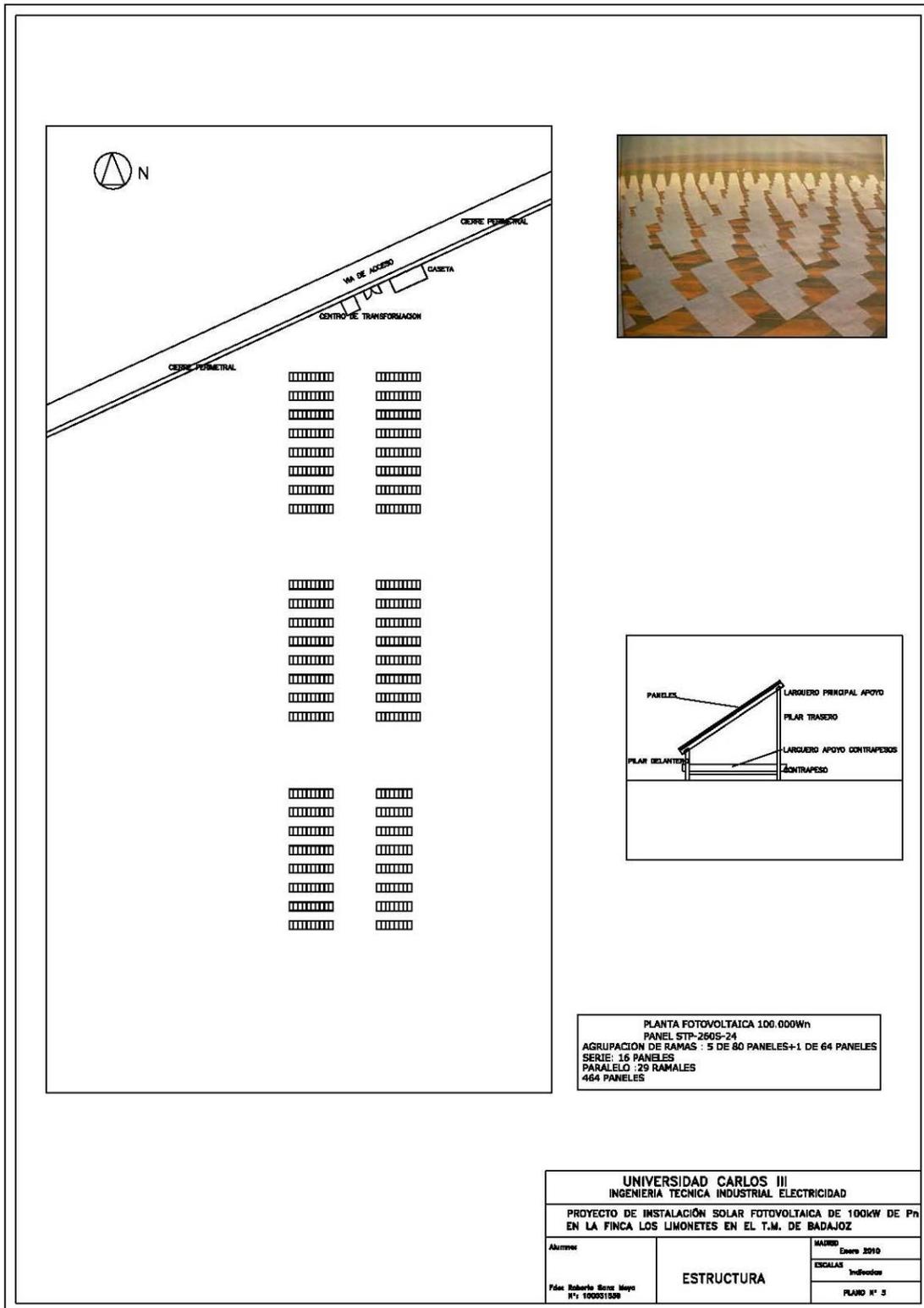
También se recomienda examinar las conexiones eléctricas y mecánicas varias veces anualmente. Para esta inspección eléctrica y mecánica se recomienda que se acuda a personal profesional para reducir el riesgo de lesiones o shock eléctrico.

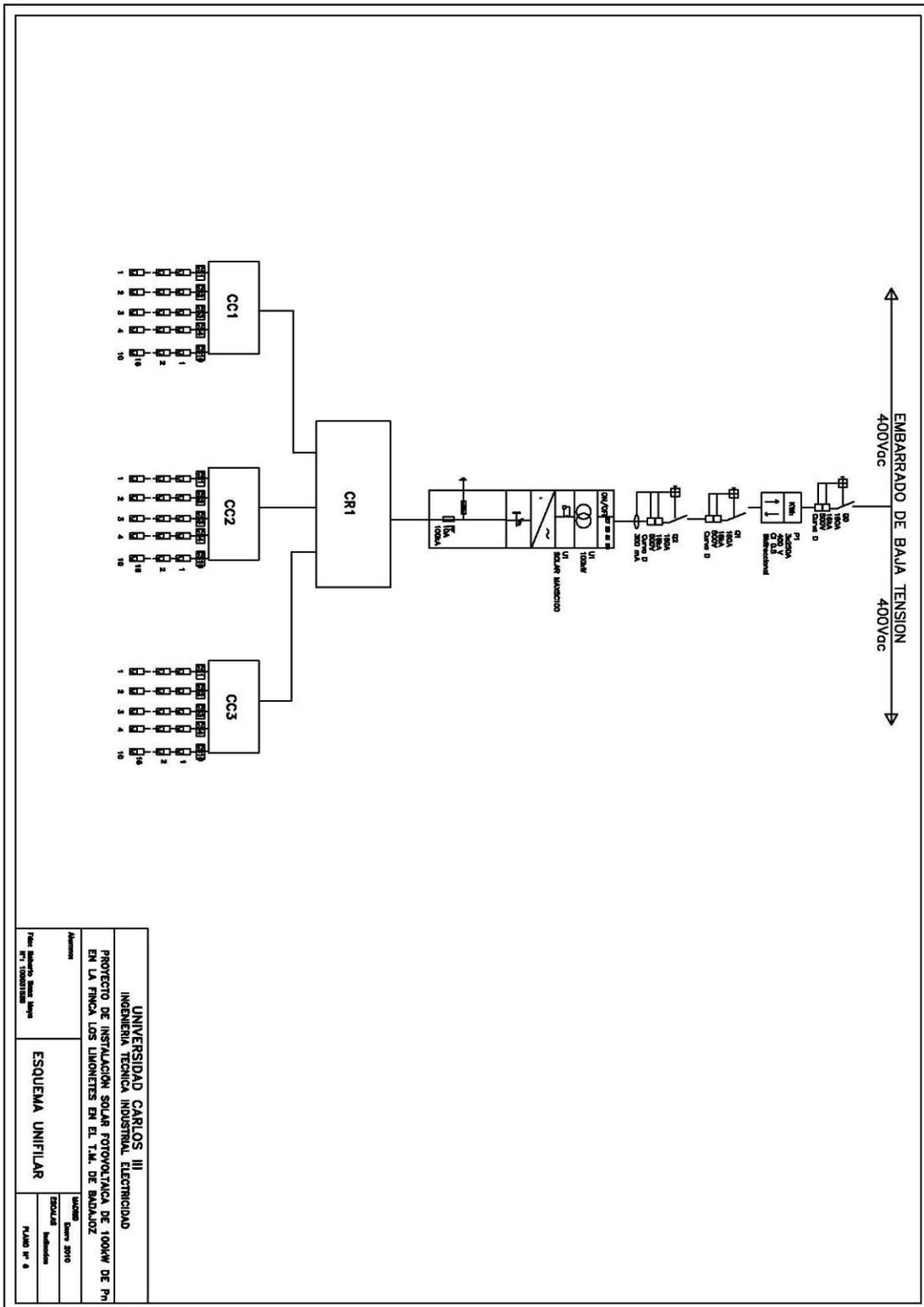
8. PLANOS DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA.











9. PRESUPUESTO.

PARTIDA 1 ELEMENTOS DE LA CENTRAL	Ud	Precio unitario (€/ud)	Precio Total (€)
Ud. Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino marca SUNTECH, modelo STP260S-24/Vb , Potencia máxima 260 Wp con tolerancia de $\pm 4\%$, clase de protección II, características eléctricas principales $V_{oc}=44.3v$, $V_{pmp}=35 V_{cc}$, $I_{cc}=8.04 A$, $I_{pmp}=7.43 A$, dotado de toma de tierra, grado de protección IP65 con 4 diodos de by-pass, conexión mediante multicontacto, bornera atornillable, incluso accesorios y parte proporcional de pequeño material para amarre a estructura (no incluida). Completamente montado, probado y funcionando.	464	1.812,30	840.907,20
Ud. Cuadro para protección contra sobretensiones en el lado de corriente continua formado por caja estanca, con grado de protección IP55 y ventana transparente precintable, dos fusibles por línea y dos descargadores de sobretensión, unipolares, para 40kA y 600V, marca CIRPROTEC, modelo MS1C40/600, incluso accesorios y pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando.	4	449,73	1.798,92
Ud. Inversor trifásico SOLARMAX SC-100 de 253 W potencia máxima 110 kW. Dos entradas para conectores rápidos Multicontact, pantalla LCD, caja para interior (IP20), incluyendo control de red y equipos de seguridad, preparado para comunicación con otro inversor o datalogger, incluso accesorios y parte proporcional de pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando.	1	23.959,17	23.959,17
Ud. Cuadros para mando y protección, en instalación tipo de 40 kW, en el lado de corriente alterna formado por cajas estancas, con grado de protección IP55, una con interruptor automático y diferencial en salida de inversor y otra con interruptor de interconexión (ICP 25kA de poder de corte) en punto de conexión, incluso accesorios y pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando.	1	1.213,43	1.213,43

Ud. Estructura soporte CONERGY SOLAR FAMULUS II para captadores a 34° de inclinación sobre horizontal, para superficie plana, a anclar o lastrar formado por perfiles de acero en frío, incluso imprimación como protección antioxidante, accesorios y pequeño material necesario. Completamente montado, probado y funcionando.	47	629,60	29.591,20
Ud. Cuadro de conexión a red para instalación fotovoltaica, accesible por empresa distribuidora. Incluso interruptores, diferencial y fusibles.	1	668,92	668,92
Ud. Equipo de medida monofásico, con características según marca el RD 1663/2000, accesorios y parte proporcional de pequeño material, completamente montado, probado y funcionando.	2	339,57	679,14
Ud. Sistema para monitorización de instalación de un inversor, con medida y registro de temperaturas ambiente, de panel, velocidad del viento, irradiación solar, incluso software, accesorios y parte proporcional de pequeño material, completamente montado, probado y funcionando.	1	2.115,02	2.115,02
Ml. Cable de cobre de 6 mm ² de sección para conexión de elementos de central, incluyendo pequeño material eléctrico, totalmente instalado, probado y funcionando.	1.470	4,70	6.909,00
TOTAL PARTIDA 1 ELEMENTOS DE LA CENTRAL			907.842,00 €
PARTIDA 2 ELEMENTOS DE LA PUESTA A TIERRA	Ud	Precio unitario (€/ud)	Precio Total (€)
Ud. Pica de tierra de cobre de 2 m, incluyendo grapa GR-1 y pequeño material, totalmente instalada, probada y funcionando.	3	104,24	312,72
Ml. Metro lineal de cobre desnudo para toma de tierra de 35 mm ² de sección, incluyendo pequeño material eléctrico, totalmente instalado, probado y funcionando.	80	37,01	2.960,80
TOTAL PARTIDA 2 ELEMENTOS DE LA PUESTA A TIERRA			3.273,52 €

PARTIDA 3 OBRA CIVIL	Ud	Precio unitario (€/ud)	Precio Total (€)
M2. Desbroce y limpieza de terreno por medios mecánicos, con carga, transporte y con p.p. de costes indirectos.	4.200	0,82	3.444,00
M3. Excavación manual de zanjas para canalización y redes en terreno de consistencia dura, i/posterior relleno y apisonado de tierras procedentes de la excavación y p.p. de costes indirectos.	120	32,25	3.870,00
M3. Transporte de tierras procedentes de excavación a vertedero, con un recorrido total de hasta 10 km., en camión volquete de 10 Tm., i/carga por medios manuales y p.p. de costes indirectos.	1	19,56	19,56
Ud. Cambio de contenedor de 7 m3. de capacidad, colocado en obra a pie de carga, i/servicio de entrega, alquiler, tasas por ocupación de vía pública y p.p. de costes indirectos, incluidos los medios auxiliares de señalización.	1	124,82	124,82
Ud Caseta Prefabricada de Hormigón Armado para alojamiento de inversor. Capacidad de 6 m2 hasta 12 m2, dotada de puerta galvanizada y ventana de ventilación instalada sobre losa de hormigón como base.	1	2.268,00	2.268,00
TOTAL PARTIDA 3 OBRA CIVIL.....			9.726,38 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCION MATERIAL (Ejecución + gastos)			920.841,90 €
PROYECTO EJECUTIVO DE LA INSTALACION 6 %			55.250,51
PROYECTO DE SEGURIDAD Y SALUD 1%			9.208,42
BENEFICIO INDUSTRIAL Y GASTOS GENERALES 19%			174.959,96
TOTAL PRESUPUESTO IMPUESTOS NO INCLUIDOS			1.160.260,79
I.V.A. 16%			185.641,73
LICENCIAS: Licencias, tramites administrativos, solicitud de subvenciones, financiación y legalización de la instalación. 2 % sobre P.E.M.			18.416,84
TOTAL PRESUPUESTO COMPLETO			1.124.900,47 €

10. CONCLUSIONES.

El proyecto ha tratado el cálculo y diseño de una Instalación Solar fotovoltaica de 100 kW de potencia nominal situada en el término municipal de Badajoz.

Se han seleccionado los componentes considerados óptimos, de los diferentes fabricantes del mercado que aportan al proyecto la mejor solución técnica y económica.

En el proceso se ha tenido en cuenta el pliego de condiciones actualmente en vigor contemplando los siguientes puntos:

- Diseño del generador fotovoltaico: se han empleado 464 paneles distribuidos en serie y paralelo y se han obtenido 100kW nominales (120,64kWp) de potencia con un factor de sobre dimensionamiento de 1,21.
- Estructura de paneles fija: Se han usado estructuras de paneles homologadas con capacidad de 10 paneles cada una. Se han instalado un total de 47 estructuras con una distancia de separación de 2,32 m para que no se produzcan zonas de sombra indeseadas.
- Cableado: de 6mm² y 35 mm² de sección que cumple los requisitos de CC y CA, marcado por el inversor y establecido en el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Orientación de los paneles: Se ha calculado la orientación óptima de los paneles solares con un azimut de 0° y una inclinación de 34°, datos obtenidos de las tablas de Irradiación solar (Wh/m² día) de “PVGIS” Photovoltaic Geographical Information System.
- Pérdidas: Se han tenido en cuenta en el diseño las pérdidas por orientación e inclinación, y las pérdidas por sombras para que estas sean nulas.

Con un presupuesto de 1.124.900,47 € (I.V.A. incluido) se obtiene una producción de 176.162,58 kWh anuales.

Nuestra instalación está acogida al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en la categoría *B. Energías Renovables*, subgrupo *b.1.1, 100 kW < Potencia ≤ 10 MW* estableciendo una tarifa regulada de 0,445751 €/kWh.

Por lo tanto nuestra central producirá unos ingresos anuales brutos de 176.162,58 kWh anuales x 0,445751 €/kWh = 78.524,64 €, con lo que se consigue recuperar la inversión inicial en un periodo inferior a 15 años.

Con la instalación de esta central fotovoltaica se consigue una reducción de 40.517,40 kg/año de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

11. BIBLIOGRAFÍA Y WEBGRAFÍA.

11.1 BIBLIOGRAFÍA.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. (Manual Práctico) Autores: Anne Labouret y Michel Viloz ISBN-13: 978-84-96709-00-3

GUÍA COMPLETA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Autor: José María Fernández Salgado ISBN: 84-87440-45-2

FUNDAMENTOS, DIMENSIONADO Y APLICACIONES DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Colectivo de autores

ISBN: 9788478345403

11.2 WEBGRAFÍA.

<http://www.idae.es>

<http://re.jrc.ec.europa.eu>

<http://www.catastro.meh.es>

<http://www.voltimum.es/>

<http://www.erasolar.es/>

<http://www.suntech-power.com>

<http://www.solarmax.com>

<http://www.conergy.es>

<http://www.solarweb.net>

12. ANEXO I NORMATIVA Y CONSIDERACIONES DE ÍNDOLE LEGAL.

12.1 CONSIDERACIONES DE ÍNDOLE LEGAL.

12.1.1 RESPONSABILIDAD DEL INSTALADOR.

El instalador será responsable de la ejecución de las obras en las condiciones establecidas en el contrato y en los documentos de este proyecto. Como consecuencia de ello vendrá obligado a la demolición y reconstrucción de todo lo mal ejecutado, aún cuando las obras hayan sido abonadas en liquidaciones parciales.

12.1.2 ACCIDENTES DE TRABAJO.

En caso de accidente ocurrido a los operarios o viandantes con motivo y en ejercicio de los trabajos para la ejecución de las obras, el Instalador se atenderá a lo dispuesto a estos efectos en la legislación vigente, siendo en todo caso único responsable de su incumplimiento y si que por ningún concepto pueda quedar afectada la propiedad por irresponsabilidad en cualquier aspecto.

El Instalador está obligado a adoptar todas las medidas de seguridad que las disposiciones vigentes preceptúan para evitar en lo posible accidentes a los obreros o viandantes en todos los lugares peligrosos de la obra. De los accidentes y perjuicios que por no cumplir el Instalador lo legislado sobre dicha materia pudiera acaecer y ocurrir, será éste único responsable, o sus representantes en la obra.

12.1.3 DAÑOS A TERCEROS.

El instalador será responsable de todos los accidentes que por inexperiencia o descuido sobrevivieran tanto en la edificación como en las propiedades de las inmediaciones a quien corresponda y cuando en ello hubiera lugar de todos los daños y perjuicios que puedan causarse.

12.2 NORMATIVA DE APLICACIÓN.

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

UNE EN 61215:1997 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo”.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Real Decreto 1433/2002 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Complementaria MI.BT, incluidas las hojas de interpretación.

Normas Básicas de la Edificación: Estructuras de Acero en la Edificación (NBE-EA.95).

Normas Básicas de la Edificación: Condiciones de Protección contra Incendios en los Edificios (NBE-CPI).

Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT).

Ley de Protección del Ambiente Atmosférico (LPAA)

Ley número 88/67 de 8 de noviembre: Sistema Internacional de Unidades de Medida S.I.

13. ANEXO II CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DEL TERRENO.



MINISTERIO DE ECONOMÍA Y HACIENDA
SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA Y PRESUPUESTOS
DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO
Oficina Virtual del Catastro

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES BIENES INMUEBLES DE NATURALEZA RÚSTICA
Municipio de BADAJOZ Provincia de BADAJOZ

INFORMACIÓN GRÁFICA E: 1/20000

REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE
06900A192000030000JD

DATOS DEL INMUEBLE

LOCALIZACIÓN
Polígono 192 Parcela 3
LIMONETES, BADAJOZ [BADAJOZ]

USO LOCAL PRINCIPAL: Agrario AÑO CONSTRUCCIÓN: ---

COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN: -- SUPERFICIE CONSTRUIDA (m²): --

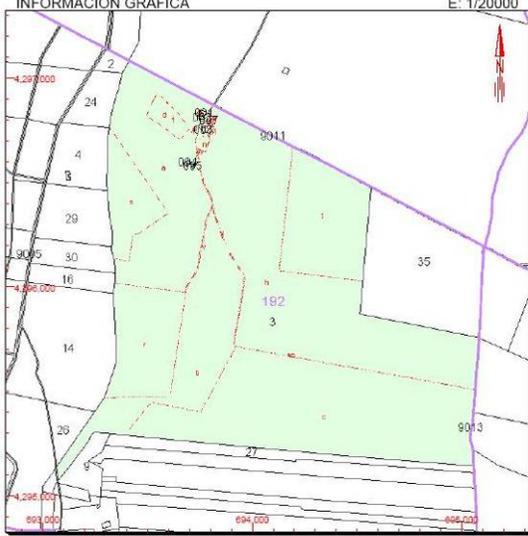
DATOS DE LA FINCA A LA QUE PERTENECE EL INMUEBLE

SITUACIÓN
Polígono 192 Parcela 3
LIMONETES, BADAJOZ [BADAJOZ]

SUPERFICIE CONSTRUIDA (m²): -- SUPERFICIE SUELO (m²): 2.252,782 TIPO DE FINCA: --

SUBPARCELAS

Subparcela	CC	Cultivo	IP	Superficie [Ha]
a	C-	Labor o Labradío secoano	04	31,8084
b	C-	Labor o Labradío secoano	04	24,6202
c	O-	Olivos secoano	03	57,8352
d	HR	Huerta regadío	03	2,0498
e	PZ	Pozos,Balsas,Charcas,Sondeo	00	0,0049
f	PZ	Pozos,Balsas,Charcas,Sondeo	00	0,0057
h	C-	Labor o Labradío secoano	01	61,5309
j	PZ	Pozos,Balsas,Charcas,Sondeo	00	0,0052
i	VT	Vía de comunicación de d....	00	0,4276
m	OT	Otros	00	0,0039
n	EU	Eucaliptus	02	0,3950
r	V-	Viña secoano	03	16,1529
s	V-	Viña secoano	03	9,2852
t	V-	Viña secoano	03	20,7118
u	VT	Vía de comunicación de d....	00	0,0500
v	VT	Vía de comunicación de d....	00	0,1912
w	VT	Vía de comunicación de d....	00	0,0500



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la OVC.

Viernes , 11 de Diciembre de 2009

14. ANEXO III HOJA DE DISEÑO DE PARAMETROS FOTOVOLTAICOS DE PROGRAMA MAXDESIGN.



Dirección del comerciante:

MaxDesign - El diseñador fotovoltaico

Dirección del cliente:

Proyecto : diseño de una central fotovoltaica de 100 kWp de potencia nominal

Selección del módulo:		Selección de inversor:	
Fabricante	Suntech	Fabricante	Sputnik
Tipo	STP260S-24/Ub	Tipo	SolarMax 100C
Potencia	260,00 Wp	Potencia máx. CC	130,00 kW
Tecnología	Si-mono	Potencia máx. CA	110,00 kW
Umpp	35,00 V	Potencia nominal CA	100,00 kW
Uoc	44,30 V	Eficiencia máx.	96,00 %
Tensión máx. del sistema	1000,00 V	Eficiencia europea	94,80 %
Coefficiente temp. tensión Voc	-150,620 mV/K	Tensión mín. Umpp	430,00 V
Imp	7,43 A	Tensión máx. Umpp	800,00 V
Isc	8,04 A	Tensión máx. CC	900,00 V
Coefficiente temp. de corriente.	0,482 mA/K	Corriente máx. CC	225,00 A
Tamaño	942x1956x50 mm	Dimensiones	1300x1200x800 mm
Peso	27,00 kg	Peso	935,00 kg
Enlace del fabricante	N/A	Enlace del fabricante	www.solarmax.com

Diseño eléctrico:		Valores límite temperatura módulo:	
Cantidad de módulos.	464	min.:	-10°
Cantidad módulos en serie:	16	máx.	60°
Cantidad rangos por inversor:	29		
Potencia total	120,64 kW		
Superficie necesaria	854,94 m2		
Umpp	560,00 V		
Eficiencia dinámica	94,69 %		
Factor de sobredimensionamiento	1,21		

Control del diseño eléctrico:			
Parámetro	Límite	Valor real	Resultado
Tensión mín. en MPP	430,00 V	475,65 V	Tensión mín. MPP correcta.
Tensión máx. en MPP	800,00 V	644,35 V	Tensión máx. MPP correcta
Tensión máx. en circuito abierto.	900,00 V	793,15 V	Tensión circuito abierto correcta
Máx. corriente CC	225,00 A	215,96 A	Corriente CC correcta
Min. potencia instalación	80,00 kW	120,64 kW	Tamaño inversor correcto
Potencia máx. instalación.	130,00 kW	120,64 kW	Potencia CC correcta.
 Instalación dimensionada eléctricamente de manera óptima!			

Máx. tensión sistema			
Parámetro	Límite	Valor real	Resultado
Máx. tensión sistema	1000,00 V	793,15 V	Tensión sistema correcta

Concepción energética:	
Factor de sobredimensionamiento	Recomendación para orientación desfavorable: este u oeste
1,21	

Controlar los datos del módulo!
 MaxDesign le asesora en el dimensionado de su instalación de energía solar con inversores SolarMax. Controlamos el cumplimiento de los valores límites mas importantes del cableado indicado de su instalación. Los valores criticos generan un mensaje de error.
IMPORTANTE: Los datos y las funciones utilizados por MaxDesign han sido controlados exhaustivamente. No asumimos ninguna responsabilidad por daños directos causados por el uso del presente programa.

15. ANEXO IV TABLA DE VALORES CLIMATOLOGICOS



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 38°47'47" North, 6°46'11" West, Elevation: 215 m a.s.l.,
Nearest city: Badajoz, Spain (20 km away)

Nominal power of the PV system: 120.6 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature: 11.8% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.7%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 26.2%

Fixed system: inclination=34 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	352.00	10900	3.70	115
Feb	385.00	10800	4.13	116
Mar	537.00	16600	5.94	184
Apr	483.00	14500	5.42	163
May	556.00	17200	6.33	196
Jun	567.00	17000	6.62	199
Jul	569.00	17700	6.73	209
Aug	577.00	17900	6.81	211
Sep	522.00	15700	6.02	181
Oct	456.00	14100	5.09	158
Nov	339.00	10200	3.65	110
Dec	311.00	9630	3.27	101
Year	472.00	14300	5.32	162
Total for year		172000		1940

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2008

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.



Incident global irradiation for the chosen location

Location: 38°47'47" North, 6°46'11" West, Elevation: 215 m a.s.l.,

Nearest city: Badajoz, Spain (20 km away)

Optimal inclination angle is: 34 degrees

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

Month	Hh	Hopt	H(0)	lopt	TL	D/G	TD	T24h
Jan	2230	3700	2230	62	2.3	0.44	10.4	9.5
Feb	2900	4130	2900	54	2.5	0.45	12.1	10.9
Mar	4720	5940	4720	42	2.4	0.35	15.6	13.9
Apr	5120	5420	5120	25	2.9	0.43	17.3	15.6
May	6590	6330	6590	14	3.2	0.36	20.8	19.1
Jun	7280	6620	7280	5	3.2	0.33	25.9	23.8
Jul	7220	6730	7220	9	3.1	0.32	28.0	25.9
Aug	6650	6810	6650	20	2.9	0.31	28.1	26.0
Sep	5090	6020	5090	36	3.0	0.34	24.6	22.6
Oct	3680	5090	3680	51	2.7	0.38	20.1	18.5
Nov	2340	3650	2340	60	2.2	0.46	14.5	13.2
Dec	1920	3270	1920	64	2.2	0.48	11.3	10.3
Year	4660	5320	4660	34	2.7	0.37	19.1	17.4

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m2)

Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m2)

H(0): Irradiation on plane at angle: 0deg. (Wh/m2)

lopt: Optimal inclination (deg.)

TL: Linke turbidity (-)

D/G: Ratio of diffuse to global irradiation (-)

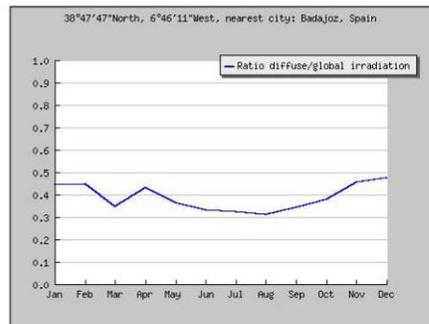
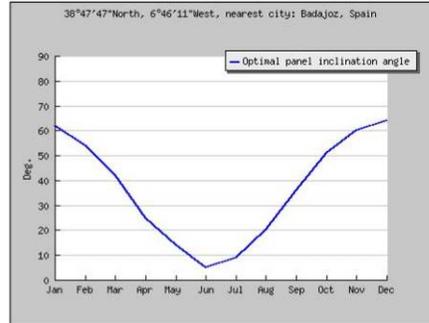
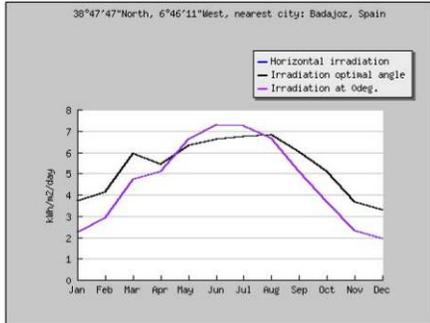
TD: Average daytime temperature (°C)

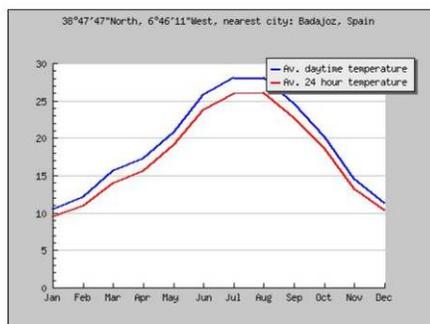
T24h: 24 hour average of temperature (°C)



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy





PVGIS (c) European Communities, 2001-2008

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

AGRADECIMIENTOS

A Lydia Yáñez López del Amo por su apoyo para la finalización del proyecto y por su inestimable colaboración en la realización de los planos.

A Francisco Norte Villalobos por sus detalladas sugerencias y brillante asesoramiento sobre la bibliografía a consultar para realizar las distintas partes del proyecto.

A mis padres, Paloma y Roberto y a mis hermanos David y Almudena, por su constante acicate para terminar lo que uno empieza.

Y de modo especial a la profesora Mónica Chinchilla Sánchez por ser mi tutora y guiarme en todo momento en la realización de este trabajo que sin su ayuda no habría sido posible llevar a buen término.