



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

**INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 100kW DE
CONEXIÓN A RED EN LORCA,
MURCIA.**

Francisco de Delás de Mazarredo

Madrid, junio del 2009

ÍNDICE GENERAL

1. MEMORIA DESCRIPTIVA
2. ANEXOS
3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS
4. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD
5. PRESUPUESTO
6. PLANOS

1.MEMORIA

INDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Objeto del proyecto.....	6
1.2 Situación actual.....	8
1.3 Motivación.....	16
1.3.1 Punto de vista medioambiental.....	16
1.3.2 Punto de vista económico.....	19
1.4 Actividad.....	21
1.5 Descripción de los materiales.....	23
1.5.1 Introducción general.....	23
1.5.2 Descripción de los componentes principales.....	27
1.6 Descripción de la instalación.....	38
1.6.1 Módulos fotovoltaicos.....	38
1.6.2 Inversor.....	39
1.6.3 Cableado.....	41
1.6.3.1 Cableado en continua.....	43
1.6.3.2 Cableado en alterna.....	45
1.6.4 Tubos y canalizaciones protectoras.....	47
1.6.4.1 Tubos en canalizaciones enterradas.....	48
1.6.4.2 Tubos en canalizaciones empotradas.....	50
1.6.5 Estructura.....	53
1.6.6 Protecciones.....	54
1.6.7 Toma de tierra.....	59
1.7 Localización de la instalación.....	60
1.8 Obra civil.....	62
1.9 Mantenimiento instalación.....	63
1.9.1 Paneles fotovoltaicos.....	63
1.9.2 Inversor.....	64
1.10 Tramitación.....	65

1.11	Normativa aplicable.....	72
1.12	Media tensión.....	74
1.12.1	Introducción.....	74
1.12.2	Cálculos.....	76
1.12.3	Red de tierras.....	77
1.13	Estudio energético y económico.....	84
1.14	Ejecución del proyecto.....	86
1.15	Bibliografía.....	87

Índice de figuras

Figura 1.Irradiación global anual (kWh/m ²) (CENE 07).....	11
Figura 2.Potencia instalada de energía FV .2006(IDAE).....	12
Figura 3.Potencia instalada y acumulada en España hasta 2007(IDAE)	13
Figura 4. Estimación de potencia instalada y acumulada en España hasta 2012(IDAE).....	14
Figura 5. Esquema general de instalación FV (google)	24
Figura 6. Panel solar monocristalino	28
Figura 7 Panel solar policristalino.....	29
Figura 8.Panel solar silicio amorfo.....	30
Figura 9.Relación V-I en función a la intensidad de la radiación solar.....	32
Figura 10. Relación V-I en función de la T ^a	33
Figura 11. Relación V-I en condiciones estándar de medida.....	34
Figura 12. Localización de la instalación FV respecto a la península.	61
Figura 13.Poligono 189, parcela 6, recinto 39 .Escala 1:2000.	61

Índice de tablas

Tabla 1. Tarifas para instalación fotovoltaica (RD 1578/2008).	22
Tabla 2. tarifa para instalaciones fotovoltaicas (RD 661/2007)	23
Tabla 3. Características generales del Módulo IS-220.....	39
Tabla 4. Características generales del inversor Zigor Sunzet 100kVA.....	40
Tabla 5. Secciones de continua.....	45
Tabla 6. Secciones de alterna.....	46
Tabla 7. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas.....	48
Tabla 8. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.	49
Tabla 9. Diámetro de los tubos en canalizaciones enterradas.....	50
Tabla 10. Características mínimas para tubos en canalizaciones empotradas ordinarias en obra de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra.....	51
Tabla 11. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.....	52
Tabla 12. Diámetro de los tubos en canalizaciones enterradas.....	52
Tabla 13. Tabla UNESA (UNESA)	80

1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Objeto del Proyecto

En un planeta en el cada día existe una mayor concienciación sobre los efectos adversos de la polución y el calentamiento global, es imprescindible buscar y aplicar nuevas fuentes de energía que no degraden el medio ambiente.

La energía solar fotovoltaica es una de las mejores opciones para cumplir este objetivo ya que además de ser una forma de energía totalmente limpia, es favorecida por la legislación actual de venta de electricidad en régimen especial y en particular para este tipo de instalaciones.

En este sentido con el fin de impulsar la implantación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se enmarca en un marco legislativo favorable. El 26 de septiembre de 2008 se aprobó el Real Decreto 1578/2008 en el que se regula el régimen económico y jurídico de dicha actividad. A las instalaciones que utilizan la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica, se les aplica un sistema de tarificación regulado estableciéndose una retribución de 32c€/kWh para las instalaciones de tipo I.2 y de Tipo II y de 34c€/kWh para las de Tipo I.1.

La finalidad del proyecto es la realización de una instalación fotovoltaica conectada a red de 100kW nominales en Murcia. Como se ha mencionado, la instalación pretende

favorecerse de la legislación actual, ya que actualmente, en España, las compañías de distribución eléctrica están obligadas por ley a comprar la energía inyectada a su red por estas centrales fotovoltaicas.

Evidentemente también es objeto del proyecto la determinación de los pasos a seguir para la obtención de las autorizaciones administrativas, que permitan la construcción de la instalación fotovoltaica, de forma que se reduzcan al máximo los tiempos de tramitación, así como la documentación y los procesos necesarios para obtener el contrato de venta de energía en régimen especial, la autorización para puesta en servicio, la conexión a red y verificación de los equipos de medida y la obtención del certificado de cumplimiento de la compañía distribuidora, Iberdrola S.A. que permita la inscripción definitiva en el R.P.R.E.

En la ubicación seleccionada la rentabilidad es muy elevada debido a que la incidencia de Energía (MJ/m^2) en un día medio es la mayor de la península y la tercera de toda España, después de Ceuta y Sta.C.Tenerife. Por último en el proyecto se justificará financieramente la inversión.

1.2 Situación actual:

Las energías renovables son aquellas que utilizan recursos naturales ilimitados para la generación de electricidad, es decir, aquellas que consumen recursos inagotables o que no requieren plazos muy largos para ser producidos por la naturaleza como pueden ser la solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, etc. En contraposición tenemos las energías fósiles, que utilizan recursos naturales finitos y perjudiciales con el medio ambiente, pero que, sin embargo, hoy día son mucho más rentables y eficientes. Entre éstos podemos destacar el carbón, petróleo, gas natural, uranio...

La energía solar es una fuente inagotable capaz de mover el mundo. Lo único que hace falta es explotarla. Cada 30 minutos se recibe del Sol sobre la Tierra la energía que se consume en 1 año.

Las instalaciones necesarias para la obtención de electricidad por radiación solar son sencillas, limpias y económicamente rentables. Estas instalaciones son las denominadas instalaciones fotovoltaicas, las cuales convierten directamente la luz del sol en electricidad, además, el proceso de fabricación de módulos solares no genera residuos perjudiciales para el medio ambiente.

La continua degradación del medio ambiente, debido a la generación de energía por medios convencionales, como las emisiones de CO₂, hacen que las energías renovables y en especial la energía solar fotovoltaica aparezca en el mundo desarrollado como una opción cada vez más atractiva y necesaria. Durante los últimos años han proliferado los 'tejado fotovoltaicos' y las huertas solares en toda

Europa. Estas instalaciones se conectan a la red de manera que la energía puede ser vertida a dicha red y facturada a la compañía eléctrica.

Con este fin de desarrollar la proliferación de las energías renovables, en 2001 la Unión Europea estableció un marco comunitario para la promoción de las fuentes de dichas energías en la producción de electricidad.

La promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (FER) es una de las prioridades de la Unión Europea (UE) por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social.

La Directiva obedece al Libro Blanco de 1997 sobre fuentes de energía renovables, que preveía el objetivo de que las energías renovables representen el 12 % del consumo nacional bruto de energía en la UE-15 para el año 2010, y la electricidad generada a partir de esas fuentes renovables, el 22,1 %. Con la ampliación de 2004, el objetivo global de la UE pasó a un 21 %. Con esta perspectiva, la Directiva constituye una parte importante de las medidas necesarias para cumplir los compromisos contraídos por la Unión Europea en el Protocolo de Kioto sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En la actualidad, las empresas europeas se encuentran situadas en la vanguardia mundial del desarrollo de nuevas tecnologías de electricidad FER. La Directiva quiere impulsar el aumento de la contribución de esas energías respetando, al mismo tiempo, los principios del mercado interior.

Los Estados miembros de la UE deben adoptar y publicar, desde el 27 de octubre de 2002 y posteriormente cada cinco años, un informe que establezca, para los diez años siguientes, los objetivos indicativos nacionales de consumo futuro de electricidad FER, así como las medidas nacionales adoptadas o previstas para alcanzar esos objetivos.

Los objetivos nacionales deben fijarse teniendo en cuenta los valores de referencia que figuran en el anexo de la Directiva en relación con los objetivos indicativos nacionales de los Estados miembros respecto a la parte de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables en el consumo bruto de electricidad en 2010. Es preciso, asimismo, que los objetivos nacionales sean compatibles con todos los compromisos nacionales contraídos en el contexto de los compromisos aceptados por la Comunidad en Kioto.

España mantiene desde hace tres lustros un notorio crecimiento de la intensidad energética. Nuestra creciente y excesiva dependencia energética exterior —alrededor del 80% en los últimos años— la necesidad de preservar el medio ambiente y el deber de cumplir con lo anteriormente expuesto obligan al fomento de fórmulas eficaces para un uso eficiente de la energía y la utilización de fuentes limpias. Por tanto, el crecimiento sustancial de las fuentes renovables, junto a una importante mejora de la eficiencia energética, responde a motivos de estrategia económica, social y medioambiental.

Asimismo España es el país que más facilidades y ventajas tiene a la hora de aprovechar la radiación solar de toda la Unión Europea ya que, como vemos en la

figura 1, España tiene los valores más altos con diferencia de irradiación anual sobre superficie horizontal.

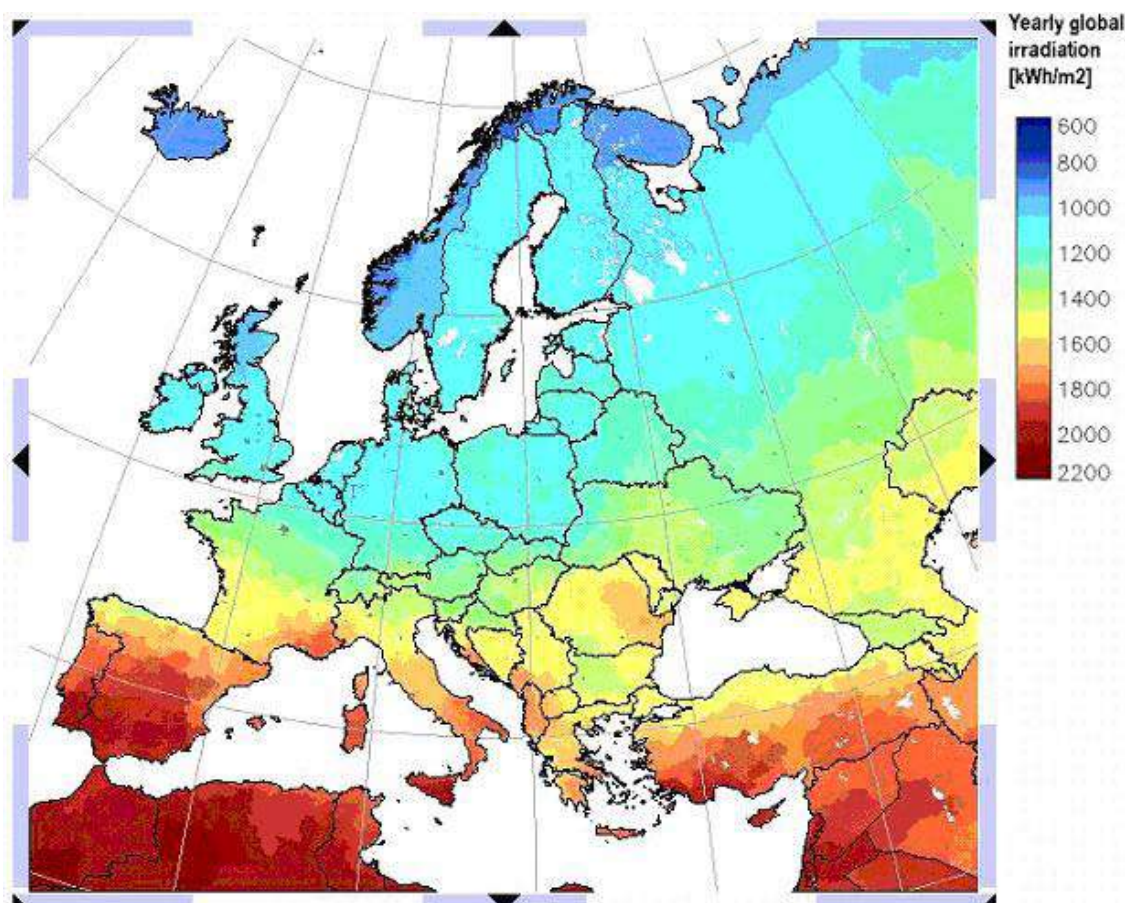


Figura 1. Irradiación global anual (kWh/m²) (CENE 07)

Así, en Agosto de 2005 se desarrolló el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, el cual constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 hasta ahora vigente. Con esta revisión, se trató de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos indicativos —29,4%

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia.

de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para ese año— adoptados con posterioridad al anterior plan.

En este Plan se identifica un nuevo objetivo de incremento de potencia fotovoltaica de 363 MWp en el periodo 2005-2010, dentro de la planificación de las energías renovables en su conjunto, siempre partiendo de la puesta en marcha de las medidas propuestas en él.

En Europa, el país con mayor potencia de energía fotovoltaica instalada con diferencia hasta 2006 era Alemania, país que en ese año poseía el 90% de la energía fotovoltaica acumulada en toda la Unión Europea (Figura 2) .

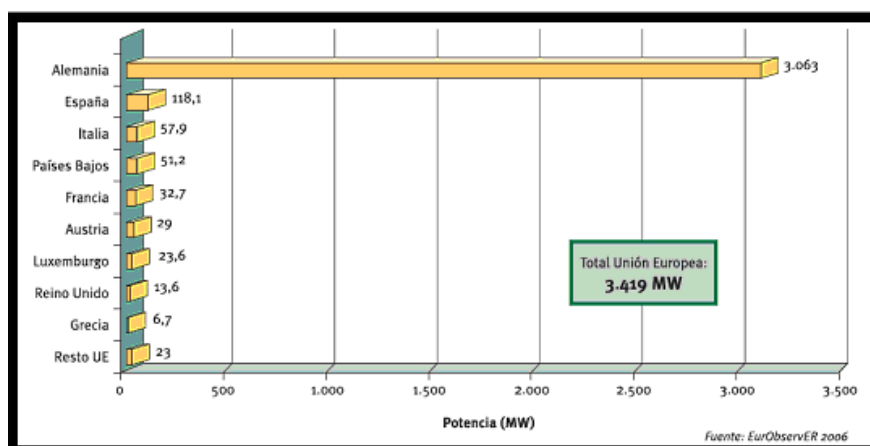


Figura 2. Potencia instalada de energía FV .2006(IDAE)

Sin embargo España no se quedó atrás y como vemos en la siguiente imagen, el rápido crecimiento del número de instalaciones fotovoltaicas instaladas provocó que

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia.

en agosto de 2007 se superara el 85 por ciento del objetivo de potencia instalada fotovoltaica para 2010 y en el mes de mayo de 2008, se alcanzaran ya los 1.000 MW.

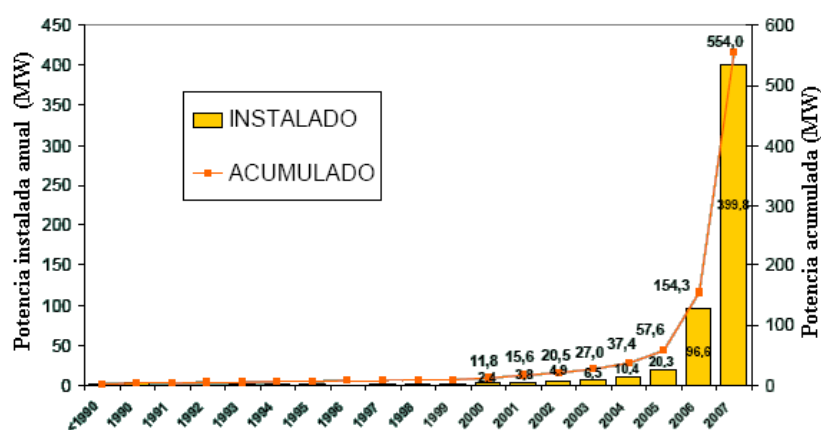


Figura 3. Potencia instalada y acumulada en España hasta 2007 (IDAE)

En este momento, según datos de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) tras el cambio de la regulación fotovoltaica en octubre de 2008 se superaron los 2.200 MW instalados, más de tres veces los 693 MW hasta finales de 2007 y aproximadamente 6 veces más que el objetivo inicial de 363MW, objetivo que se alcanzó en Agosto de 2007.

A continuación se muestra la evolución de la potencia instalada y total para cada año desde el 2004 hasta el 2012 pudiendo observarse los datos citados anteriormente.

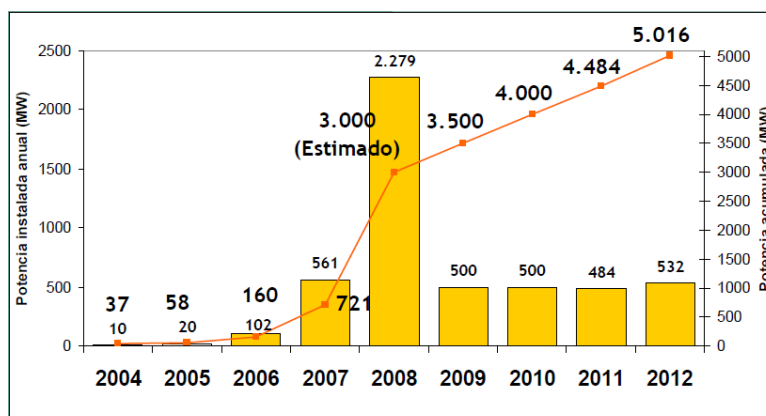


Figura 4. Estimación de potencia instalada y acumulada en España hasta 2012(IDAE)

El sector fotovoltaico español afronta 2009 en crisis tras experimentar un 'boom' en la instalación de nueva potencia durante 2008 que le ha conducido a superar a Alemania como primer productor de energía solar del mundo.

La causa del 'boom' y de la actual crisis fotovoltaica es la misma: la regulación. El anterior marco, el RD661/2007, incluía primas y condiciones muy atractivas y los promotores se lanzaron a conectar instalaciones antes de que en octubre entrara en vigor el real decreto RD1578/2008, que frena la fuerte especulación. La carrera por llegar antes de que expirase la anterior norma disparó la potencia instalada hasta las cotas vistas anteriormente.

El nuevo decreto 1578/08 reduce las primas, fija un máximo de megavatios para las centrales y crea un sistema de asignación trimestral de potencia para limitar la potencia instalada.

Esta última medida ha frenado en seco el sector. De hecho, frente a los cerca de 2.400 MW instalados en 2008, el Ministerio de Industria sólo permitirá en 2009 la instalación de 500 MW.

Sin embargo, no todo son malas noticias, y es que el negocio de la energía solar fotovoltaica ha crecido exponencialmente durante los últimos años en España y lo hará todavía más, teniendo en cuenta que la UE ha establecido como objetivo para 2010 que todos los países miembros reduzcan, al menos, en un 15% las emisiones de gases causantes del efecto invernadero y que en el año 2020 más del 20% de las fuentes energéticas de España deberán ser renovables.

Asimismo España es el país de Europa que más apoya la energía solar fotovoltaica, alcanzando los 10.000 MW en 2020. Por último, el fuerte desarrollo del sector conseguido en estos dos últimos años ha permitido una importante evolución en la curva de aprendizaje de esta tecnología, alcanzando una significativa reducción de costes.

Finalmente, según la Asociación Europea de industria fotovoltaica (EPIA), los sistemas fotovoltaicos (FV) podrían generar en el año 2030 2600TWh de electricidad en todo el mundo.

Esto significa que, suponiendo que haya un compromiso serio con la eficiencia energética, en un periodo de 25 años se produciría en todo el mundo suficiente energía solar para satisfacer las necesidades de electricidad de casi el 14% de la población mundial.

En 2030, la energía solar FV habría producido también otro importante efecto. En el aspecto medioambiental, habría una reducción anual de las emisiones de CO₂ de 1600 millones de toneladas. Esta reducción equivaldría a las emisiones de 450 plantas alimentadas por carbón. La reducción acumulativa de CO₂ obtenida a partir de la generación de electricidad solar habría alcanzado el nivel de 9.000 millones de toneladas.

1.3 Motivación

1.3.1 Punto de vista medioambiental

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable, contribuye al autoabastecimiento energético nacional y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos de su uso directo (contaminación atmosférica, residuos, etc) y los derivados de su generación (excavaciones, minas, canteras, etc). Los efectos de la energía solar fotovoltaica sobre los principales factores ambientales son los siguientes:

-Clima: la generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero.

-Geología: Las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, elemento obtenido de la arena, muy abundante en la Naturaleza y del que no se requieren cantidades significativas. Por lo tanto, en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.

Aguas superficiales y subterráneas: No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.

-Paisaje: Este es el factor sobre el que más se influye, sin embargo, los paneles solares sobre huerta solar suelen situarse en lugares poco frecuentados, parcelas alejadas de los núcleos urbanos usadas para el arado (como es el caso que se nos presenta), o cercanas a áreas industriales de almacenamiento, por lo que el impacto ambiental disminuye.

-Ruidos: La huerta solar fotovoltaica es una instalación totalmente silenciosa, que además y como se ha expuesto, suele estar alejada de los núcleos urbanos y la población en general.

-Medio social: El suelo necesario para instalar un sistema fotovoltaico de dimensión media, no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto.

Por tanto, al instalar una huerta solar fotovoltaica estamos ayudando directamente a la reducción de gases perjudiciales y nocivos para las personas y el medio ambiente, además de a la reducción del calentamiento global, mediante la introducción de una de las formas de energía más limpia en el mercado, la solar fotovoltaica.

Como se ha mencionado, el uso de combustibles fósiles en la producción de energía produce emisiones de dióxido de carbono, CO₂, y otros gases nocivos para el medio ambiente, disminuyendo la calidad del aire y contribuyendo al calentamiento global de planeta.

Es por ello, por lo que en las últimas décadas se han llevado a cabo planes para la reducción estos productos contaminantes y gases de efecto invernadero. Entre estos planes y acuerdos destaca, además de los planes mencionados anteriormente, el protocolo de Kyoto de 1998, en el cual los países de Europa se comprometieron a reducir, de aquí a entre 2008 y 2012, en un 8% sus emisiones de dióxido de carbono, CO₂, respecto al nivel de 1990.

En estos momentos los compromisos del Protocolo de Kyoto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero conllevan no sólo un mayor uso eficiente de la energía sino también el impulso de las energías renovables. De ahí la importancia de potenciar energías renovables como la solar. La energía solar es, a cada día que pasa, más eficiente, de mayor calidad, y sobre todo totalmente limpia.

Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente un kilogramo de CO₂. Además ninguno de los equipos que componen la instalación generan productos tóxicos (no hay baterías de plomo) y los equipos son reciclables.

1.3.2 Punto de vista económico

Desde el punto de vista económico, hay que destacar que las instalaciones fotovoltaicas de este tipo son una inversión con una gran fiabilidad económica a medio-largo plazo. Esto es debido a que, existe un compromiso por parte de las compañías eléctricas distribuidoras de comprar toda la energía eléctrica generada por nuestra instalación fotovoltaica. Además, con el fin de impulsar este tipo de tecnologías, el gobierno español implanta primas económicas a las energías limpias.

Particularmente, para el tipo de instalaciones que nos ocupa, esto es, instalaciones fotovoltaicas fijas sobre suelo (tipo II de las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo), el RD1578/2008 establece una tarifa regulada de 32c€/kWh para aquellas instalaciones asociadas a la primera convocatoria. Para aquellas instalaciones que sean inscritas en el registro de pre asignación a la convocatoria n, los valores de la tarifa se calcularán en función de los valores de la convocatoria anterior n-1, de la siguiente forma:

Si $P \geq 0,75 \times P_0$, entonces: $T_n = T_{n-1} [(1 - A) \times (P_0 - P) / (0,25 \times P_0) + A]$

Si $P < 0,75 \times P_0$, entonces: $T_n = T_{n-1}$

Siendo:

P, la potencia pre-registrada en la convocatoria n-1.

P_0 , el cupo de potencia para la convocatoria n-1.

T_{n-1} , la tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n-1.

T_n , la tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n.

A, el factor 0,91/m y m el numero de convocatorias anuales.

Si se tiene en cuenta que el precio medio o general del kWh es de 9c€/kWh se puede concluir que la energía vendida por la instalación se paga 3 veces y media más cara.

También hay que destacar que el mantenimiento necesario para este tipo de instalaciones es mínimo, siendo necesaria una revisión aproximadamente cada 6 meses. Igualmente el tiempo de vida de este tipo de instalaciones ronda los 25 años y se amortizan en una media de 10 años.

En resumen, las ventajas económicas, unidas al hecho de que debido al aumento del precio del petróleo el precio de la electricidad cada vez será más caro, hacen de la

inversión en fotovoltaica una rentable inversión frente a alternativas existentes en el mercado, al tiempo que supone una apuesta por una energía respetuosa con el medio ambiente que fomenta el desarrollo sostenible.

1.4 Actividad

Un sistema fotovoltaico (FV) es una instalación basada en módulos fotovoltaicos para producir energía eléctrica. Esta energía es producida en las células fotovoltaicas que forman parte del modulo y que son las capaces de transformar la radiación solar en electricidad mediante pequeñas caídas de tensión. El objetivo final del proyecto es el de la venta de la energía generada en el campo fotovoltaico a la compañía distribuidora IBERDROLA S.A., para así rentabilizar la instalación y obtener beneficios de la misma.

Este proyecto está amparado en la aplicación del Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Como se ha mencionado en anteriores apartados y como se muestra en la siguiente imagen se obtendría una retribución por la venta de energía de 32c€/kWh, ya que

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia.

nuestra instalación pertenece al subconjunto b.1.1 (Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica) del RD 661/2007, y tipo II del RD1578/2008, que son aquellas Instalaciones que no están ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario.

Tipología		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1	34,00
	Subtipo I.2	32,00
Tipo II		32,00

Tabla 1. Tarifas para instalación fotovoltaica (RD 1578/2008).

La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada necesaria para el propio abastecimiento de la instalación fotovoltaica.

Se ha de tener en cuenta el hecho de que originalmente el proyecto estaba basado en la aplicación del RD661/2007, por lo que el proyecto se concentró en instalaciones fotovoltaicas de 100kW que es la máxima potencia permitida para poderse beneficiar de la máxima retribución posible para este tipo de instalaciones. Las tarifas reguladas, así como la potencia máxima de cada instalación, de dicho RD se presentan a continuación:

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1	b.1.1	$P \leq 100$ kW	primeros 25 años	44,0381
			a partir de entonces	35,2305
		$100 \text{ kW} < P \leq 10$ MW	primeros 25 años	41,7500
			a partir de entonces	33,4000
		$10 < P \leq 50$ MW	primeros 25 años	22,9764
			a partir de entonces	18,3811
	b.1.2		primeros 25 años	26,9375
			a partir de entonces	21,5498

Tabla 2. tarifa para instalaciones fotovoltaicas (RD 661/2007)

1.5 Descripción de los materiales

1.5.1 Introducción general

Una instalación fotovoltaica consiste en un conjunto de elementos capaces de transformar directamente la radiación solar en energía eléctrica. La corriente continua que aparece en las células fotovoltaicas se convertirá mediante un inversor en corriente alterna y, tras haber sido transformada en valores correctos de tensión podrá ser vertida finalmente a la red.

Se observa un esquema de un sistema típico de instalación fotovoltaica en la figura 5 a continuación:

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia.

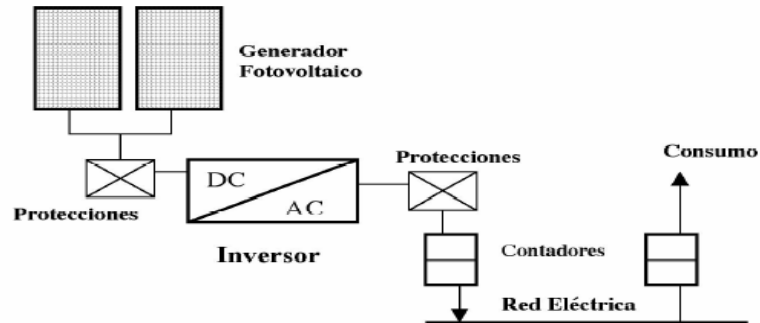


Figura 5. Esquema general de instalación FV (google)

Un sistema fotovoltaico de conexión a red está formado por:

-El generador fotovoltaico: formado por una asociación de módulos fotovoltaicos dispuestos en serie y/o paralelo y a su vez cada módulo fotovoltaico está formado por unidades básicas llamadas células fotovoltaicas. En función de la potencia final que se quiera dar a la instalación y de la tensión y corriente resultante a la salida del campo fotovoltaico se elegirá la disposición adecuada de las ramas del mismo.

-Inversor: el inversor es un elemento capaz de alterar la tensión y características de la corriente eléctrica que reciben, transformándola de manera que resulte más apta para los usos específicos a que vaya destinada en cada caso.

Es el encargado de convertir la corriente continua (CC) suministrada por el generador fotovoltaico en corriente alterna (CA) que luego será vertida a la red eléctrica.

-Protecciones en continua: las protecciones de continua se sitúan dentro de los cuadros de protección, en los que se encuentran los fusibles, varistores, seccionadores y diodos antiparalelo necesarios para la protección de esa parte de la instalación.

-Protecciones en alterna: las protecciones de alterna se sitúan dentro de los cuadros de protección, en los que se encuentran los interruptores automáticos magnetotérmicos y diferenciales. También hará falta un cuadro general de protección y medida (CGPM), compuesto por los cuadros de protección y medida y los fusibles necesarios para la desconexión de la instalación por parte de la compañía distribuidora.

-Cableado: Son los conductores necesarios para unir las distintas partes de la instalación, se calculan en función de la intensidad que vaya a pasar por cada uno de ellos, dando por tanto una sección adecuada a cada caso.

-Centro de transformación: edificio prefabricado en el que se alojarán tanto el cuadro de protección de continua como el de alterna, además del transformador de potencia, las celdas de transformación, los contadores de medida....

-Equipos de medida: Los equipos de medida son los contadores tanto de entrada como de salida para determinar la energía generada por la instalación que se inyecta a la red y la energía que pueda haber sido consumida por el generador fotovoltaico en condiciones de ausencia de radiación solar, es decir cuando la planta no esté generando, en base a lo indicado en el RD 1663/2000. Se tratarán de dos contadores en serie situados dentro del cuadro de protección general. Tendrán una precisión mínima de 2 según indica el RD 875/184 y se precintarán por la empresa distribuidora para impedir su manipulación. Estos dos contadores pueden sustituirse por un solo contador bidireccional.

-Tubos protectores: son los tubos necesarios para el alojamiento de los cables de continua y alterna. Su elección estará basada en los criterios de la ITC-BT-21 del REBT. La sección de dichos tubos protectores estará establecida en función de la sección de los conductores y del número de ellos.

-Estructura soporte: Las estructuras soporte sirven para el soporte de los módulos FV.

1.5.2 Descripción de los componentes principales

A continuación se hará una breve descripción de los elementos más importantes de la instalación:

Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico es, junto con el inversor, el elemento más importante de toda la instalación fotovoltaica, ya que es el encargado de la transformación de la radiación solar en energía eléctrica. El generador fotovoltaico está formado por los módulos fotovoltaico dispuestos en serie y/o paralelo con el fin de dar el correcto valor de potencia final, así como de la tensión e intensidad total a la salida del campo.

Cada panel solar está formado por la interconexión de varias células solares también en serie y/o paralelo, para adaptar el panel a los niveles de tensión y corriente, puesto que cada célula puede suministrar del orden de 0.5 voltios. La potencia que puede suministrar cada célula FV es típicamente del orden de 3W. La potencia de un módulo, depende por tanto del número de células que posea. Así, un valor típico para módulos de 36 células oscila entre los 50 y 100W, y los 12 V, dependiendo del área de cada una de las células.

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales semiconductores y los métodos de fabricación que se empleen. Los tipos de paneles solares que se pueden encontrar en el mercado son:

- **Silicio Puro monocristalino:** Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza . En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.



Figura 6. Panel solar monocristalino

-**Silicio puro policristalino-** Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos

un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.



Figura 7 Panel solar policristalino

Por las características físicas del silicio cristalizado, los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y versátiles que permiten incluso en algún caso su adaptación a superficies irregulares. Son los denominados paneles de lámina delgada. Así pues, los tipos de paneles de lámina delgada son:

- **Silicio amorfo.** (TFS) Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo

alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%.



Figura 8. Panel solar silicio amorfo

- **Teluro de cadmio**, Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%
- **Arseniuro de Galio**- Uno de los materiales más eficientes. presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%
- **Diseleniuro de cobre en indio**- con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%

Existen también los llamados paneles **Tándem** que combinan dos tipos de materiales semiconductores distintos. Debido a que cada tipo de material aprovecha sólo una parte del espectro electromagnético de la radiación solar, mediante la combinación de dos o tres tipos de materiales es posible aprovechar una mayor parte del mismo. Con este tipo de paneles se ha llegado a lograr rendimientos del 35%. Teóricamente con uniones de 3 materiales podría llegarse hasta rendimientos del 50% .

Características eléctricas:

Para la realización de los cálculos se deben tener en cuenta las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos. Para ello hay que consultar la denominada curva V-I, ya que representa la relación entre la tensión y la corriente entregada del panel a partir de unos valores de irradiación o, en su defecto, se indicarán ciertos parámetros que sirven para definirla:

- **Intensidad de cortocircuito:** denominado como I_{SC} , es la máxima intensidad que se puede obtener en un panel fotovoltaico (tensión de salida 0V).
- **Tensión en circuito abierto:** denominado como V_{OC} , es el valor máximo de voltaje que se mediría en un panel o módulo si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo (intensidad de 0 amperios).
- **Tensión nominal:** denominado como V_n , es el valor de diseño al que trabaja el módulo.
- **Potencia máxima:** denominada como P_M , también conocida como potencia pico del panel. Es el valor máximo de potencia que se puede obtener del panel, se obtiene del producto entre la tensión y la corriente de salida del panel.
- **Tensión máxima:** denominada como V_{MP} , es el valor de tensión para la potencia de pico, suele ser el 80% de la de vacío.

- **Corriente máxima:** denominada como I_{MP} , es el valor de corriente para potencia máxima .

Los valores eléctricos se obtienen en las condiciones estándares de medida que se corresponden con una irradiancia de 1000 W/m^2 , espectro de 1,5 M.A. y una temperatura de la célula de 25°C . Ahora bien, las condiciones de trabajo reales de los módulos una vez instalados pueden ser muy diferentes a las del laboratorio, por lo que conviene conocer las variaciones que pueden producirse, a fin de efectuar las pertinentes correcciones en los cálculos.

Por otra parte, mientras la corriente generada por un módulo fotovoltaico es proporcional a la intensidad de la radiación solar, la tensión varía con la temperatura de las células. En las figuras siguientes se representa ambos efectos.

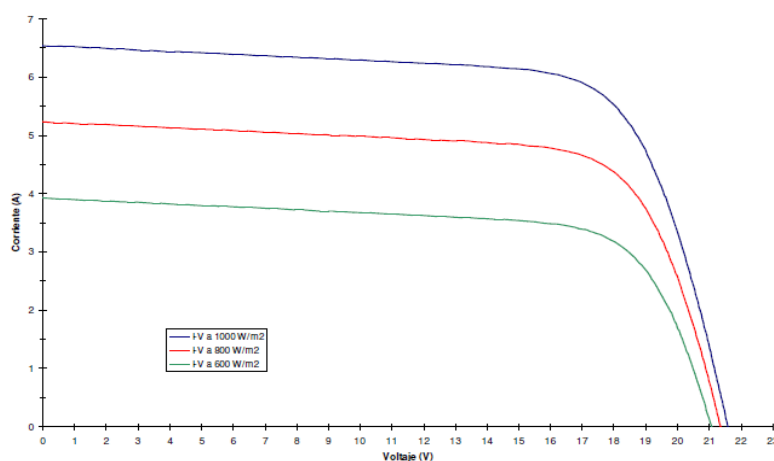


Figura 9.Relación V-I en función a la intensidad de la radiación solar

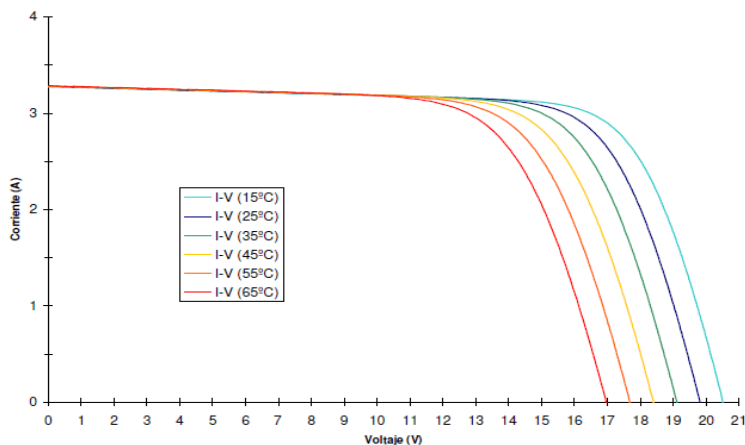


Figura 10. Relación V-I en función de la Tª

Hay que tener en cuenta que la temperatura de la célula a que nos hemos estado refiriendo no coincide con la temperatura ambiente debido a que la célula, se calienta al incidir la luz del sol.

El incremento de temperatura de la célula respecto a la temperatura del aire depende de las características de la misma y de las de construcción del propio módulo.

En función de la radiación incidente, la temperatura y la carga que esté alimentando, un módulo fotovoltaico podrá trabajar a distintos valores de corriente y tensión.

En la Figura 4 se representa esquemáticamente una curva característica I-V de un módulo fotovoltaico junto con la curva de la potencia generada y dos puntos de trabajo diferentes, A y B.

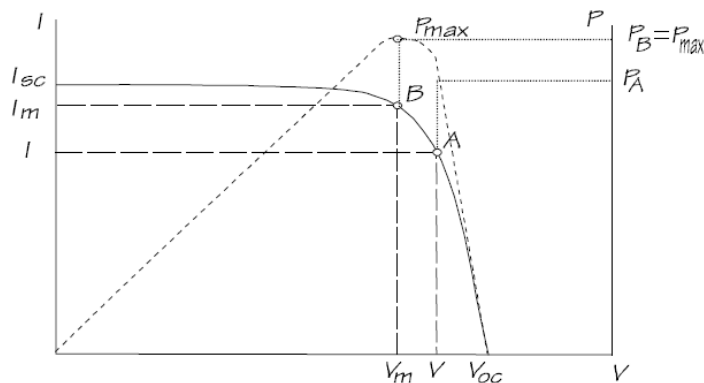


Figura 11. Relación V-I en condiciones estándar de medida

Se puede observar que cuanto más cerca hagamos trabajar al módulo fotovoltaico de la tensión de máxima potencia, mayor será la potencia que obtendremos de él.

En resumen, en función de la radiación solar, la temperatura de las células (que dependerá a su vez de la temperatura ambiente, humedad, velocidad del viento, etc.) y de los equipos a los que esté conectado, el módulo fotovoltaico generará una determinada corriente a una determinada tensión de trabajo, cuyo producto marcará la potencia generada por el módulo.

En la ficha de especificaciones técnicas de cada modelo se encuentran las curvas características I-V en función de la irradiancia incidente y la temperatura de célula, así como las características físicas de cada modelo.

Inversor

El inversor es el segundo componente más importante, después del generador, que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica, ya que de él dependerá la potencia de salida total de la instalación, y por tanto de la cantidad de energía que la instalación es capaz de verter a la red.

Los inversores para conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica son dispositivos electrónicos de potencia, que se conectan directamente a un generador FV(en su parte DC) y la red eléctrica (en su parte AC), utilizados básicamente para transformar la energía DC producida por el campo FV e inyectarla a la red. Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador FV deben seguir el punto de máxima potencia. Además deben trabajar con el máximo rendimiento, generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad (para personas, equipos y red).

El inversor también ha de operar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia de salida, así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red.

Otro de los aspectos importantes es la prevención del fenómeno de funcionamiento en modo isla. Por temas de seguridad, se trata de evitar que si la compañía eléctrica desconecta un tramo local de la red eléctrica donde esta operando un inversor fotovoltaico, éste se desconecte automáticamente antes de un número determinado de ciclos de red. El inversor ha de tener también la capacidad de reconectarse

automáticamente, una vez que las causas que hayan provocado su desconexión hayan desaparecido.

En cuanto a configuraciones del sistema se pueden clasificar en:

- **Inversores centrales:** son utilizados para grandes instalaciones (20 a 400kW), en el que la conversión DC/AC está centralizada en un solo inversor.
- **Inversores ‘string’:** están basados en un concepto modular en el que varias ramas de un generador FV se conectan a inversores en el rango de potencias de 1 a 3kW.
- **Módulos AC:** combinación integrada de un módulo FV y un inversor.

En el mercado de conexión a red los que finalmente más se usan son los ‘string’ y los centrales, cada uno con sus ventajas e inconvenientes. Así, los ‘string’ tienen la ventaja de un menor cableado, y por tanto pérdidas en CC, mientras que los centrales destacan por su sencillez y mayor rendimiento. Éstos últimos son los que se suelen usar para centrales FV de potencia (>100kWp), mientras que los ‘string’ se usan más para sistemas integrados en edificios.

Los inversores, a su vez cuentan con el grado de protección IP, que permite o no su instalación directa en el exterior. El tiempo medio hasta fallo del inversor teóricamente es en torno a 50 años, pero en la práctica su vida media llega a ser unos 10 años, que supone un corto periodo de tiempo si los comparamos con los 25 años de los módulos.

Por tanto, los inversores conectados a red dispondrán de un control de la tensión de la red, de la onda de salida, del sincronismo entre la señal generada con la de la red eléctrica y dispositivos de protección. Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en corriente 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.

Los inversores dispondrán de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporarán los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna.

1.6 Descripción de la instalación

La presente instalación fotovoltaica será de una potencia nominal, esto es, potencia a la salida del inversor, de **100kW**, siendo la potencia total pico a la salida del campo generador de **104720 kWp**.

1.6.1 Módulos fotovoltaicos

El generador fotovoltaico está compuesto por un total de 476 módulos de 220Wp cada uno, marca Isofotón IS-220.

Se ha elegido una disposición de los paneles de 14 módulos en serie y 34 ramas en paralelo, dando una tensión y una intensidad total respectivamente a la entrada del inversor de $U=645.12V$ y $I=162.8A$, ambos valores menores que los límites de tensión e intensidad a la entrada del inversor.

A continuación se presentan las características técnicas de los módulos:

Isofotón IS-220.	
Tipo de célula: Silicio monocristalino, texturada y con capa antirreflexiva	125x125mm
Dimensiones	1600x1047x40mm
Peso	18.5 Kg
Potencia por módulo fotovoltaico	220Wp +/-3%
Impp	4.77 A
Vmpp	46.08 V
Icc	5.1 A
V0	57.6 V
TONC	47°C
Tensión máxima sistema	1000 V
Nº células serie	96
Nº células paralelo	1

Tabla 3. Características generales del Módulo IS-220

En el Anexo D se adjunta la hoja de características de los módulos fotovoltaicos IS-220 facilitada por el fabricante.

1.6.2 Inversor

Se usará un único inversor Sunzet 100 kW trifásico T/TL de la marca ZIGOR. Este se situará después de las protecciones de continua, en una zona independiente del centro de transformación y con acceso separado asegurándose de cumplir con las normativas pertinentes.

Se ha usado un único inversor por su mayor rendimiento y sencillez frente a los inversores tipo ‘string’ que se mencionaron antes.

Este inversor cuenta con las protecciones obligatorias para instalaciones conectadas a red, como protecciones contra sobre/sub-tensión de AC y DC y sobre/sub-frecuencia.

A continuación se presentan las características técnicas del inversor:

Sunzet 100 kva (trifásico) T/TL	
Número de inversores	1
Dimensiones	2150x1200x600mm
Peso	1020 Kg
Potencia de salida	100 KW AC
Máxima potencia recomendada	de +5% a +15%
Potencia nominal DC	105 KW DC
Tensión nominal AC	380-400 AC Trifásico
Frecuencia nominal	50 Hz
Factor de potencia	1 Ajustable ± 0.8
Máxima corriente de línea	180 A AC
Distorsión corriente AC	<3% THD a potencia nominal
Máxima tensión de circuito abierto	800 V DC
Tensión (V_{cc}) mínima/máxima:	350-700 V DC
I_{max} entrada(DC)	300 A DC
Rango de temperatura de trabajo:	0 / +50
Sistema de conexionado	Trifásico
Eficiencia europea	>96.44%
Grado de protección ambiental	IP21

Tabla 4. Características generales del inversor Zigor Sunzet 100kVA

Para la medida del rendimiento se toma en consideración el rendimiento europeo, que es una media ponderada sobre unas mediciones de rendimiento en unas determinadas circunstancias y que es certificada por determinados laboratorios europeos acreditados para ello.

Como vemos de sus características, el inversor destaca por su rendimiento con un valor tan alto como 96.44%, además aguanta la tensión y la intensidad de continua a la entrada del mismo.

El inversor a su vez cumple con las normativas europeas aplicables (UNE-EN 612777), con la Directiva Compatibilidad Electromagnética (EN 61000-6-2/3) y con la Directiva de Baja tensión (UNE-EN 50178)

Por último, el inversor además se encargará del seguimiento del punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos.

En el Anexo D se adjunta la hoja de características del los inversor Sunzet 100kva facilitada por el fabricante.

1.6.3 Cableado

Los tramos de cableado deben cumplir el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT 2002) en ambos tramos, el de continua desde el campo al inversor, y el de alterna desde el inversor a la red.

El conductor a usar en la instalación será de tipo aislado con polietileno reticulado (XLPE) con aislamiento RV-K 0,6/1kV, normalizado según la norma UNE 21.123, con conductor de cobre.

Elegir una sección adecuada es importante, ya que una mala elección puede suponer una caída de tensión más elevada en el conductor, lo que se traduce en un aumento de la corriente y su correspondiente aumento de temperatura.

Un aumento de temperatura puede repercutir tanto en un peligro de incendio como en el deterioro del material aislante que lo recubre, aumentando la posibilidad de cortocircuito.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:

Criterio térmico o de la máxima intensidad admisible

La temperatura del conductor del cable en régimen permanente no deberá ser en ningún momento mayor que la máxima admisible de los materiales que se usan como aislamiento del cable.

La temperatura máxima del conductor varía en función del tipo de aislamiento que haya, siendo esta de 90⁰C para polietileno reticulado (XLPE) y de 70⁰C para etileno propileno (EPR) y PVC.

En nuestro caso se ha elegido el XLPE por su alta temperatura máxima y gran aislamiento.

Por último se aplicará un factor de seguridad del 25%.

Criterio de la caída de tensión

La circulación de corriente a través del cable produce una caída de tensión que provocará una pérdida de potencia.

Esta caída de tensión no podrá ser mayor que 1.5% para los conductores de la parte de CC y de 2% para los de CA.

Normalmente, sin embargo, se dimensiona el conductor con un límite menor para así disminuir al máximo las pérdidas, pérdidas que sobre todo se hacen notar con longitudes largas del conductor.

Las líneas de CC serán de dos conductores, uno positivo y otro negativo. Las líneas de CA serán de cuatro conductores, tres de fase y uno para neutro.

Por último hay que recordar que es muy importante minimizar todo lo posible la longitud del cable a utilizar.

1.6.3.1 Cableado en continua

En la parte de continua se tienen tres tramos distintos, diferenciados por la intensidad que circula por cada uno de ellos, lo que ocasionará una sección distinta para cada uno de ellos.

Módulo a cuadro nivel 1

En este tramo los cables bipolares tendrán una sección de 6mm², según la aplicación de la ITC-BT-07 y de acuerdo con lo establecido a los criterios térmicos de máxima intensidad y de caída de tensión.

El cableado irá por el interior de un tubo protector de 50mm de diámetro enterrado a 0.8 m de la superficie (de acuerdo a la ITC-BT-21,) siendo su trayectoria desde la parte de atrás de los módulos fotovoltaicos, pasando por debajo tierra hasta los cuadros de nivel 1, los cuales tendrán sus protecciones respectivas (fusibles, varistores...).

Cuadro nivel 1 a cuadro nivel 2

En este tramo los cables bipolares tendrán una sección de 16mm², según la aplicación de la ITC-BT-07 y de acuerdo con lo establecido a los criterios térmicos de máxima intensidad y de caída de tensión.

El cableado irá por el interior de un tubo protector de 63mm de diámetro (de acuerdo a la ITC-BT-21,), hasta la arqueta y de 90mm hasta el cuadro 2. Este cuadro se situará dentro del centro de transformación.

Su recorrido será por debajo tierra a 0.8 m de la superficie.

Cuadro nivel 2 hasta inversor

En este tramo los cables bipolares tendrán una sección de 95mm², según la aplicación de la ITC-BT-19 y de acuerdo con lo establecido a los criterios térmicos de máxima intensidad y de caída de tensión.

El cableado irá por el interior de un tubo protector de 50mm de diámetro hasta el inversor, situado también en el centro de transformación. El tubo irá por una canalización empotrada de acuerdo a la ITC-BT-21.

En los planos se encuentran con más detalle, la disposición tanto de los cables como de los tubos.

A continuación se muestra un cuadro resumen de las distintas secciones del cableado de continua (Tabla 5)

Línea	Sección cable
Módulo a Cuadro nivel 1	2x6mm ²
Cuadro 1 a cuadro nivel 2	2x16mm ²
Cuadro nivel 2 a inversor	2x95mm ²

Tabla 5. Secciones de continua

1.6.3.2 Cableado en alterna

En la parte de alterna se tienen dos tramos, desde el inversor hasta el cuadro de CA y desde éste hasta el transformador. Sin embargo, y debido a que la intensidad es la misma y además la distancia es en ambos caso muy pequeña (1 y 2 metros respectivamente) la sección será la misma.

Esta sección, según la tabla 1 de la ITC-BT-19 será de 95mm² para los cables de fase y de 50mm² para el de protección, según la tabla 2 de la misma instrucción técnica, para el de protección.

A continuación se muestra un cuadro resumen de las distintas secciones del cableado de alterna (Tabla 6):

Línea	Sección cable
Cuadro 2 a inversor	3x95mm ² + 1x50mm ² + TT
Inversor a transformador	3x95mm ² + 1x50mm ² + TT

Tabla 6. Secciones de alterna

El cable para todos los tramos tanto de continua como de alterna será de la marca ACEFLEX RV-K 0.6/1 kV.

Es un cable flexible para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no. Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o

Enterrados. Con un aislamiento de Polietileno reticulado XLPE, tipo DIX 3 y una cubierta exterior de Ploricloruro de vinilo PVC Tipo DMV-18.

Cumple con las diversas normativas contra propagación de incendio, aislamiento, construcción...

1.6.4 Tubos y canalizaciones protectoras

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086 -2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior.

El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

1.6.4.1 Tubos en canalizaciones enterradas

En las canalizaciones enterradas, los tubos protectores serán conformes a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 2-4 y sus características mínimas serán, para las instalaciones ordinarias las indicadas en la tabla 7.

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250 N/450 N / 750
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos D> 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 7. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas

Se considera suelo ligero aquel suelo uniforme que no sea del tipo pedregoso y con cargas superiores ligeras, como por ejemplo, aceras, parques y jardines. Suelo pesado es aquel del tipo pedregoso y duro y con cargas superiores pesadas, como por ejemplo, calzadas y vías férreas.

El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en la norma UNE-EN 50.086 -2-4.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la Tabla 9 figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Para más de 10 conductores por tubo o para conductores o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será como mínimo, igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	<6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	-

Tabla 8 Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

En la tabla que se muestra a continuación, figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir, en cada uno de los tramos de la instalación.

Lineas	Sección nominal de los conductores (mm²)	Diámetro exterior de los tubos(mm)
Sección A-A'	4x(1x6mm ²)	50mm
Sección B-B'	4x(1x6mm ²)	50mm
Sección C-C'	4x(1x6mm ²)	50mm
Sección D-D'	4x(1x6mm ²)	50mm
Sección E-E'	2x(1x16mm ²)	63mm
Sección F-F'	2x(1x16mm ²)	63mm
Sección G-G'	2x(1x16mm ²)	63mm
Sección H-H'	10x(1x16mm ²)	90mm

Tabla 9. Diámetro de lo tubos en canalizaciones enterradas

1.6.4.2 Tubos en canalizaciones empotradas:

En las canalizaciones empotradas, los tubos protectores podrán ser rígidos, curvables o flexibles y sus características mínimas se describen en la tabla 3 para tubos empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra.

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D > 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15º
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas	0	No declarada

Tabla 10 Características mínimas para tubos en canalizaciones empotradas ordinarias en obra de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la Tabla 5 figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1.5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	-
150	50	63	75	-	-
185	50	75	-	-	-
240	63	75	-	-	-

Tabla 11 Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

En la tabla que se muestra a continuación, figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir, en cada uno de los tramos de la instalación.

Lineas	Sección nominal de los conductores(mm ²)	Diámetro exterior de los tubos(mm)
Cuadro 2 hasta inversor	2x95mm ²	50mm
De inversor a transformador	3x95mm ² + 1x50mm ²	75mm

Tabla 12 Diámetro de los tubos en canalizaciones enterradas

1.6.5 Estructura

Es la encargada de fijar el campo fotovoltaico al lugar donde esté ubicada sea, terreno, tejado, seguidor, etc... y protegerlo de las inclemencias meteorológicas como el viento o la nieve.

Asimismo, no ha de olvidarse que la instalación tiene una vida media de 25 años, por lo que la estructura ha de ser lo suficientemente resistente como para aguantar todo ese tiempo.

Por ello es importante utilizar como material acero galvanizado en caliente o incluso acero inoxidable, como es el presente caso, en el que se usa acero inoxidable (V2A).

El anclaje y la propia estructura han de ser suficientes para garantizar un comportamiento estable frente a los vientos de máxima intensidad que cabe esperar en la zona y como mínimo deben resistir velocidades de 150km/h.

Se ha elegido una estructura soporte fija prefabricada, en concreto el modelo “Solar Giant II” distribuida por CONERGY, con ángulo de inclinación de 30° y una superficie total de 50m².

No ha de olvidarse que la instalación tiene una vida media de 25 años, por lo que la estructura ha de ser lo suficientemente resistente como para aguantar todo ese tiempo.

Por ello es importante utilizar como material acero galvanizado en caliente o incluso acero inoxidable, como es el presente caso, en el que se usa acero inoxidable (V2A).

Dado que la distancia entre el borde inferior de los módulos y el suelo es de aproximadamente 1 m, el terreno puede ser aprovechado.

A esta altura, los módulos también están protegidos contra posibles sombras provocadas por el crecimiento de hierba o por improbables acumulaciones de nieve.

Como vemos en la ficha técnica de la estructura el soporte de la misma con el suelo se realizará mediante dados de hormigón.

1.6.6 Protecciones

Las protecciones de una instalación fotovoltaica son el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de incidentes en la misma, de tal modo que dicha instalación fotovoltaica se pueda considerar segura tanto para los equipos conectados a ella como para las personas.

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente. Es decir, lo dispuesto en el artículo 11 del RD 1663/2000 de baja tensión. Según éste, las protecciones deberán incluir lo siguiente:

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, es decir, mayor de $I_{cc}=20$ kA, según los datos proporcionados por la compañía de distribución, Iberdrola. Este interruptor, que se ubica en el cuadro de contadores de la instalación fotovoltaica, será accesible sólo a la empresa distribuidora, con objeto de poder realizar la desconexión manual, que permita la realización, de forma segura, de labores de mantenimiento en la red de la compañía eléctrica. Esta inaccesibilidad al mismo nos obliga a introducir un segundo magnetotérmico omnipolar en la instalación, de menor intensidad nominal, que sea el que realmente proteja a la instalación de las sobrecargas y cortocircuitos. Tiene una $I_n=200$ A.

2. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.

Un interruptor diferencial es básicamente un aparato electromecánico destinado a provocar la apertura de los contactos cuando la corriente diferencial alcanza el valor dado.

La protección contra falla a tierra se realiza empleando interruptores diferenciales los cuales, como se ha dicho, tienen la función de interrumpir el circuito cuando una corriente de falla a tierra alcanza los valores (I_{dif}) previamente seleccionados en el interruptor diferencial. La protección contra falla a tierra garantiza un margen de seguridad óptimo en la prevención de incendios ya que unos cuantos miliamperios de corriente de fuga a tierra provocan el disparo del interruptor diferencial

El empleo de interruptores diferenciales se debe realizar siempre que se tenga el riesgo de un contacto directo y/o un contacto indirecto.

Un **contacto directo** ocurre cuando una persona toca directamente partes metálicas que están normalmente bajo tensión, un cable energizado con aislamiento dañado, las terminales de conexión de algún equipo, etc.

El **contacto indirecto** a su vez se lleva a cabo cuando una persona entra en contacto con algún elemento de la instalación eléctrica que normalmente no está energizado, pero que pueden en caso de falla en el aislamiento, encontrarse bajo tensión. Los interruptores diferenciales tienen dos funciones extremadamente importantes, la protección contra incendios y la protección de las personas.

El interruptor diferencial se situará a la salida del inversor junto con el interruptor automático magnetotérmico, el cuadro de protecciones de CA.

Será de la marca MEGATIKER modelo GS-160 tetrapolar, con características:

- $I_n=160\text{ A}$

- $I_{dif}=30\text{mA}$

- $U_n=500\text{V}$

3. Fusibles: aparato de protección ante cortocircuitos. Es un dispositivo que se convierte en circuito abierto cuando se sobrepasa un cierto nivel de intensidad.

Se coloca en la parte de CC de la instalación en los cuadros de protección nivel 1 junto con el porta-fusibles, que es un seccionador que permite trabajar en diferentes partes de la instalación. Ambos dispositivos forman el conjunto llamado cortocircuito fusible. Se ha escogido un Fusible cilíndrico 10x38 gR *ds electric*, con características:

- $I_n=10\text{ A}$

- $U_n=900\text{ V}$

- $I_{cc}=30\text{ kA}$ (capacidad de ruptura)

4. Interruptor automático magnetotérmico: es un dispositivo de protección ante cortocircuitos y sobrecargas, también denominado disyuntor.

Su funcionamiento está basado en los efectos que se producen por la circulación de la corriente eléctrica: magnético y térmico.

-El circuito magnético tiene como función la protección ante posible cortocircuitos, cortando el paso de la corriente cuando se alcanza un valor ya definido (por el fabricante).

-El circuito térmico se encarga de la protección ante posibles sobrecargas. Cuando se alcanza cierta temperatura corta el paso de la corriente.

Este interruptor se sitúa, al igual, que el diferencial en el cuadro de protecciones de CA, después del inversor. Se usará un Interruptor automático compacto / Record Plus FE160/250, con características:

-Interruptor automático 4 polos c/protección LTMD $I_n=160A$. GE RECORD Plus FEN160/4. $I_r=125/160A$. $I_m=5-10 \times I_n$. $I_{cu}=50kA$.

5. 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.

6. Contadores:

Cumplirán todo lo recogido en la ITC-BT-16 y en el RD 1663/2000. Así:

Se instalarán dos contadores unidireccionales ajustados a la normativa metrológica vigente y su precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la de clase de precisión 2, regulada por el Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo.

Los contadores serán seleccionados entre las marcas homologadas por la compañía eléctrica distribuidora, siendo, además, certificados por la misma.

7. 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).

Estas protecciones irán integradas en el inversor y por tanto las maniobras automáticas de conexión-desconexión serán realizadas por este.

8. 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.

9. Las tierras de la instalación fotovoltaica serán **independientes** de la del neutro de la Empresa de distribución (Iberdrola) y de la de las masas de la edificación.

10. Debe existir **separación galvánica** entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica.

1.6.7. Toma de 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. Mirar en Anexos. 2.1 Cálculos para más información.

1.7 Localización de la instalación

La instalación fotovoltaica está situada en: La Colonia, municipio de Lorca, Polígono 189, Parcela 6, recinto 39 de la provincia de Murcia. Siendo sus coordenadas espaciales: Latitud: $37^{\circ} 36' 23''$ Longitud: $1^{\circ} 46' 20''$. Acceso desde la nacional N-340 km-585. El recinto tiene una superficie de 2.9 ha de las cuales se utilizarán 2000m^2 para la instalación.

A continuación se muestra un mapa de la situación y del recinto de la propia instalación:



Figura 12. Localización de la instalación FV respecto a la península.



Figura 13. Polígono 189, parcela 6, recinto 39. Escala 1:2000.

Se trata de una instalación fija, sobre suelo, con un grado de inclinación de los paneles de 30° sobre la horizontal y con orientación sur (si estuviéramos en el

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia.

hemisferio sur tendría orientación norte, es decir, los módulos siempre tienen que estar mirando hacia el ecuador) .

Se ha elegido la provincia de Murcia por tratarse de la provincia de la península con mayor radiación sobre superficie horizontal en un día media sólo por detrás de Ceuta (18.1 MJ/m²día) y de Sta.C. de Tenerife (19.1 MJ/m²día) , con 17.8 MJ/m²día.

1.8 Obra civil

Se han de llevar a cabo una serie obras para la instalación FV, estas son:

· **Canalizaciones**

Se realizarán todas las canalizaciones pertinentes para la instalación de los conductores en los correspondientes tubos de las distintas secciones de la instalación FV.

También será necesario realizar una zanja a una profundidad de 0,8 metros para introducir el conductor de tierra alrededor del centro fotovoltaico integrado.

· **Vallado perimetral**

Alrededor de la huerta solar se ubicará una valla, delimitando el perímetro total de la parcela para impedir el acceso a la instalación de personas ajenas a la misma, evitando posibles daños.

- **Centro fotovoltaico integrado**

Está compuesto por un edificio prefabricado monobloque, de hormigón armado, donde se albergará el centro de transformación, el inversor (en un recinto independiente con ventilación forzada), los cuadros de protección de CC y CA y el cuadro general de protección y medida accesible a la compañía. Permite disminuir los costes de obra civil, ya que realiza todo en un mismo bloque, disminuyendo las distancias y evitando la construcción de otros edificios.

- **Caminos de acceso**

Se llevarán a cabo las obras necesarias para permitir el acceso a la instalación.

1.9 Mantenimiento instalación

1.9.1 Paneles fotovoltaicos

Requieren un mantenimiento nulo o muy escaso, debido a su propia configuración: no tienen partes móviles y las células y sus conexiones internas están encapsuladas en varias capas de material protector.

No obstante se realizara una inspección general 1 ó 2 veces al año: asegurarse de que las conexiones entre paneles y a los cuadro de continua están bien ajustadas y libres de corrosión, se tendrá que comprobar también si los paneles se encuentran sucios y en caso de ser así se limpiaran simplemente utilizando agua.

Como la instalación no se encuentra situada en alta montaña, ni está demasiado cerca de la costa, no existe mucho riesgo de nieve, ni polución por arena o sal por lo que las labores de mantenimiento en los paneles fotovoltaicos serán menores.

1.9.2 Inversor

Las operaciones que se realizarán para el mantenimiento del inversor serán las siguientes:

- Observación visual del estado y funcionamiento del regulador.
- Comprobación del conexionado y cableado del equipo.
- Observación de los valores instantáneos con un voltímetro a la entrada y salida del regulador, estos valores tendrán que ser:

1.10 Tramitación

A continuación se expondrán los diferentes pasos a seguir para la puesta en marcha de instalaciones solares fotovoltaicas:

1. Solicitud del punto de conexión a red

Se realiza a la compañía eléctrica suministradora, en este caso Iberdrola. La documentación a realizar es la siguiente:

1. Solicitud telefónica del punto de conexión como “Servicio de trabajo a Terceros” de la que se obtendrá un nº de solicitud.
2. En las oficinas principales de la citada compañía, se solicita:
 - Carta de solicitud de Punto de conexión a la Red indicando el nº de solicitud ya obtenido.
 - Memoria resumen de la instalación; plano de ubicación, esquemas, características de los módulos fotovoltaicos e inversores, etc.
 - Punto de conexión propuesto.

El plazo aproximado es de 1 mes.

2. Autorización administrativa

La autoridad competente es la Comunidad autónoma correspondiente (Murcia), en particular la Consejería de industria, comercio y nuevas tecnologías.

1. Solicitud firmada por el titular o representante legal.

2. Proyecto (10 kW o más) o memoria técnica (menos de 10kW) de diseño de la instalación fotovoltaica.
3. Relación de organismos y empresas de servicio público afectadas por la instalación.
4. Documentación que acredite fehacientemente la titularidad de los terrenos donde se implante la planta solar.
5. Comunicado del punto de enganche a la red pública.

Para instalaciones más de 100 kWp o instalaciones que necesiten de media tensión, este paso se alarga al necesitar una parte primera de aprobación del proyecto, y por obligaciones de audiencia y participación de particulares y administraciones afectadas o interesadas.

El plazo es de aproximadamente 3 meses, y es necesario realizar el pago de los trámites de autorización administrativa y puesta en servicio de la instalación.

3. Licencia de obra mayor

La autoridad competente es el ayuntamiento o la oficina técnica municipal. Hay que presentar:

1. NIF o CIF del solicitante.
2. Proyecto de la instalación.
3. Proyecto de seguridad y salud y la hoja de encargo del Técnico facultativo.
4. Autorización administrativa de industria según potencia.

5. Si es en suelo rústico calificación territorial, así como cualquier otro informe preceptivo de otras administraciones en su caso.

Se realiza en un plazo aproximado de 3 meses y supone aproximadamente el 5% de presupuesto del proyecto.

4. Inscripción en el Registro de preasignación de retribución.

Para tener derecho a retribución recogida en el Real Decreto 1578/2008, será necesaria la inscripción, con carácter previo, de los proyectos de instalación o instalaciones en el Registro de preasignación de retribución.

Las inscripciones en el Registro de preasignación de retribución, irán asociadas a un periodo temporal denominado convocatoria, dando derecho a la retribución que quede fijada en dicho periodo.

La solicitud deberá de presentarse en el Registro Administrativo de la sede del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, vía telemática a través de la pagina web del mismo, www.mityc.es, o de forma presencial.

Igualmente podrá presentarse la solicitud ante cualquiera de los lugares a que se refiere el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

La solicitud presentada será válida para convocatorias sucesivas.

En caso de igualdad de fecha para varias solicitudes, estas se ordenaran, considerando como fecha preferente, por este orden, la de autorización administrativa, la de licencia de obras, y por último la de depósito del aval.

5. Condición de instalación de producción de energía eléctrica acogida al régimen especial de inscripción previa en el R.P.R.E.

La autoridad competente es la Comunidad autónoma correspondiente (Murcia), en particular la Consejería de industria, comercio y nuevas tecnologías y el tiempo para su tramitación es menor a un mes.

Documentación necesaria:

1. Solicitud firmada por el titular o representante legal.
2. NIF o CIF del solicitante y DNI del representante.
3. Escrituras de la empresa y poderes del representante.
4. Evaluación energía.
5. Principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.
6. Memoria resumen (según art 7 RD 436/2004)
7. Autorización administrativa de industria.

6. Contrato de venta de energía de régimen especial.

Se realiza a la compañía eléctrica de la zona y la documentación necesaria es:

1. Modelo de contrato facilitado por compañía eléctrica cumplimentado y firmado en todas sus hojas por el titular.

2. Carta de concesión de Punto de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica
3. Autorización Administrativa de la Instalación
4. Inscripción Previa en el Registro de Productores en Régimen Especial (R.P.R.E.) o Solicitud Sellada de la misma.
5. Fotocopia del DNI del Titular o representante.
6. Poderes o copia de la publicación oficial que autoriza a dicha persona.

E tiempo de tramitación es aproximadamente 2 semanas

7. Autorización de puesta en servicio

La autoridad competente es la Comunidad autónoma correspondiente (Murcia), en particular la Consejería de industria, comercio y nuevas tecnologías y su plazo es de 1 mes aproximadamente.

Documentación necesaria:

- 1 Solicitud de puesta en servicio.
2. Certificado de dirección de obra (potencia ≥ 10 kw).
3. Certificado de instalación extendido por instalador eléctrico de baja tensión especialista en instalaciones generadoras de baja tensión.

7. Conexión a la red

La entidad competente, es en los casos 7, 8 y 9, la Compañía distribuidora de la zona. Estos tres puntos se tramitan simultáneamente y la división es a efectos internos. El plazo máximo de tramitación conjunta es de 31 días.

Solo una vez cumplidos todos los puntos anteriores de este documento se podrá realizar este trámite. Estos tres puntos (7, 8 y 9) se solicitarán de una sola vez.

Presentar la siguiente documentación al Dpto. de ATR y Régimen Especial (documentación principal) :

1. Carta de solicitud de conexión a red, Primera verificación y emisión de certificado de cumplimiento R.P.M.
2. Autorización de Puesta en Servicio
3. Certificado de Instalación en Baja Tensión. (Antiguo Boletín)
4. Inscripción previa en el R.P.R.E.
5. Protocolo de pruebas/ensayos de contadores emitido por el fabricante.
6. Certificado de los inversores emitido por el fabricante. Adicionalmente, si hubieran sido requeridos en los puntos anteriores por la consejería de Industria o por Compañía eléctrica se requerirá:
7. Proyecto de la Instalación.
8. Proyecto de acometida.

La conexión deberá ser realizada por un instalador autorizado para trabajos en tensión.

8. Verificación de los equipos de medida

Igual que punto 7.

9. Emisión del certificado de cumplimiento

Igual que punto 7.

El certificado se entregará una vez realizado el pago de los derechos de primera verificación según Art. 6 del R.D. 1663/2000.

10. Inscripción definitiva en el R.P.R.E.

La autoridad competente es la Comunidad autónoma correspondiente (Murcia), en particular la Consejería de industria, comercio y nuevas tecnologías y su plazo es de 1 mes como máximo (3 semanas aprox.).

La documentación necesaria es :

1. Solicitud firmada por el titular o representante legal.
2. Contrato de compraventa de energía con la empresa distribuidora
3. Documento de opción de venta de la energía.
4. Certificado del encargado de la lectura (trámite nº 9).

5. Acta de inspección (autorización de puesta en servicio).

1.11 Normativa aplicable

Para la redacción del presente proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente legislación y normativa vigente:

- **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de Agosto e Instrucciones Complementarias BT01 a BT51.**
- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones Conectadas a la red, PCT-C, IDAE 2002.
- Ley 31/1995 de 8 de Noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- **Real Decreto 1578/2008 de 26 de Septiembre, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.**
- 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 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Resolución de 31 de Mayo de 2001, por la que se establecen modelo de contrato, tipo y modelo de factura para las instalaciones solares, fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión.
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Normas particulares de la empresa distribuidora de energía eléctrica IBERDROLA S.A.U.
- Plan de Energías Renovables 2005-2010
- .LEY 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad.
- RESOLUCIÓN de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por el que se apruebandiversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.
- REAL DECRETO – LEY 7/2006, de 23 de junio,por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- REAL DECRETO 809/2006, de 30 de junio, que revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006
- Ley 35/ 2006, de 28 de noviembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y de modificación parcial de las leyes de los Impuestos sobre Sociedades

- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

1.12 Media tensión:

1.12.1 Introducción

La parte de baja tensión, la cual es el objeto del presente proyecto, finaliza en el contador y en el cuadro de protección general. Normalmente, se necesitaría de un proyecto aparte, para la realización de la media tensión. En él, se reflejaría tanto el diseño del centro de transformación como el de las líneas de media tensión tanto la aérea como la subterránea. Sin embargo, se tratará de forma teórica dicha parte realizándose un apartado explicativo con los trámites a seguir y los temas más importantes a tratar.

La primera acción que hay que realizar para tramitar un proyecto es el pedido del punto de entronque a la compañía eléctrica, ya que si este no es concedido el proyecto no será viable por no poder conectarse a la red eléctrica. En nuestro caso la compañía será Iberdrola por situarse la instalación en Murcia.

La compañía distribuidora puede dar el punto de entronque en baja o en media tensión, según mejor le convenga y dependiendo de un estudio previo que la compañía realice sobre la línea a la que se va a unir, ya que puede haber problemas de saturación u operación en la misma. En nuestro caso se ha supuesto que la

compañía nos ha dado un punto de entronque temporal con una validez de 3 a 6 meses en MT.

La MT consta de varias partes, entre las cuales nos encontramos con:

-El centro de transformación: edificio prefabricado en el que se ubicarán las celdas del CT, el transformador y en nuestro caso además el inversor, las protecciones de continua y alterna y el contador (aunque este último accesible).

-Las celdas del CT: Estas son de protección, de entrada, de salida, de corte, etc. Suelen ser de marcas homologadas por la compañía distribuidora.

-Transformador: Capaz de transformar la tensión de baja de 400V a la de media de 20kV (dato suministrado por Iberdrola). Dicho transformador será de 100kVA de potencia aparente, exigido por la compañía para evitar la saturación del transformador en picos de tensión. Además, este transformador protege al sistema del siguiente modo: por un lado, evita que puedan pasar pequeñas componentes de corriente continua a la red, con lo que asegura la calidad del suministro; por otro lado, su neutro con puesta a tierra garantiza la separación galvánica entre la zona de alterna y la de continua, dando así una gran seguridad al sistema.

-Línea de MT: como se ha dicho será de $U=20\text{kV}$ y la compañía además tiene que dar la intensidad o potencia de cortocircuito de la red (I_{cc} o S_{cc}). En nuestro caso el punto de entronque se realizará a través de la conexión aérea a un poste de la línea de MT.

-Puesta a tierra: Es el punto de referencia de los potenciales de un sistema eléctrico, cuya instalación debe estar diseñada de manera que:

-Garantice la seguridad de las personas, limitando las tensiones a que pudieran estar sometidas cuando circulen ó permanezcan en las inmediaciones de la instalación, en cualquier situación de funcionamiento.

-Asegure la integridad del material empleado en el sistema, cuando se produzcan situaciones anómalas.

1.12.2 CÁLCULOS:

En la práctica, los cálculos de MT se realizan con programas informáticos como el dmElect, los cuales son capaces de hacer todo el cálculo de la red de tierras insertando los parámetros de la instalación.

Se muestra a continuación el cálculo de la I_{MT} y la I_{cc} :

$$I_{MT} = \frac{P_{trafo}}{\sqrt{3} * U_{red}}$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_{red}}$$

Como se ha mencionado anteriormente se va a suponer una $U_{red}=20kV$ e Iberdrola puede suministrar la I_{cc} o la S_{cc} con valores típicos de 20kA ó 500MVA respectivamente.

En MT la intensidad ya no es un factor determinante para el dimensionamiento de los cables, ya que es del orden de 3 a 5A. Sí hay que tener en cuenta, sin embargo, la alta

tensión a la que están sometidos. La sección mínima es de 95mm^2 y en nuestro caso se han elegido de 150mm^2 .

1.12.3 RED DE TIERRAS:

Para los cálculos pertinentes al estudio de la red de tierras, se seguirán las indicaciones del:

- RD 3275/1982: Condiciones técnicas y garantías de seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Documento que Unidad Eléctrica S.A. –UNESA- elaboró según la reglamentación vigente para facilitar los cálculos y que fue aprobado por el Ministerio de Industria y Energía.
- MIE-RAT-13: Instrucción técnica complementaria para Instalaciones de puesta a tierra.

PUESTA A TIERRA DE PROTECCION

A la línea de tierra de P a T de Protección se deberán conectar todas las partes metálicas de la instalación que normalmente no estén en tensión, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones.

En particular deberán conectarse a la tierra de protección los siguientes elementos:

- Cuba del transformador/res.
- Envolvente metálica del cuadro B.T.

- Celda de alta tensión (en dos puntos).
- Pantalla del cable MT, extremos conexión transformador.

PUESTA A TIERRA DE SERVICIO

Para evitar tensiones peligrosas provocadas por defectos en la red de media tensión, los neutros de baja tensión de las líneas que salen fuera de la instalación general, pueden conectarse a una tierra separada (MIE RAT -13) A la línea de tierra de la P a T de Servicio (neutro), se le conectará la salida del neutro del cuadro de B.T.

En particular se puede establecer el requisito de que los electrodos de P a T de Protección y Servicio (neutro) se establecerán separados, salvo cuando el potencial absoluto del electrodo de P a T de protección, adquiera un valor menor o igual a 1.000 V, en cuyo caso se establecerán tierras unidas.

Los objetivos del cálculo de puestas a tierra es el de limitar las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la propia instalación, limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, asegurar la actuación de protecciones, evacuar las descargas atmosféricas y canalizar las corrientes de fuga y unir el neutro a tierra. Además se

deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad homopolar de defecto.

Consideraciones que se han de tener en cuenta en el diseño:

Seguridad de las personas (valores de V_p y V_c).

Según la MIE-RAT 13 las tensiones máximas aplicables al cuerpo humano son :

Tensión de paso :

$$V_p = \frac{10K}{t^n} * \left[1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right]$$

Tensión de contacto :

$$V_c = \frac{K}{t^n} * \left[1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right]$$

t : tiempo despeje de la falta.

K y n : constantes función del tiempo.

Estos valores deben ser superiores a los obtenidos en la instalación.

Sobretensiones U peligrosas para las instalaciones:

Para evitar que la sobretensión U al producirse un defecto en el lado de MT, deteriore los elementos de BT, el electrodo de P a T ha de limitar la I_d , de forma que:

$$V_{bt} \geq V_d = I_d \cdot R_t$$

V_d : tensión de defecto en voltios.

V_{bt} : tensión soportada a frecuencia industrial por el aislamiento de la instalación de

BT 4.000 / 10.000 V).

Valor de I_d , (I de defecto) asegurando la actuación de protecciones:

-La I_d ha de ser menor de un valor máximo.

-También ha de cumplirse que $I_d > I$ arranque protecciones.

Para el diseño de la puesta a tierra se aplicará el MANUAL TÉCNICO UNESA (Unidad Eléctrica,

S.A.) “Método de Cálculo y Proyecto de instalaciones de Puesta a Tierra para Centros de Transformación conectados a Redes de Tercera Categoría (por el Artículo 3 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación), y sus tablas características.

El Método UNESA está basado en la relación de R_{pat} , V_p , V_c , para una de las configuraciones tipo (método de Howe).

Electrodos tipo:

Para facilitar el estudio de las P a T, se utilizan las siguientes configuraciones:

-Rectángulos sin picas.

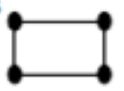
Memoria

-Rectángulos con 4 y 8 picas.

-Electrodo longitudinal con 2, 3, 4, 6, u 8 picas alineadas. (utilizado cuando el subsuelo esté ocupado y se necesite otro sistema diferente a los rectángulos). En este caso la conexión hasta la primera pica se hace con cable aislado y protegido con tubo de PVC.

-Con profundidades : 0,5 y 0,8 , y con picas de 2, 4, 6 y 8 m. de longitud.

Una vez que se tienen las formas y tamaño de CT, las formas y tamaño del electrodo, el número, longitud y profundidad de las picas se mira en la tabla UNESA (Anexo 2) y se obtienen la resistencia, tensión de paso y de contacto para la configuración elegida.

CONFIGURACIÓN	Lp (m)	RESISTENCIA Kr	TENSION DE PASO Kp	TENSION DE CONT. Kc = Kp (acc)	CÓDIGO DE CONFIGURACIÓN
Sin picas	-	0,145	0,0308	0,0921	30-35/5/00
4 picas 	2	0,105	0,0244	0,0532	30-35/5/42
	4	0,083	0,0185	0,0369	30-35/5/44
	6	0,069	0,0148	0,0279	30-35/5/46
	8	0,060	0,0123	0,0223	30-35/5/48
8 picas	2	0,091	0,0210	0,0419	30-35/5/82
	4	0,069	0,0149	0,0261	30-35/5/84

Electrodos horizontales
 XX - XX / X / XX
 Dimensiones Profundidad N° de picas Long. pica

Picas alineadas
 X / X X
 Profundidad N° de picas Longitud pica

Tabla 13. Tabla UNESA (UNESA)

Pasos a seguir:

1.-Medir la resistividad del terreno , este será uno de los factores más determinantes a la hora de calcularse la P a T.

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia.

2.- Determinación de las I_{max} de defecto. Dependerá de si el neutro del trafa está aislado (depende de U , C de las líneas con respecto a tierra y su longitud, R_t del CT), o a tierra (U , R_t , R_n , X_n) y del tiempo de actuación de las protecciones (de t de los relés dependiente o independiente).

Neutro aislado:

$$I_D = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (\omega C_A L_A + \omega C_C L_C)}{\sqrt{1 + (\omega C_A L_A + \omega C_C L_C)^2 \cdot (3R_T)^2}}$$

Neutro a tierra:

$$I_D = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_N + R_T)^2 + X_N^2}}$$

3.-Diseño preliminar : escoger algunas de las configuraciones tipo (Cuadrado, rectángulo, placas en hilera, etc).

4.-Cálculo/determinación de R_t , V_c y V_p .

Como se ha mencionado anteriormente, con la configuración, longitud de la pica y número de ellas obtenemos en tablas documento UNESA K_r , K_p y K_c .

- Se calcula $R_t = K_r \cdot \rho$ Con R_t se calcula I_d (Intensidad máxima de defecto)
- Se calcula la tensión de defecto $V_d = R_t \cdot I_d$
- Se calcula la tensión de paso exterior $V_p = K_p \cdot \rho \cdot I_d$

- Se calcula la tensión de contacto $V_c = K_c \cdot \rho \cdot I_d$

Y por último se comprueban las tensiones de paso y contacto máximas para la configuración escogida.

Con el mallado equipotencial en el suelo del CT, no pueden aparecer tensiones de paso y contacto en el interior del mismo.

El método UNESA, indica que las tensiones paso y contacto exteriores :

- Con el mencionado mallado equipotencial conectado al electrodo de tierra, la tensión de paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de contacto exterior máxima.

- Para el caso de electrodos longitudinales con picas exteriores, colocados frente a los accesos al CT paralelos a su fachada, no debe considerarse la tensión de paso de acceso y contacto exterior. Por el contrario si el electrodo se ubica lejos de los accesos al CT, deberá considerarse como tensión de paso de acceso y contacto exterior, la tensión de defecto $U_d = I_d \cdot R_t$.

El centro de transformación elegido será el Centro Fotovoltaico Integrado de *Ormazabal* (mirar ficha para características), y en cual se ubicarán, además del transformador y las celdas de media tensión, el inversor, el segundo cuadro de protecciones de continua (nivel 2), el cuadro de protecciones en alterna y el CGPM,

así como el contador de entrada-salida (este último se colocará en el exterior, para que sea accesible a la compañía).

La conexión con el punto de entronque se realizará con una línea aérea desde el primer poste, al cual se accederá por un tramo subterráneo desde el CT. La distancia entre los postes de la línea de MT será de 100m, tal como se muestra en los planos.

1.13 Estudio energético y económico

En los sistemas fotovoltaicos se transforma directamente la energía solar incidente en energía eléctrica. Esta energía se venderá directamente a la compañía distribuidora de la zona por la tarifa regulada según RD 1578/2008.

El fin del presente proyecto es la rentabilidad económica, ya que si no fuera rentable no cabría su realización. No hay que olvidarse, igualmente, que estamos beneficiando al medio ambiente mediante la producción de una energía limpia e ilimitada.

Con el fin de cuantificar esa rentabilidad es necesaria la realización de un estudio energético previo, el cual nos servirá más adelante para calcularnos el beneficio y la rentabilidad total de la instalación a lo largo de su vida.

Así, la presente instalación fotovoltaica tiene un presupuesto final de **423.588,00 €**, es capaz de generar una energía de **164977,78 kWh/año** (con una disminución porcentual a cada año que pasa debido al descenso del rendimiento de la instalación

lo largo del tiempo) y dará un beneficio total tras los 25 años de funcionamiento de **522.500,70 €**, con una facturación de **1.476.918,20 €**.

A la hora de evaluar la rentabilidad económica de todo proyecto se analizan dos factores muy importantes, que nos darán una idea de cuan acertada ha sido la inversión, estos son el VAN y el TIR.

El VAN del presente proyecto es de **220.920,83 €** y el TIR es del **12,7%**, ambos valores nos indican que, a pesar de la disminución de la tarifa con respecto al 2007, nuestra instalación FV sigue siendo rentable, con lo que sumándose a unos ingresos totalmente seguros (debido a la obligación de la compañías eléctricas de comprar toda la energía generada por nuestra instalación), hace de este proyecto una inversión inteligente.

Para más información sobre este apartado referirse a los Anexos.

1.14 Ejecución del proyecto

Esta documentación permite conocer los pasos a seguir y la documentación necesaria a presentar ante los organismos pertinentes, así como la selección y número de componentes necesarios para el diseño de una instalación solar fotovoltaica de 100kWp, sobre suelo con un sistema de fijación sobre estructura soporte fija, en el municipio de Lorca, Murcia.

En Madrid a 1 de Junio de 2009.

Fdo: Francisco de Delás Mazarredo.

1.16 Bibliografía

- [____08] “Reglamento electrotécnico de baja tensión”, Paraninfo S.A., 2008.
- [ALON05] Alonso Abella M, “Sistemas fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones fotovoltaicas”, Era Solar, SAPT, 2005.
- [PAREJ09] Pareja Aparicio M, “Cálculo de una instalación aislada”, Marcombo, 2009.
- [FALK06] Falk Antony, Dürschner Christian, Remmers Karl-Heinz: “Fotovoltaica para profesionales”. Censolar, 2006.
- [PER04] Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, Sector Solar Fotovoltaico, capítulo 3.5, Ministerio de Industria, Madrid 2004.
- [_____] “ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: Manual del proyectista”, Edita Junta de Castilla y León (Consejería de economía y empleo) y EREN (Ente regional de la energía de Castilla y León).
- [_____] “SISTEMAS DE ENERGÍA FV: Manual del instalador”, Edita ASIF.
- [_____] “FV PARA PROFESIONALES: Diseño, instalación y comercialización de plantas solares FV”, Editan SOLAR PRAXIS y CENSOLAR.
- [CENS04] Censolar. “CURSO PROGRAMADO. INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR. TOMO I, II, V. SISTEMAS DE CONVERSIÓN ELECTRICA”. ProgenSA. Tercera Edición. Año 2004.

[IDAE03] Instituto para el Ahorro y la Diversificación Energética (IDAE).

“ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”. Año 2003

Apuntes de tecnología eléctrica, ICAI, Madrid 2009.

Direcciones web:

<http://www.energias-renovables.com/>

www.epia.org

re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

www.solarweb.net

www.censolar.es

<http://www.energiasverdes.com>

www.solarfotovoltaicas.com

<http://www.soliclima.com/>

www.idae.es

www.ormazabal.es

<http://www.asif.org/>

<http://jumanjisolar.blogspot.com/>

<http://energiasolarfotovoltaica.blogspot.com/>

www.europapress.es

Memoria

www.voltimum.es

2.ANEXOS

INDICE

2. Anexos.....	5
2.1 Estudio energético.....	5
2.2 Estudio de rentabilidad.....	18
2.3 Cálculos.....	30
2.3.1 Dimensionado de la instalación.....	30
2.3.2 Inclinação y orientación de los módulos.....	34
2.3.3 Distancia mínima entre las filas de módulos.....	35
2.3.4 Estructura soporte.....	38
2.3.5 Cableado.....	39
2.3.5.1 Introducción.....	39
2.3.5.2 Sección del conductor de CC.....	41
2.3.5.3 Sección del conductor de CA.....	47
2.3.6 Protecciones.....	53
2.3.6.1 Introducción.....	53
2.3.6.2 Elección de los elementos de protección.....	59
2.3.7 Puesta a tierra.....	67
2.3.7.1 Toma de tierra.....	68
2.4 Listado de materiales.....	74

Índice de figuras

Figura 1. Relación V-I en función de la T^a	10
Figura 2. energía media anual y mensual generada en kWh.....	14
Figura 3. Producción mensual en kWh (PVGIS).....	17
Figura 4. Orientación módulos.....	34
Figura 5. Inclinación módulos.....	35
Figura 6. Distancias y ángulos de y entre los paneles de la instalación FV.....	37

Índice de tablas

Tabla 1. Energía en megajulios sobre metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes (Censolar).....	7
Tabla 2. energía incidente sobre superficie horizontal en Murcia (Censolar).....	8
Tabla 3. Valores de PRG para cada mes del año.....	12
Tabla 4. energía media y anual generada en kWh.....	14
Tabla 5. Producción total diaria, mensual y anual en kWh (PVGIS).....	16
Tabla 6. Datos instalación FV.....	21
Tabla 7. Estimación ingresos por venta de electricidad.....	22
Tabla 8. Plan financiación del proyecto.....	23
Tabla 9. Cuenta de resultados de la instalación FV.....	25
Tabla 10. Cash flow y cash flow actualizado.....	27
Tabla 11. VAN y TIR de la instalación FV.....	29
Tabla 12. Características generales del módulo FV IS-220.....	31
Tabla 13. Características generales del inversor Sunzet 100kVA.....	32
Tabla 14. Datos necesarios para el cálculo del sombreado.....	37
Tabla 15. Intensidad máxima admisible en servicio permanente y con CA de los cables con conductores de aluminio con aislamiento seco HEPR (REBT).....	52
Tabla 16. Intensidades de diseño y admisible para el cálculo de los fusibles.....	60
Tabla 17. Resistividad en función del terreno (Tabla 4 ITC-BT-18).....	70
Tabla 18. Resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo. (Tabla 5 ITC-BT-18).....	71
Tabla 19. Relación entre la sección de los conductores de fase y los de tierra.....	72
Tabla 20. Secciones de las derivaciones a tierra de la instalación FV.....	73

2. ANEXOS

2.1 ESTUDIO ENERGÉTICO

En los sistemas fotovoltaicos se transforma directamente la energía solar incidente en energía eléctrica. El conocimiento de la radiación solar es determinante tanto para conocer la energía disponible como para analizar el comportamiento de los componentes del sistema.

Se utilizan habitualmente dos términos, irradiación e irradiancia. La irradiación (Wh/m^2), es la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo mientras que la irradiancia (W/m^2) se refiere a la potencia instantánea recibida.

Con el fin de evaluar la energía que puede producir la instalación en cada mes de año, resulta útil el concepto del número de horas de sol pico sobre horizontal (HSP) de lugar en cuestión, es decir, las horas de sol a una intensidad de 1000 W/m^2 .

Éste número no es otra cosa que el valor de la energía total incidente sobre una superficie horizontal de 1 m^2 , H (MJ), pero expresado en kWh en lugar de MJ.

Como $1\text{kWh}=3.6 \text{ MJ} \rightarrow \text{HSP}=0.2778 \cdot H$ (En superficie horizontal)

En el presente proyecto, se ha calculado el valor de las HSP para cada mes del año, lo que nos sirve para, a partir de este valor, calcularnos la producción de energía media por mes y año. Para ello se han utilizado las tablas del *Censolar*, como la que

tenemos a continuación en donde se muestra la energía en megajulios sobre superficie horizontal en un día medio de cada mes.

Anexos

Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. (Fuente: CENSOLAR).

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1	ÁLAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2	ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3	ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
4	ALMERÍA	8,9	12,2	16,4	19,6	23,1	24,6	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8	16,9
5	ASTURIAS	5,3	7,7	10,6	12,2	15	15,2	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6	10,9
6	ÁVILA	6	9,1	13,5	17,7	19,4	22,3	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2	15,1
7	BADAJOS	6,5	10	13,6	18,7	21,8	24,6	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2	15,8
8	BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7	24,2	20,6	16,4	12,1	8,5	6,5	15
9	BARCELONA	6,5	9,5	12,9	16,1	18,6	20,3	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8	13,5
10	BURGOS	5,1	7,9	12,4	16	18,7	21,5	23	20,7	16,7	10,1	6,5	4,5	13,6
11	CÁCERES	6,8	10	14,7	19,6	22,1	25,1	28,1	25,4	19,7	12,7	8,9	6,6	16,6
12	CÁDIZ	8,1	11,5	15,7	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
13	CANTABRIA	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5	11,3
14	CASTELLÓN	8	12,2	15,5	17,4	20,6	21,4	23,9	19,5	16,6	13,1	8,6	7,3	15,3
15	CEUTA	8,9	13,1	18,6	21	24,3	26,7	26,8	24,3	19,1	14,2	11	8,6	18,1
16	CIUDAD REAL	7	10,1	15	18,7	21,4	23,7	25,3	23,2	18,8	12,5	8,7	6,5	15,9
17	CÓRDOBA	7,2	10,1	15,1	18,5	21,8	25,9	28,5	25,1	19,9	12,6	8,6	6,9	16,7
18	LA CORUÑA	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1	11,5
19	CUENCA	5,9	8,8	12,9	17,4	18,7	22	25,6	22,3	17,5	11,2	7,2	5,5	14,6
20	GERONA	7,1	10,5	14,2	15,9	18,7	19	22,3	18,5	14,9	11,7	7,8	6,6	13,9
21	GRANADA	7,8	10,8	15,2	18,5	21,9	24,8	26,7	23,6	18,8	12,9	9,6	7,1	16,5
22	GUADALAJARA	6,5	9,2	14	17,9	19,4	22,7	25	23,2	17,8	11,7	7,8	5,6	15,1
23	GUIPÚZCOA	5,5	7,7	11,3	11,7	14,6	16,2	16,1	13,6	12,7	10,3	6,2	5	10,9
24	HUELVA	7,6	11,3	16	19,5	24,1	25,6	28,7	25,6	21,2	14,5	9,2	7,5	17,6
25	HUESCA	6,1	9,6	14,3	18,7	20,3	22,1	23,1	20,9	16,9	11,3	7,2	5,1	14,6
26	JAÉN	6,7	10,1	14,4	18	20,3	24,4	26,7	24,1	19,2	11,9	8,1	6,5	15,9
27	LEÓN	5,8	8,7	13,8	17,2	19,5	22,1	24,2	20,9	17,2	10,4	7	4,8	14,3
28	LÉRIDA	6	9,9	18	18,8	20,9	22,6	23,8	21,3	16,8	12,1	7,2	4,8	15,2
29	LUGO	5,1	7,6	11,7	15,2	17,1	19,5	20,2	18,4	15	9,9	6,2	4,5	12,5
30	MADRID	6,7	10,6	13,6	18,8	20,9	23,5	26	23,1	16,9	11,4	7,5	5,9	15,4
31	MÁLAGA	8,3	12	15,5	18,5	23,2	24,5	26,5	23,2	19	13,6	9,3	8	16,8
32	MELILLA	9,4	12,6	17,2	20,3	23	24,8	24,8	22,6	18,3	14,2	10,9	8,7	17,2
33	MURCIA	10,1	14,8	16,6	20,4	24,2	25,6	27,7	23,5	18,6	13,9	9,8	8,1	17,8
34	NAVARRA	5	7,4	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35	ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36	PALENCIA	5,3	9	13,2	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37	LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38	PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39	LA RIOJA	5,6	8,8	13,7	16,6	19,2	21,4	23,3	20,8	16,2	10,7	6,8	4,8	14
40	SALAMANCA	6,1	9,5	13,5	17,1	19,7	22,8	24,6	22,6	17,5	11,3	7,4	5,2	14,8
41	STA. C. DE TENERIFE	10,7	13,3	18,1	21,5	25,7	26,5	29,3	26,6	21,2	16,2	10,8	9,3	19,1
42	SEGOVIA	5,7	8,8	13,4	18,4	20,4	22,6	25,7	24,9	18,8	11,4	6,8	5,1	15,2
43	SEVILLA	7,3	10,9	14,4	19,2	22,4	24,3	24,9	23	17,9	12,3	8,8	6,9	16
44	SORIA	5,9	8,7	12,8	17,1	19,7	21,8	24,1	22,3	17,5	11,1	7,6	5,6	14,5
45	TARRAGONA	7,3	10,7	14,9	17,6	20,2	22,5	23,8	20,5	16,4	12,3	8,8	6,3	15,1
46	TERUEL	6,1	8,8	12,9	16,7	18,4	20,6	21,8	20,7	16,9	11	7,1	5,3	13,9
47	TOLEDO	6,2	9,5	14	19,3	21	24,4	27,2	24,5	18,1	11,9	7,6	5,6	15,8
48	VALENCIA	7,6	10,6	14,9	18,1	20,6	22,8	23,8	20,7	16,7	12	8,7	6,6	15,3
49	VALLADOLID	5,5	8,8	13,9	17,2	19,9	22,6	25,1	23	18,3	11,2	6,9	4,2	14,7
50	VIZCAYA	5	7,1	10,8	12,7	15,5	16,7	17,9	15,7	13,1	9,3	6	4,6	11,2
51	ZAMORA	5,4	8,9	13,2	17,3	22,2	21,6	23,5	22	17,2	11,1	6,7	4,6	14,5
52	ZARAGOZA	6,3	9,8	15,2	18,3	21,8	24,2	25,1	23,4	18,3	12,1	7,4	5,7	15,6

Tabla 21. Energía en megajulios sobre metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes (Censolar)

En la siguiente tabla se presentan los datos de radiación para nuestro caso particular, Murcia.

Energía media mensual y anual en Murcia	
	H(Mj/m ²)
Enero	10,1
Febrero	14,8
Marzo	16,6
Abril	20,4
Mayo	24,2
Junio	25,6
Julio	27,7
Agosto	23,5
Septiembre	18,6
Octubre	13,9
Noviembre	9,8
Diciembre	8,1
Media Anual	17,78

Tabla 22. energía incidente sobre superficie horizontal en Murcia (Censolar)

Como vemos, en Murcia tenemos una media anual de radiación sobre superficie horizontal de 17.8MJ/m²*dia, situándola, como se ha mencionado anteriormente, como la Comunidad Autónoma de la península con mayores beneficios para la implantación de este tipo de instalación.

El cálculo a priori de la energía entregada a la red eléctrica se ha hecho en principio con una hoja de cálculo en el que se han tenido en cuenta, los términos anteriores y las pérdidas que existen en una instalación fotovoltaica. Éstas pérdidas son grandes y dependen de varios factores que están presentes en mayor o menor grado en cualquier instalación FV.

Estas pérdidas pueden deberse a:

•1. Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.

Tanto en la parte DC como en la parte AC de la instalación se producen unas determinadas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y una sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que circula por ellos.

Para la parte DC como se explica en el *Anexo Cálculos eléctricos*, la máxima caída de tensión admisible es de 1.5%, mientras que para la parte Ca es de 2%.

De esta parte tendremos los factores de pérdidas llamados FCA y FCC.

•2. Pérdidas por dispersión de parámetros.

La potencia nominal de un módulo suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC. Estas son: 1000 W/m² de irradiancia, 25°C de temperatura y un espectro estándar AM 1.5G. Sin embargo, en la operación habitual de un módulo FV ni la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación, lo que provoca unas pérdidas de potencia.

El factor a utilizar será FD.

•3. Pérdidas por rendimiento del inversor.

El inversor fotovoltaico presenta unas determinadas pérdidas en sus componentes de conmutación. Se puede caracterizar a través de una curva de rendimiento en función

de la potencia de operación. Es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV.

Además el inversor opera directamente conectado al generador FV y dispone de un dispositivo de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV (que varía en función de las condiciones ambientales de irradiancia y temperatura). Se puede caracterizar al inversor por una curva de rendimiento del punto de máxima potencia.

El factor a utilizar será FINV.

•4. Pérdidas por temperatura.

En general los módulos FV presentan unas pérdidas del 4% por cada 10 grados de aumento de su temperatura de operación. La temperatura de operación depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento. Este factor por tanto dependerá del tipo de mes en el que estemos (cálido o frío), y variará en función de este. El factor a utilizar será FT. Mirar figura 1.

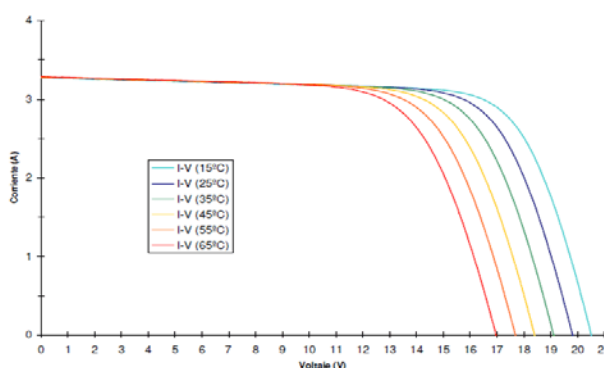


Figura 7. Relación V-I en función de la Tª

Una vez hallados estos 5 factores ya se puede calcular el *Performance Ratio* de la instalación FV, factor utilizado para cuantificar todas las pérdidas de origen eléctrico de la misma y vale:

$$PR = FCC \times FCA \times FD \times FINV \times FT$$

Asimismo, en una instalación FV también existen pérdidas por otras razones que no son eléctricas, como las pérdidas por sombreado y por polución.

•5. Pérdidas por sombreado del generador FV.

Representa las pérdidas existentes por sombras circunstanciales en los módulos fotovoltaicos. Es por ello por lo que se deja siempre una distancia mínima entre las estructuras soporte de los módulos, además de una altura mínima de los mismos respecto al suelo con el fin de evitar sombras por nieve o vegetación. El factor a utilizar será FSOM.

•6. Pérdidas por polución.

Tiene su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Se dan dos aspectos, la presencia de una suciedad uniforme origina una disminución de la corriente y tensión entregada y la presencia de suciedades localizadas (excrementos de ave) da lugar a un aumento de las pérdidas de conexionado. Su factor será FPOL.

Finalmente llegamos al factor final que nos va a contabilizar todas las pérdidas de la instalación, el *Performance Ratio Global*. (PRG)

-Performance Ratio Global: Se denomina ratio de producción global, PRG, al cociente entre la energía realmente producida por la instalación y la energía teórica máxima que puede generar la instalación

$$PRG = PR \times FSOM \times FPOL$$

Todos estos factores, dependen unos de otros y su determinación no es sencilla. Sin embargo es fundamental saber la energía que se va a generar, sobre todo cuando se va a realizar una fuerte inversión de capital.

A continuación se muestra una tabla con los valores del PRG para cada mes del año:

Estimación de los ratios de rendimiento por mes. Performance ratio global (PRG)									
Mes	Fcc	Fca	Fd	Fpol	Fsomb	PR	Finv	Ft	PRG
Enero	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,857	0,964	94%	0,8023
Febrero	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,857	0,964	94%	0,8023
Marzo	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,848	0,964	93%	0,7937
Abril	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,848	0,964	93%	0,7937
Mayo	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,839	0,964	92%	0,7852
Junio	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,830	0,964	91%	0,7767
Julio	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,830	0,964	91%	0,7767
Agosto	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,820	0,964	90%	0,7677
Septiembre	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,830	0,964	91%	0,7767
Octubre	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,839	0,964	92%	0,7852
Noviembre	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,857	0,964	94%	0,8023
Diciembre	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,857	0,964	94%	0,8023
Media	0,99	0,985	0,97	0,96	0,975	0,843	0,964	92%	0,7887

Tabla 23. Valores de PRG para cada mes del año.

Como vemos tenemos un PRG medio anual de $PRG=0.7887$, que es un valor razonablemente bueno, teniendo en cuenta que este factor oscila entre 0.7 y 0.8 para instalaciones FV sin sombrear.

A partir de esta tabla ya podemos calcular la energía producida por nuestra instalación FV, mediante las siguientes fórmulas:

$$E = P * HSP * D * PRG$$

$$HSP = H * 0.2778 * k$$

Donde:

- E: Energía total generada por nuestra instalación (kWh).
- P: Potencia pico instalada (105 kWp)
- D: Días de cada mes.
- HSP (kWh/m²): Horas de sol pico
- H (MJ/m²): Energía incidente sobre metro cuadrado de superficie horizontal en día medio de cada mes (tablas Censolar).
- K: Factor de corrección por inclinación de los paneles, en nuestro caso, ángulo inclinación $\alpha=30^\circ$. Este factor se obtiene entrando en las tablas del Censolar con la latitud de la zona y la inclinación. Así con la latitud de Murcia y la inclinación de treinta grados se obtiene un valor de K para cada mes.
- 0,2778: Factor de conversión de medidas, para pasar de MJ a kWh.

Finalmente se obtiene la tabla con la energía generada por la instalación FV para cada mes, y la total del año.

Energía media mensual y anual generada							
	H(Mj/m ²)	k	HSP(kWh/m ²)	Días	PRG	Pinst(kW)	Energía(kWh)
Enero	10,1	1,3	3,65	31	0,8023	105	9525,15
Febrero	14,8	1,23	5,06	28	0,8023	105	11928,07
Marzo	16,6	1,14	5,26	31	0,7937	105	13582,36
Abril	20,4	1,05	5,95	30	0,7937	105	14877,89
Mayo	24,2	0,98	6,59	31	0,7852	105	16838,70
Junio	25,6	0,96	6,83	30	0,7767	105	16702,88
Julio	27,7	0,98	7,54	31	0,7767	105	19064,55
Agosto	23,5	1,06	6,92	31	0,7677	105	17293,05
Septiembre	18,6	1,17	6,05	30	0,7767	105	14790,37
Octubre	13,9	1,3	5,02	31	0,7852	105	12829,96
Noviembre	9,8	1,38	3,76	30	0,8023	105	9494,49
Diciembre	8,1	1,37	3,08	31	0,8023	105	8050,31
Media Anual	17,78	1,16	5,47	30,42	0,7887	TOTAL	164977,78

Tabla 24. energía media y anual generada en kWh

Se obtiene una energía total final generada de **E≈165000 kWh** al año.

A continuación se muestra la evolución de la energía generada encada mes del año:

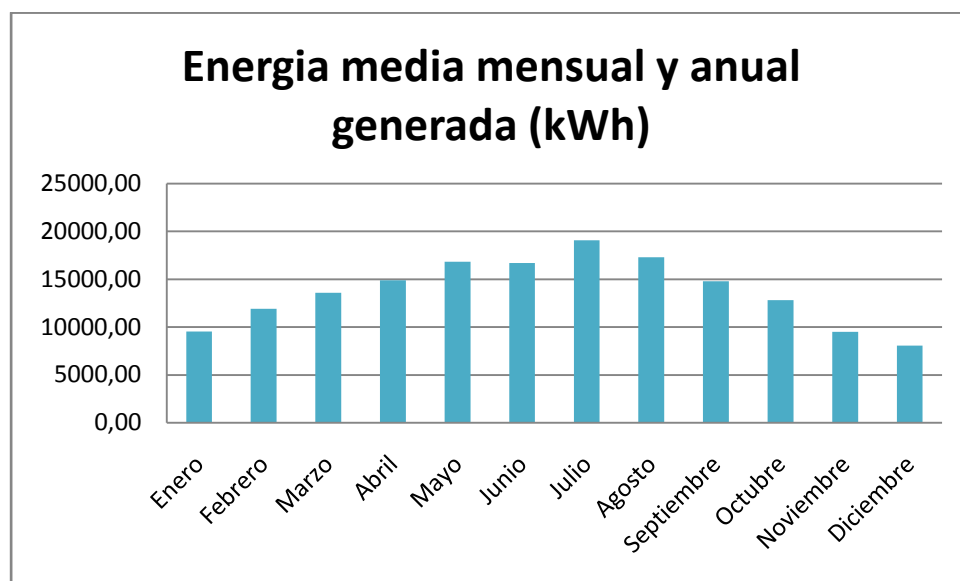


Figura 8. energía media anual y mensual generada en kWh

Se observa del gráfico y como es natural, una mayor producción de energía en los meses de verano, que es cuando la irradiación es máxima. Sin embargo, y debido al factor de pérdidas por temperatura, la energía no es tan elevada como debiera ser si los módulos trabajen en sus condiciones óptimas (STC).

También, se pueden obtener los valores de HSP partir de los valores estadísticos históricos de la zona donde se vaya a realizar la instalación. Para ello, se puede consultar la base datos del PVGIS, *Photovoltaic Geographical Information System*.

PVGIS se puede utilizar para obtener los valores de radiación diaria tras la localización de un punto geográfico, pero también sirve para obtener los valores de producción fotovoltaico en cierto punto.

Por tanto se ha creído oportuno llevar a cabo la comparación entre los resultados obtenidos del PVGIS y los propios.

Resultados del PVIS:

A continuación se muestra una tabla con la producción mensual y anual de la instalación:

Producción de electricidad FV por: Potencia nominal=100.0 kW, Pérdidas del sistema=14.0%		
Inclin.=30 grado, Orient.=0 grado		
Mes	Producción mensual (kWh)	Producción diaria (kWh)
Ene	8384	270
Feb	8917	318
Mar	11756	379
Abr	12580	419
May	14299	461
Jun	14283	476
Jul	14828	478
Ago	14412	465
Sep	12931	431
Oct	11836	382
Nov	8491	283
Dic	8161	263
Media anual	11740	386
Producción total anual (kWh)		140878

Tabla 25. Producción total diaria, mensual y anual en kWh (PVGIS)

Según los cálculos llevados a cabo por el PVGIS, la producción energética anual es menor a la calculada anteriormente, esto puede deberse a que se han estimado unas mayores pérdidas en la generación (menor rendimiento de la instalación FV), así como al ángulo de inclinación utilizado por el programa, el cual ha usado como ángulo óptimo $\alpha=34^\circ$.

Se obtiene una energía total final generada **de E=140878 kWh** al año.

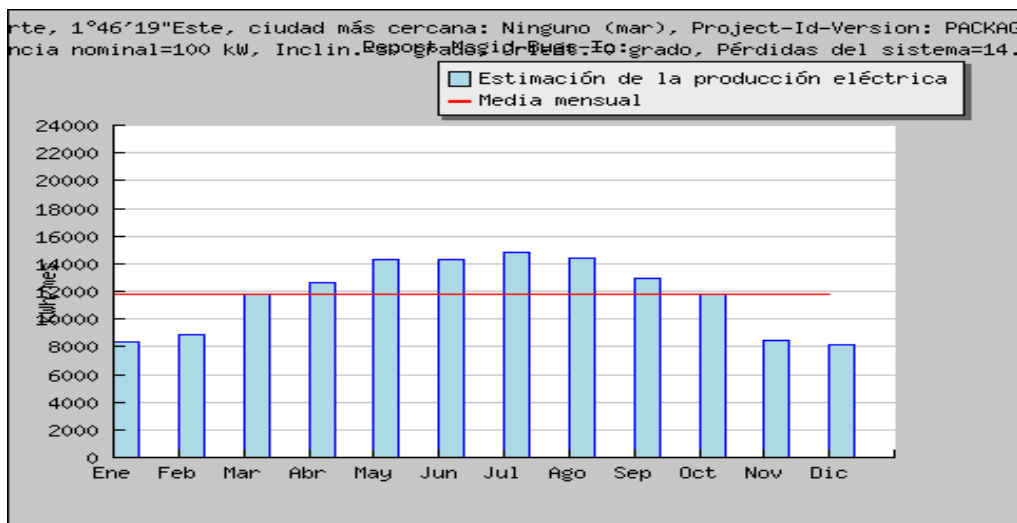


Figura 9. Producción mensual en kWh (PVGIS)

Del gráfico anterior, se observa también cómo en los meses de verano hay una mayor producción de energía debido a la mayor irradiancia, así como una disminución drástica de la misma en los meses de más frío.

2.2 ESTUDIO DE RENTABILIDAD

Esta sección se centra básicamente en la rentabilidad de la inversión de nuestra instalación fotovoltaica, sin embargo, no debemos obviar los efectos positivos que tiene sobre la economía:

- Según la APPA (asociación de pequeños productores de energías alternativas) este tipo de energías crean cinco veces más puestos de trabajo que las convencionales.
- Contribuye a atenuar la dependencia energética del exterior, una eventual subida desorbitada de los precios del petróleo haría tambalear la estructura económica peninsular.
- Permite desarrollar y utilizar tecnología española y no de otros países. Además tiene unos efectos arrastre sobre algunas actividades comerciales locales e incluso permitiría desarrollar nuevas tecnologías asociadas.
- Atenúa los efectos externos de nuestra economía, posiblemente las emisiones de CO₂ sea una de las principales externalidades negativas de nuestra economía, la cual hace un consumo excesivo de productos derivados del petróleo.

Breve descripción:

El análisis de los aspectos económico-financieros de un sistema solar fotovoltaico es relativamente complejo. La instalación tiene que ser evaluada en su específico contexto, teniendo en cuenta, sobre todo, la energía eléctrica que es capaz de producir, la duración del sistema, las dificultades de conexión a la red eléctrica, los incentivos disponibles, la gestión financiero-fiscal, etc.

Un sistema fotovoltaico requiere un importante desembolso de capital inicial, pero luego los gastos de gestión y de mantenimiento son reducidos, además y como se ha mencionado anteriormente, es una inversión segura porque garantiza al propietario una compra de electricidad mes a mes durante toda la vida de la instalación.

Un sistema fotovoltaico tiene un coste por Kwh. producido mayor del coste del kWh comprado de la red eléctrica. Por lo tanto, lo que puede hacer compensar la instalación de un sistema fotovoltaico son los incentivos públicos al precio de venta de la energía producida, además de ser una fuente de energía alternativa, y limpia.

A la hora de evaluar la rentabilidad económica de un proyecto, se han de tener en cuenta 2 conceptos fundamentales, el VAN y el TIR.

- VAN (valor actual neto): Es la suma de los flujos de caja a lo largo de toda la vida de la instalación menos la inversión inicial, actualizados a la fecha actual. Si el VAN es mayor que 0 el proyecto es económicamente rentable, recuperamos la inversión

inicial y tendremos más capital que si lo hubiéramos puesto a renta fija. Como es de suponer a mayor VAN, mayor la rentabilidad del proyecto.

El VAN se calcula como:

$$VAN = \sum V_{Aentradas} - \sum V_{Asalidas}$$

$$V_A = \frac{V_F}{(1 + n)^n}$$

Siendo:

- V_A : Valor actual de las entradas o salidas de capital.
- V_F : Valor en el año 'x' de las entradas o salidas de capital.
- n: número de años hasta año 'x'.
- TIR (tasa interna de retorno): es una tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto de una inversión sea igual a cero ($VAN=0$). Una inversión es rentable si la TIR es mayor que la tasa de interés a renta fija. Cuanto mayor sea la el valor de TIR, mayor será la rentabilidad del proyecto. El valor de la TIR para instalaciones fotovoltaicas depende en gran medida de la tasa de retribución correspondiente el Real Decreto que esté vigente, ya que la tarificación por el kWh viene regulada directamente por él. Así, para instalaciones fijas sobre suelo que sigan el RD 1578/2008, con una tarificación de 0.32€/kWh, se tienen unos valores medios de TIR del 8% al 10% aproximadamente.

A continuación se presentan los datos generales de nuestra instalación:

1	DATOS DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA	ENTRADA DE DATOS
2	Potencia de la instalación (Wp instalados)	104720,00
3	Precio unitario (€uros/Wp)	4,02 €
4	Precio kWh (€/kWh)	0,32 €
5	Inversión total de la instalación	423.588,00 €
6	Coste total financiado	296.511,60 €
7	Coste total fondos propios	127.076,40 €
8	Energía media anual generada (kWh)	164977,78
9	Facturación anual	52.792,89 €
10	Vida útil instalación (años)	25,00
11	Financinanciación (años)	10,00 €
12	IPC (gastos)	3,00%
13	IPC(revisión tarifa)	2,00%
14	Indice de pérdida rendimiento anual instalación	1,00%
15	Interés del crédito	5,00%
16	Interés del dinero	4,00%
17	Gastos de estudio y apertura	1,00%
18	Energía anual generada por kWp instalado (kWh/kWp)	1575,42

Tabla 26. Datos instalación FV

- La potencia de la instalación es de 100kW nominales y de 104.72kWp
- El precio por Wp (mirar presupuesto) de la instalación es de 4.02€/Wp.
- La instalación se va a financiar con un 30% de fondos propios y un 70% de fondos ajenos.
- La instalación genera unos ingresos anuales de 52792.89€, siendo menor a cada año que pasa por la pérdida del 1% en el rendimiento de la instalación. Estos ingresos se calculan como la energía generada multiplicada por la tarificación anual.
- El préstamo se devolverá en 12 años al banco, y la vida de la instalación se ha estimado en 25 años.

- Se incurren en unos gastos del 1% sobre el coste total financiado.

A partir de estos datos ya se tiene la información necesaria para poder calcularse la rentabilidad de la instalación.

En primer lugar se calculan los ingresos generados, a partir de la energía producida anualmente, para los 25 años de vida de la instalación:

ESTIMACIÓN INGRESOS POR VENTA DE ELECTRICIDAD					
Año	Tarifa(€/kWh)	Revisión tarifa	Rendimiento paneles	Energía vendida(kWh)	Ingresos
1	0,3200 €	2,00%	100,00%	164.977,78	52.792,89 €
2	0,3264 €	2,00%	99,00%	163.328,00	53.310,26 €
3	0,3329 €	2,00%	98,00%	161.678,23	53.827,21 €
4	0,3396 €	2,00%	97,00%	160.028,45	54.343,51 €
5	0,3464 €	2,00%	96,00%	158.378,67	54.858,93 €
6	0,3533 €	2,00%	95,00%	156.728,89	55.373,24 €
7	0,3604 €	2,00%	94,00%	155.079,12	55.886,17 €
8	0,3676 €	2,00%	93,00%	153.429,34	56.397,47 €
9	0,3749 €	2,00%	92,00%	151.779,56	56.906,86 €
10	0,3824 €	2,00%	91,00%	150.129,78	57.414,08 €
11	0,3901 €	2,00%	90,00%	148.480,00	57.918,81 €
12	0,3979 €	2,00%	89,00%	146.830,23	58.420,78 €
13	0,4058 €	2,00%	88,00%	145.180,45	58.919,65 €
14	0,4140 €	2,00%	87,00%	143.530,67	59.415,11 €
15	0,4222 €	2,00%	86,00%	141.880,89	59.906,82 €
16	0,4307 €	2,00%	85,00%	140.231,11	60.394,44 €
17	0,4393 €	2,00%	84,00%	138.581,34	60.877,59 €
18	0,4481 €	2,00%	83,00%	136.931,56	61.355,92 €
19	0,4570 €	2,00%	82,00%	135.281,78	61.829,02 €
20	0,4662 €	2,00%	81,00%	133.632,00	62.296,51 €
21	0,4755 €	2,00%	80,50%	132.807,11	63.150,20 €
22	0,4850 €	2,00%	80,00%	131.982,23	64.013,13 €
23	0,4947 €	2,00%	79,50%	131.157,34	64.885,30 €
24	0,5046 €	2,00%	79,00%	130.332,45	65.766,77 €
25	0,5147 €	2,00%	78,50%	129.507,56	66.657,53 €
TOTAL				3.641.884,54	1.476.918,20 €

Tabla 27. Estimación ingresos por venta de electricidad.

Seguidamente se hace el plan de financiación de la instalación para 12 años:

PLAN FINANCIACIÓN DEL PROYECTO				
Coste de la instalación		423.588,00 €	Tasa inflación	4%
Porcentaje de financiación		70%	Gastos estudio y apertura	1%
Coste total financiado		296.511,60 €	Periodo de tiempo en años	12
Coste total fondos propios		127.076,40 €	Interés nominal	5%
Año	Cuota	Intereses	Capital amortizado	Capital pendiente
1	33.454,04 €	14.825,58 €	18.628,46 €	277.883,14 €
2	33.454,04 €	13.894,16 €	19.559,89 €	258.323,25 €
3	33.454,04 €	12.916,16 €	20.537,88 €	237.785,37 €
4	33.454,04 €	11.889,27 €	21.564,77 €	216.220,60 €
5	33.454,04 €	10.811,03 €	22.643,01 €	193.577,58 €
6	33.454,04 €	9.678,88 €	23.775,16 €	169.802,42 €
7	33.454,04 €	8.490,12 €	24.963,92 €	144.838,50 €
8	33.454,04 €	7.241,92 €	26.212,12 €	118.626,38 €
9	33.454,04 €	5.931,32 €	27.522,72 €	91.103,66 €
10	33.454,04 €	4.555,18 €	28.898,86 €	62.204,80 €
11	33.454,04 €	3.110,24 €	30.343,80 €	31.860,99 €
12	33.454,04 €	1.593,05 €	31.860,99 €	- 0,00 €

Tabla 28. Plan financiación del proyecto.

La cuota anual es la cantidad anual de dinero a pagar al banco en forma de intereses y del propio capital a devolver.

$$Cuota = Costefin * \left(\frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right)$$

Siendo:

- Cuota: cantidad de capital a devolver al banco al año.
- Costefin: Cantidad de la inversión financiada
- i : interés del banco. En nuestro caso $i=5\%$.
- n : número de años que se tarda en devolver el préstamo. En nuestro caso $n=12$ años.

Como se observa de la tabla, para el año 12 ya se ha devuelto todo el capital pendiente.

Con los datos de estas dos tablas ya podemos proceder a la elaboración de la cuenta de resultados:

Anexos

Cuenta de resultados de instalación fotovoltaica						Gastos mantenimiento y alquiler		10.500,00 €	
						IPC gastos		3%	
						Años explotación		25	
Año	Total ingresos	Amortización	Mantenimiento y alquiler de terreno	Seguro	Provisión material	Gastos financieros	Total gastos	Resultado Final	Beneficio Acumulado
1	52.792,89 €	16.943,52 €	10.500,00 €	300,00 €	800,00 €	17.790,70 €	46.334,22 €	6.458,67 €	6.458,67 €
2	53.310,26 €	16.943,52 €	10.815,00 €	309,00 €	824,00 €	13.894,16 €	42.785,68 €	10.524,58 €	16.983,26 €
3	53.827,21 €	16.943,52 €	11.139,45 €	318,27 €	848,72 €	12.916,16 €	42.166,12 €	11.661,09 €	28.644,34 €
4	54.343,51 €	16.943,52 €	11.473,63 €	327,82 €	874,18 €	11.889,27 €	41.508,42 €	12.835,09 €	41.479,43 €
5	54.858,93 €	16.943,52 €	11.817,84 €	337,65 €	900,41 €	10.811,03 €	40.810,45 €	14.048,48 €	55.527,91 €
6	55.373,24 €	16.943,52 €	12.172,38 €	347,78 €	927,42 €	9.678,88 €	40.069,98 €	15.303,26 €	70.831,17 €
7	55.886,17 €	16.943,52 €	12.537,55 €	358,22 €	955,24 €	8.490,12 €	39.284,65 €	16.601,52 €	87.432,69 €
8	56.397,47 €	16.943,52 €	12.913,68 €	368,96 €	983,90 €	7.241,92 €	38.451,98 €	17.945,48 €	105.378,17 €
9	56.906,86 €	16.943,52 €	13.301,09 €	380,03 €	1.013,42 €	5.931,32 €	37.569,37 €	19.337,49 €	124.715,66 €
10	57.414,08 €	16.943,52 €	13.700,12 €	391,43 €	1.043,82 €	4.555,18 €	36.634,07 €	20.780,00 €	145.495,67 €
11	57.918,81 €	16.943,52 €	14.111,12 €	403,17 €	1.075,13 €	3.110,24 €	35.643,19 €	22.275,62 €	167.771,29 €
12	58.420,78 €	16.943,52 €	14.534,46 €	415,27 €	1.107,39 €	1.593,05 €	34.593,68 €	23.827,10 €	191.598,39 €

Anexos

13	58.919,65 €	16.943,52 €	14.970,49 €	427,73 €	1.140,61 €	- €	33.482,35 €	25.437,31 €	217.035,69 €
14	59.415,11 €	16.943,52 €	15.419,60 €	440,56 €	1.174,83 €	- €	33.978,51 €	25.436,60 €	242.472,30 €
15	59.906,82 €	16.943,52 €	15.882,19 €	453,78 €	1.210,07 €	- €	34.489,56 €	25.417,26 €	267.889,56 €
16	60.394,44 €	16.943,52 €	16.358,66 €	467,39 €	1.246,37 €	- €	35.015,94 €	25.378,50 €	293.268,05 €
17	60.877,59 €	16.943,52 €	16.849,42 €	481,41 €	1.283,77 €	- €	35.558,11 €	25.319,48 €	318.587,53 €
18	61.355,92 €	16.943,52 €	17.354,90 €	495,85 €	1.322,28 €	- €	36.116,55 €	25.239,36 €	343.826,90 €
19	61.829,02 €	16.943,52 €	17.875,55 €	510,73 €	1.361,95 €	- €	36.691,74 €	25.137,28 €	368.964,18 €
20	62.296,51 €	16.943,52 €	18.411,81 €	526,05 €	1.402,80 €	- €	37.284,19 €	25.012,32 €	393.976,50 €
21	63.150,20 €	16.943,52 €	18.964,17 €	541,83 €	1.444,89 €	- €	37.894,41 €	25.255,79 €	419.232,29 €
22	64.013,13 €	16.943,52 €	19.533,09 €	558,09 €	1.488,24 €	- €	38.522,94 €	25.490,19 €	444.722,48 €
23	64.885,30 €	16.943,52 €	20.119,09 €	574,83 €	1.532,88 €	- €	39.170,32 €	25.714,98 €	470.437,46 €
24	65.766,77 €	16.943,52 €	20.722,66 €	592,08 €	1.578,87 €	- €	39.837,12 €	25.929,64 €	496.367,10 €
25	66.657,53 €	16.943,52 €	21.344,34 €	609,84 €	1.626,24 €	- €	40.523,93 €	26.133,60 €	522.500,70 €
Total	1.476.918,20 €	423.588,00 €	382.822,28 €	10.937,78 €	29.167,41 €	107.902,03 €	954.417,50 €	522.500,70 €	

Tabla 29. Cuenta de resultados de la instalación FV

Anexos

Como se observa se tiene un beneficio al final del ejercicio de **522500.70€**, el cual se ha calculado restando los gastos totales de la instalación a los ingresos totales.

Finalmente se llega a la tabla de los flujos de caja, y por tanto al cálculo del VAN y del TIR.

Año	Total entradas	Total salidas	Cash flow	Cash flow actualizado	Tir hasta el año 'x'
1	52.792,89 €	172.130,44 €	- 119.337,55 €	- 114.747,65 €	
2	53.310,26 €	45.402,04 €	7.908,22 €	7.311,59 €	
3	53.827,21 €	45.760,48 €	8.066,73 €	7.171,29 €	
4	54.343,51 €	46.129,68 €	8.213,83 €	7.021,22 €	
5	54.858,93 €	46.509,95 €	8.348,99 €	6.862,26 €	
6	55.373,24 €	46.901,62 €	8.471,61 €	6.695,24 €	
7	55.886,17 €	47.305,05 €	8.581,12 €	6.520,94 €	
8	56.397,47 €	47.720,58 €	8.676,89 €	6.340,12 €	
9	56.906,86 €	48.148,58 €	8.758,29 €	6.153,46 €	
10	57.414,08 €	48.589,41 €	8.824,66 €	5.961,63 €	
11	57.918,81 €	49.043,47 €	8.875,34 €	5.765,25 €	-20%
12	58.420,78 €	49.511,16 €	8.909,62 €	5.564,92 €	-15%
13	58.919,65 €	16.538,83 €	42.380,83 €	25.452,83 €	-11%
14	59.415,11 €	17.034,99 €	42.380,12 €	24.473,46 €	-8%
15	59.906,82 €	17.546,04 €	42.360,78 €	23.521,44 €	-6%
16	60.394,44 €	18.072,42 €	42.322,02 €	22.596,07 €	-4%

Anexos

17	60.877,59 €	18.614,59 €	42.263,00 €	21.696,69 €	2%
18	61.355,92 €	19.173,03 €	42.182,88 €	20.822,66 €	5%
19	61.829,02 €	19.748,22 €	42.080,80 €	19.973,33 €	7%
20	62.296,51 €	20.340,67 €	41.955,84 €	19.148,10 €	8%
21	63.150,20 €	20.950,89 €	42.199,31 €	18.518,48 €	9%
22	64.013,13 €	21.579,42 €	42.433,71 €	17.905,13 €	10%
23	64.885,30 €	22.226,80 €	42.658,50 €	17.307,68 €	11%
24	65.766,77 €	22.893,60 €	42.873,16 €	16.725,74 €	11%
25	66.657,53 €	23.580,41 €	43.077,12 €	16.158,95 €	12%
Total	1.476.918,20 €	951.452,38 €	525.465,82 €	220.920,83 €	13%

Tabla 30. Cash flow y cash flow actualizado.

Resultados finales:

V.A.N.	220.920,83 €
T.I.R.	12,7%

Tabla 31. VAN y TIR de la instalación FV

Como se observa , en nuestro caso se tiene un VAN de **220920.83€**, siendo éste un valor muy positivo si se tiene en cuenta la inversión inicial, la baja tarificación del RD actual y la crisis económica en la que nos encontramos.

El valor de la TIR, como se ve, es del **12.7%**. Este valor es igualmente muy positivo, ya que es superior a la rentabilidad media que se obtiene de una instalación FV, que como se mencionó ronda el 8% y el 10%. Diversos factores han influido directamente en este hecho:

- El alto rendimiento del inversor con un $\eta=96.44\%$, así como de los demás aparatos eléctricos, lo que permite generar una mayor energía anualmente, repercutiendo en unos mayores ingresos.
- No se ha tenido en cuenta el impuesto de sociedades. Este sería el 25% sobre el beneficio total anual.
- Un abaratamiento de los productos fotovoltaicos así como una mayor eficiencia en la construcción de la instalación FV. En el último lustro se ha pasado de un coste medio de instalaciones fotovoltaicas del 6€/Wp a 4€/Wp.

2.3 CÁLCULOS

2.3.1 Dimensionado de la instalación:

En el dimensionado una instalación solar fotovoltaica conectadas a red distribución, deben garantizarse unas prestaciones eléctricas mínimas de 1.000 kWh/kWp al año, con el fin de maximizar la producción de electricidad solar, así si nuestra instalación es de 100kWp debería de suministrar una energía de 100000kWh/año como mínimo para ser rentable. La presente instalación suministra en torno a 165000kWh/año.

Siempre que se va a diseñar una instalación fotovoltaica lo primero que hay que hacer es el dimensionado de la instalación, es decir, el número de módulos fotovoltaicos necesarios, así como el número de inversores y su potencia. Además será necesario saber la disposición de los módulos en serie y paralelo con el fin de satisfacer una tensión e intensidad total del generador fotovoltaico adecuadas dentro de los límites establecidos por el inversor.

A continuación se mostrarán los datos más relevantes de los módulos fotovoltaicos usados, así como del inversor:

Módulo fotovoltaico: Isofotón IS-220.

Datos en condiciones estándar de 1000W/m^2 y temperatura de la célula de 25°C .

IS-220		
Potencia por módulo fotovoltaico:	220	Wp.
I_{mpp}	4.77	A.
V_{mpp}	46.08	V.
I_{cc}	5.1	A.
V_0	57.6	V.

Tabla 32. Características generales del módulo FV IS-220

En primer lugar, se explicará brevemente la composición y el funcionamiento de cada módulo.

Un módulo fotovoltaico está formado por una asociación de células fotovoltaicas en donde al incidir una radiación solar se crea una pequeña caída de tensión en cada una de ellas. Al conectarlas en serie la tensión de cada una se suma y la corriente se mantiene, mientras que si se conectan en paralelo es la corriente la que se suma, manteniéndose la tensión.

En nuestro caso se dispone de una asociación de 96 células en serie y 1 en paralelo dando como resultado los valores citados anteriormente.

Inversor: ZIGOR, SUN ZET 30/100/500 T T&L

Sunzet 100 kva (trifásico) T/TL		
Número y potencia AC (kW)	1 / 100	
Máxima potencia recomendada	de +5% a +15%	
Potencia nominal de la instalación	100	kW
Tensión de suministro a la red	400	V.
Tensión (V_{cc}) mínima/máxima:	350-700	V.
I _{max} entrada(DC)	300	A.
I _{max} salida(AC)	180	A.
Rango de temperatura de trabajo:	0 / +50	°C
Sistema de conexionado	Trifásico	
Eficiencia europea	>96.44%	
Máxima corriente entrada(DC)	300	A.

Tabla 33. Características generales del inversor Sunzet 100kVA

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua producida en el generador fotovoltaico en corriente alterna, de hacer trabajar al generador en el punto de máxima potencia y de ajustar la corriente a la salida con la frecuencia y tensión de la red.

Para calcular el generador fotovoltaico se parte del rango de la tensión de entrada del inversor.

En primer lugar me calcula el número de módulos necesarios para satisfacer la potencia del campo fotovoltaico:

$$n^{\circ} \text{ máximo módulos} = \frac{P_{max}}{P_{modulo}} = \frac{105000}{220} = 477.27 \rightarrow 477 \text{ módulos máximo}$$

$$n^{\circ} \text{ mínimo módulos} = \frac{P_n}{P_{modulo}} = \frac{100000}{220} = 454.54 \rightarrow 455 \text{ módulos mínimo}$$

$$\frac{V_{minima}}{V_{mpp}} = \frac{350}{46.08} \cong 8 \text{ módulos en serie como mínimo.}$$

$$\frac{V_{máxima}}{V_{mpp}} = \frac{700}{46.08} \cong 15 \text{ módulos en serie como máximo.}$$

No debe tomarse una configuración en serie muy cercana al mínimo de tensión de entrada del inversor porque los datos de partida suelen tomarse para una temperatura de 25°C, pero en las condiciones reales se trabaja a mayor temperatura con la consiguiente disminución de la tensión de trabajo. Esta tensión disminuye aproximadamente un 4% por cada 10°C de incremento de temperatura.

A continuación se calcularán las ramas en paralelo necesarias:

$$n^{\circ} \text{ ramas paralelo máximas} = \frac{I_{max}}{I_{mpp}} = \frac{300}{4.77} = 62.89 \rightarrow 62 \text{ ramas en paralelo como máximo.}$$

Finalmente se escogió una configuración de 14 módulos en serie y 34 ramas en paralelo, dando un total de 476 módulos y una potencia pico de P=104720Wp.

- 34 Ramas en paralelo $\rightarrow I_{DC}=162.8A < 300A$
- 14 modulos en serie $\rightarrow V_{DC}=645.12V < 700V$

Potencia total = $34 \times 14 = 476$ módulos de $220W \rightarrow 104720Wp$

2.3.2 Inclinación y orientación de los módulos:

La orientación óptima de cualquier módulo en el hemisferio norte es siempre hacia el sur (si nos encontráramos en el hemisferio sur habría que orientarlos hacia el norte).

Comentar que son admisibles unas desviaciones máximas de $\pm 20^\circ$ respecto al sur geográfico.

En la siguiente figura se muestra esta desviación con un ángulo respecto al sur geográfico. A este ángulo se le denomina azimuth, correspondiéndose el valor de 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para el oeste.

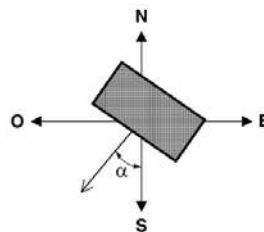


Figura 10. Orientación módulos

La inclinación de los módulos es el ángulo que forman estos con la horizontal y suele estar entre $\pm 10^\circ$ de la de la latitud del lugar. Nuestra instalación se encuentra exactamente a una latitud de $37^\circ 36' 23''$, y por tanto se ha escogido una inclinación de los módulos de 30° .

En la siguiente figura se muestra la inclinación del panel con un ángulo β :

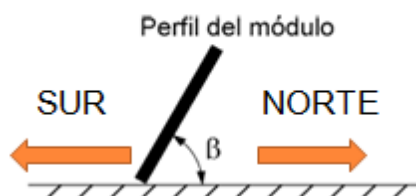


Figura 11. Inclinación módulos

Se estima que el rendimiento del módulo varía un 0.2% por cada grado de desviación respecto del ecuador del observador y un 0.08% por cada grado de desviación respecto del ángulo óptimo de inclinación.

En general el grado de inclinación ha de ser menor si la instalación se va a usar sólo durante el verano y mayor si se va a usar durante todo el año.

2.3.3 Distancia mínima entre las filas de módulos:

Cuando se va a proceder a realizar la instalación de los módulos fotovoltaicos, influyen las sombras que pueden proporcionar obstáculos próximos (por ejemplo: edificios, montañas, árboles, etc.), o por otros módulos cuando hay varias alineaciones de módulos.

A continuación se calculará la separación entre filas de paneles para evitar sombras entre ellos, y por tanto, pérdidas en la generación.

La separación entre líneas de paneles, se hace de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del período de utilización, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente.

En equipos que se utilicen todo el año o en invierno, el días más desfavorable corresponde al 21 de diciembre (según el hemisferio norte). En este día, la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente:

$$h_0 = (90 - \text{latitud}) - 23.5^\circ$$

$$h_0 = (90 - 37.5) - 23.5^\circ = 29^\circ$$

La distancia mínima, d, entre filas de colectores vale:

$$d = l * \left(\frac{\text{sen}\alpha}{\text{tan}h_0} + \text{cos}\alpha \right)$$

Recordemos que los módulos tienen una altura de 1.6 metros y un ancho de 1.014 metros, si se colocan con el lado mayor en paralelo con el suelo y en una disposición de 4 módulos de alto, el cálculo para las sombras quedará:

1er paso: Introducción de datos	
Grados de latitud	37,5
Altura del módulo h (m)	4,188 (4*1.047)
Longitud de línea de módulos(m)	11,2
Número de líneas de módulos	17
Ángulo inclinación módulos β (grados)	30

2º paso: Cálculo de sombreado	
Altura mínima del sol α (grados)	29,0
Línea de base a (m)	3,63
Altura perpendicular b (m)	2,09
Distancia mínima c (m)	3,78
Reparto de líneas de módulos d (m)	7,40

Tabla 34. Datos necesarios para el cálculo del sombreado.

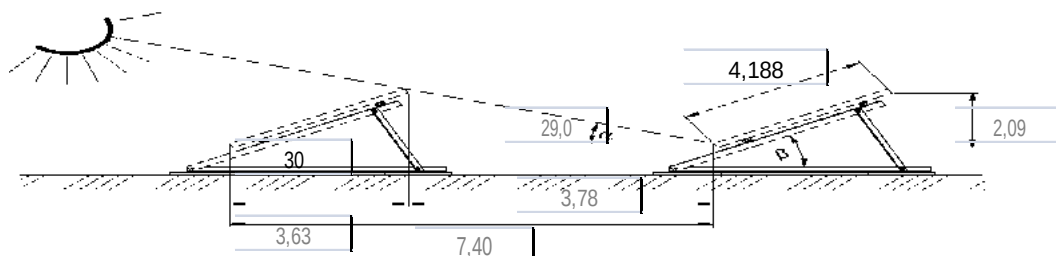


Figura 12. Distancias y ángulos de y entre los paneles de la instalación FV

En diciembre y primera mitad de enero, incluso respetando dicha distancia mínima, pueden producirse sombras de unas hileras de módulos sobre las posteriores en las primeras y últimas horas del día. Por ello, es imprescindible aumentar en un 25% la distancia d obtenida en la fórmula.

$$d = 1.25 * l * \left(\frac{\text{sen} \alpha}{\tan h_0} + \cos \alpha \right)$$

$$d = 1.25 * 7.4 = 9.25m$$

$$\mathbf{d=9.25m}$$

Puede hacerse una estimación de la superficie en planta necesaria para la ubicación de los módulos, incluyendo los módulos y la separación entre ellos. El área en planta de una instalación de 100kW vendrá dada por:

Anchura total del campo fotovoltaico≈32m

Longitud total del campo fotovoltaico=62m

$$\text{Área} \approx 62 * 32 \approx 1984m^2$$

2.3.4 Estructura soporte:

El anclaje y la propia estructura han de ser suficientes para garantizar un comportamiento estable frente a los vientos de máxima intensidad que cabe esperar en la zona y como mínimo deben resistir velocidades de 150km/h.

Se ha elegido una estructura soporte fija prefabricada, en concreto el modelo “Solar Giant II” distribuida por CONERGY, con ángulo de inclinación de 30° y una superficie total de 50m². Para ubicar los 476 paneles necesarios para generar los

100kWp serán necesarias 17 estructuras, cada una de ellas con 28 paneles en total. En cada estructura habrá, por tanto, 2 ramas de 14 módulos en serie.

Dado que la distancia entre el borde inferior de los módulos y el suelo es de aproximadamente 1 m, el terreno puede ser aprovechado.

A esta altura, los módulos también están protegidos contra posibles sombras provocadas por el crecimiento de hierba o por improbables acumulaciones de nieve.

Como vemos en la ficha técnica de la estructura el soporte de la misma con el suelo se realizará mediante dados de hormigón.

2.3.5 Cableado:

2.3.5.1 Introducción

El tipo de conductor a utilizar es de cobre, unipolar y preparado para intemperie ya que será instalado en exteriores. El nivel de aislamiento depende de las tensiones que soportará, así como del tipo de montaje, se usará, por tanto, un cable de tensión asignada de 0,6/1 kV de tensión de aislamiento para la zona de continua y de 12/20 kV para alterna.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:

- a) Criterio térmico o de la máxima intensidad admisible:

La temperatura del conductor del cable en régimen permanente no deberá ser en ningún momento mayor que la máxima admisible de los materiales que se usan como aislamiento del cable.

La temperatura máxima del conductor varía en función del tipo de aislamiento que haya, siendo esta de 90°C para polietileno reticulado (XLPE) y de 70°C para etileno propileno (EPR) y PVC.

En nuestro caso se ha elegido el XLPE por su alta temperatura máxima y gran aislamiento.

Por último se aplicará un factor de seguridad del 25%.

b) Criterio de la caída de tensión.

La circulación de corriente a través del cable produce una caída de tensión que provocará una pérdida de potencia.

Esta caída de tensión no podrá ser mayor que 1.5% para los conductores de la parte de CC y de 2% para los de CA.

Normalmente, sin embargo, se dimensiona el conductor con un límite menor para así disminuir al máximo las pérdidas, pérdidas que sobre todo se hacen notar con longitudes largas del conductor.

Por último hay que recordar que es muy importante minimizar todo lo posible la longitud del cable a utilizar.

2.3.5.2 Sección del conductor de CC:

Desde los módulos hasta el cuadro 1 de protecciones de continua:

Los conductores de los módulos fotovoltaicos suelen venir con el propio cable con una sección de 6mm² que normalmente es más que suficiente para cumplir con los dos criterios de sección mínima.

Se realizarán los cálculos de caída de tensión y de máxima intensidad para verificar que cumple:

Caída de tensión:

El valor de la resistencia de un conductor viene dado por:

$$R = \rho \frac{L}{S} = \frac{L}{\sigma \cdot S}$$

Donde:

R = resistencia en ohmios

ρ = resistividad en $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$

L = longitud en m

S = sección del conductor en mm²

σ = conductividad

Por otro lado, la relación entre la resistencia, la caída de tensión y la intensidad es:

$$R = \frac{V_a - V_b}{I}$$

$V_a - V_b$ = diferencia de potencial entre a y b en V

I = intensidad en A

$$R = \frac{V_a - V_b}{I} = \frac{L}{\sigma \cdot S} \Rightarrow S = \frac{L \cdot I}{\sigma \cdot (V_a - V_b)}$$

Como el conductor utilizado es el cobre y el valor de su resistividad para hilo estirado en frío es de $0,01786 \, \Omega\text{mm}^2/\text{m}$, tenemos que:

$$\rho = \frac{1}{\sigma} = \frac{1}{0,01786} \approx 56$$

Por lo que finalmente tenemos:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{56 \cdot V^2 \cdot \frac{\Delta V}{V}} \cdot 100$$

$$\Delta V(V) = \frac{2 \cdot I_{max} \cdot \rho \cdot L}{S} \rightarrow S = \frac{2 \cdot 5.1 \cdot \left(\frac{1}{56}\right) \cdot 43}{0.015 \cdot 645.12} = 0.81 mm^2$$

Donde:

ρ = resistividad en $\Omega mm^2/m$. Resistividad del cobre, $\rho = 0,01725$

L = longitud en m.

S = sección del conductor en mm^2 .

I_{max} = máxima intensidad en A.

Como vemos la sección mínima es mucho menor que los $6mm^2$ de cable, con esta sección tendríamos una caída de tensión de solo $\Delta U = 0.32\%$.

Intensidad máxima:

$$I = 5.1A \cdot 1.25 = 6.375 A.$$

Se debe comprobar si esta intensidad es menor que la máxima admisible para una sección de $6mm^2$. Para ello se mira en las tablas del ITC-BT-07 del REBT, dando una Intensidad admisible de 72A que es mucho mayor que la máxima que va a circular por el conductor.

Si se aplica los factores de corrección por temperatura del terreno y por agrupación de cables unipolares, tenemos:

$$F_1 = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}} = \sqrt{\frac{90 - 35}{90 - 25}} = 0.92$$

Por agrupación de cables, mirando en la tabla 8 de la ITB-BT-07 del REBT:

$$F_2 = 0.64$$

Por lo tanto:

$$I_{adm} = 72 * 0.64 * 0.92 = 42.39A$$

Por tanto, la sección de 6mm² cumple con todos los requisitos.

RV-K 0.6/1KV 2x6mm² (Cu)

Desde los cuadros nivel 1 hasta el cuadro nivel 2:

Caída de tensión:

Como se ve en los planos, la distancia de los cuadros 1 al cuadro 2 es distinta en función de la localización de cada cuadro nivel 1. Por tanto se va a dimensionar para la longitud máxima existente entre el cuadro más alejado y el inversor.

Los cables serán de cobre e irán enterrados bajo tierra.

Anexos

En este caso, al ser la longitud bastante grande, el criterio de caída de tensión podría ser determinante:

La intensidad que tenemos es la suma de la de las 8 ramas que van a cada cuadro 2:

$$I_2 = 5.1 * 8 = 40.8 \text{ A}$$

$$L = 30 \text{ m}$$

$$\Delta V(V) = \frac{2 * I_2 * \rho * L}{S} \rightarrow S = \frac{2 * 40.8 * \left(\frac{1}{56}\right) * 30}{0.015 * 645.12} = 4.51 \text{ mm}^2$$

Donde:

ρ = resistividad en $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$. Resistividad del cobre, $\rho = 0,01725$

L = longitud en m.

S = sección del conductor en mm^2 .

I_{max} = máxima intensidad en A.

Intensidad máxima:

$$I = 40.8 \text{ A} * 1.25 = 51 \text{ A}$$

Mirando en la tabla 5 del ITC-BT-07 del REBT, la sección del conductor con aislamiento XLPE que aguanta 51A es de 10mm^2 , pero para asegurarse de que cumpla con la caída de tensión y con la máxima intensidad admisible se escogerá una sección de 16mm^2 .

Este cable aguanta según la tabla 5 ITC-BT-07 $\rightarrow I_{\text{adm}} = 125 * 0.92 * 0.5 = 57.5 \text{ A}$.

El factor de corrección 0.5 se incluye por tener 10 cables unipolares en contacto bajo tierra (tabla 8 ITC-BT-07).

RV-K 0.6/1KV 2x16mm² (Cu)

Desde el cuadro de nivel 2 hasta el inversor:

Caída de tensión:

La distancia del cuadro nivel 2 hasta el inversor es mínima, ya que se encuentra en el mismo centro de transformación, por lo que la caída de tensión no será muy relevante.

$$\Delta V(V) = \frac{2 * I_{\text{max}} * \rho * L}{S} \rightarrow S = \frac{2 * 173.4 * \left(\frac{1}{56}\right) * 1}{0.015 * 645.12} = 0.64 \text{mm}^2$$

$$I_{\text{max}} = 34 * 5.1 = 173.4 \text{A}$$

$L=1\text{m.}$

Intensidad máxima:

$$I=173.4*1.25=216.75\text{A.}$$

Mirando en la tabla 5 del ITC-BT-19 del REBT, la sección del conductor con aislamiento XLPE que aguanta 216.75A es de 95mm^2 , y que tiene como intensidad máxima admisible $I_{\text{adm}}=271*1.225*0.92=305.41\text{ A}$

El factor utilizado de 1.225 se incluye por tratarse de dos cables unipolares y no tres, como indica la tabla del REBT.

RV-K 0.6/1KV 2x95mm² (Cu)

2.3.5.3 Sección del conductor de corriente alterna

La fórmula de cálculo es función del tipo de conductor que se utilice (tetrapolar), teniendo en cuenta el tipo de conexión (trifásica).

Intensidad

La intensidad que circula por cada línea o circuito nos viene determinada por la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi}$$

I = Intensidad en A.

P = Potencia total simultánea considerada.

U = tensión nominal en el punto de conexión (400 V al ser trifásica).

$\cos \varphi$ = factor de potencia (entre 0,8 y 1,0 en función del inversor).

Caída de tensión

La caída de tensión entre fase y neutro se calculará por medio de la siguiente expresión:

$$e(\%) = \frac{P * L}{56 * U^2 * S} * 100$$

e(%) = Caída de tensión en %.

P = Potencia total simultánea considerada.

U = Tensión nominal (400V por ser trifásica).

L = Longitud de la línea en m.

S = Sección en mm².

Como se ha dicho la caída de tensión en alterna es como máximo de un 1.5%.

Intensidad máxima admisible

La intensidad admisible del cable determinado deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las características de la instalación real, de forma que el incremento de temperatura provocado por la corriente eléctrica no dé lugar a una temperatura en el conductor superior a la admitida por el aislamiento.

Desde el inversor hasta los cuadros de protección de CA.

Caída de tensión:

$$S = \frac{104720 * 1}{56 * 400^2 * 0.02} = 0.58 \text{mm}^2$$

Como es de suponer la sección del cable necesario para cumplir con la caída de tensión máxima es muy pequeña, ya que la longitud solo es de 1m.

Intensidad máxima:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{104720}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 151.15 \text{A}$$

$$I_B = 151.15 * 1.25 = 189 \text{ A.}$$

Mirando en el ITC-BT-19 tabla 1 vemos que para una $I_{adm} = 245 * 0.95 = 232.75 \text{ A}$ (El factor 0.95 es por temperatura) tenemos una sección de 95mm^2 .

RV-K 0.6/1KV 3x95mm² (Cu)

Desde los cuadros de protección de CA hasta el CT.

Caída de tensión:

$$S = \frac{104720 * 2}{56 * 400^2 * 0.02} = 1.16 \text{mm}^2$$

Intensidad máxima:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{104720}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 151.15 \text{A}$$

$$I_B = 151.15 * 1.25 = 189 \text{ A.}$$

Mirando en el ITC-BT-19 tabla 1 vemos que para una $I_{adm} = 245 * 0.95 = 232.75 \text{ A}$ (El factor 0.95 es por temperatura) tenemos una sección de 95mm².

RV-K 0.6/1KV 3x95mm² (Cu)

Desde el CT hasta acometida:

Media tensión:

Para media tensión se utilizarán cables de aislamiento de dieléctrico seco con las siguientes características:

- Conductor: Aluminio compacto, sección circular, clase 2 UNE 21-022 (150, 240 y 400 mm²).
- Pantalla sobre el conductor: Capa de mezcla semiconductora aplicada por extrusión.
- Aislamiento: Mezcla a base de etil propileno de alto módulo (HEPR).
- Pantalla sobre el aislamiento: Una capa de mezcla semiconductora pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contraespira de cobre.
- Cubierta: Compuesta de termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de componentes colorados u otros contaminantes.

La intensidad para MT será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_n * \cos\varphi} = \frac{104720}{\sqrt{3} * 20000 * 0.9} = 3.36A$$

Debido al alto voltaje existente en la línea de MT y siguiendo el apartado 1.12 Media Tensión de la memoria, además de la tabla 15 vemos que necesitamos una sección de $S=150\text{mm}^2$, de aluminio compacto.

Tensión nominal U_0/U kV	Sección nominal de los conductores mm^2	Intensidad
		3 unipolares
12/20	150	330
	240	435
	400	560
18/30	150	330
	240	435
	400	560

Tabla 35. Intensidad máxima admisble en servicio permanente y con CA de los cables con conductores de aluminio con aislamiento seco HEPR (REBT)

La sección más adecuada será, por tanto, de 150 mm^2 , siendo la intensidad máxima admisible de 330 A. Se recuerda que se escogió como intensidad de cortocircuito de la línea de $I_{cc}=20\text{kA}$, dato que suministraría la compañía eléctrica..

2.3.6 Protecciones

2.3.6.1 Introducción

Las protecciones de una instalación fotovoltaica son el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de incidentes en la misma, de tal modo que dicha instalación fotovoltaica se pueda considerar segura tanto para los equipos conectados a ella como para las personas.

Cuando se produce una anomalía, avería, cortocircuito, sobrecarga, derivación, etc.; los aparatos de protección son los que se encargarán de detectar bien directamente o bien indirectamente la anomalía producida, interrumpir la alimentación y aislar el sector afectado, procurando dejar fuera de servicio el menor tramo posible de la instalación.

Todo circuito eléctrico debe contar con protecciones que den seguridad a las personas y a los equipos.

Existen tres tipos principales de protecciones eléctricas:

- Protección contra sobrecargas.
- Protección contra cortocircuitos.
- Protección contra sobretensiones.

Protección contra sobrecargas:

Una sobrecarga es el exceso de intensidad en un circuito, debido a un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga.

El efecto principal de una sobrecarga es el calentamiento de los conductores a temperaturas no admisibles, provocando el deterioro de los mismos y de sus aislantes, y reduciendo su vida útil.

Una sobrecarga no despejada a lo largo del tiempo puede degenerar en cortocircuito.

La protección deberá despejar en un tiempo inversamente proporcional a la intensidad de sobrecarga.

El dispositivo de protección podrá ser o un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o un cortocircuito fusible (ITC-BT-22). En nuestro caso se ha escogido este último.

Las características del equipo de protección contra sobrecarga deberá cumplir con las siguientes dos condiciones:

$$I_{sc} \leq I_n \leq I_{ca}$$

I_{sc} = Intensidad de diseño del circuito.

I_n = Intensidad nominal del interruptor.

I_{ca} = Máxima intensidad admisible por el cable.

$$I_{cd} \leq 1,45 \cdot I_{ca}$$

I_{cd} = Intensidad de ajuste (desconexión) del interruptor.

Protección contra cortocircuitos:

Cortocircuito: es la unión de dos o más conductores o partes de un circuito eléctrico, con una diferencia de potencial entre sí a través de una pequeña impedancia. El origen suele estar en una conexión incorrecta o en un defecto de aislamiento.

La norma IEC 60364 establece que la protección contra cortocircuitos deberá estar diseñada para limitar los esfuerzos de origen térmico y dinámico al mínimo, debiendo detectarlos y despejarlos en milisegundos.

El equipo de protección contra cortocircuitos deberá cumplir con las siguientes condiciones:

La energía de paso (intensidad de disparo por cortocircuito al cuadrado por el tiempo de despeje) deberá ser menor que la I_{cu} (máxima intensidad de cortocircuito soportada por el cable).

$$I^2 \cdot t \leq I_{cu} \quad \text{Donde la } I_{cu} \text{ es igual a } I_{cu} = k^2 \cdot S^2$$

K = Valor de corrección del material (115 para conductor de Cu aislado con PVC y 143 aislado con XLPE o EPR y 94 para conductores de aluminio).

S = Sección del conductor en mm^2

El poder de corte del dispositivo de protección (PdC), debe de ser superior a la máxima intensidad de cortocircuito prevista en el punto de instalación, tal y como indica en la ITC-BT-17:

$$PdC \geq I_{sc,m\acute{a}x}$$

El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.

En el circuito de corriente alterna el valor de la corriente de cortocircuito debe ser indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, ante la falta de este dato, se estimará un valor según la guía técnica de aplicación de BT del Ministerio de Ciencia y Tecnología. Se estimará una intensidad máxima de cortocircuito trifásico de 20 kA.

Sobretensiones:

Sobretensión es la elevación de la tensión a valores muy altos durante un transitorio de pocos milisegundos. El Reglamento de BT contempla tres tipos de sobretensiones, que son la sobretensión tipo rayo (causada por descargas atmosféricas), la sobretensión tipo maniobra (generalmente provocadas por conmutaciones en la red) y la sobretensión a frecuencia industrial (provocada por defectos en la red).

La incidencia que la sobretensión puede tener en la seguridad de las personas, instalaciones y equipos, así como su repercusión en la continuidad del servicio es función de:

1. La coordinación del aislamiento de los equipos.
2. Las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones, su instalación y su ubicación.
3. La existencia de una adecuada red de tierras.

La ITC-BT 23, establece los niveles de tensión soportada a impulso para los distintos equipos de BT, y los requerimientos de protecciones contra sobretensiones, además de tratar las sobretensiones debidas a la influencia de la descarga lejana del rayo, conmutaciones de la red, defectos de red, efectos inductivos, capacitivos, etc.

La protección contra estos fenómenos se realiza con unos aparatos llamados **“descargadores de sobreintensidad”**, también denominados autoválvulas o pararrayos. Como sabemos, en esencia, un descargador no es más que una resistencia especial, resistencia inversa, fabricada con óxido de zinc (ZnO) ó carburo de silicio (SiC), cuyo valor disminuye al aumentar la tensión a ella aplicada.

Estos aparatos deben colocarse lo más cerca posible del equipo a proteger, y su misión es la de derivar a tierra el exceso de tensión que después de la descarga de un rayo pueda circular por la línea, para que no entre al transformador y destruya sus

aislamientos. Por tanto, un descargador es un dispositivo destinado a absorber las sobretensiones de la red evitando así la perforación de los aislamientos.

La planta será diseñada de modo que cumpla toda la legislación sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Además se consideran las especificaciones recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la central fotovoltaica.

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de corriente continua del inversor, mediante dispositivos bipolares de clase II, válidos para la mayoría de equipos conectados a red. Estos dispositivos tienen un tiempo de actuación bajo ($< 25\text{ns}$) y una corriente de actuación de 15 kA, con una tensión residual inferior a 2 kV. No se hace necesaria la protección de cables, tubos, contadores, etc., por permitir estos valores más altos de tensión residual (4-6 kV).

La instalación incluirá los dispositivos necesarios para poder interrumpir la alimentación a los circuitos eléctricos de potencia, bajo condiciones anormales de funcionamiento de los mismos; garantizando la apertura del circuito y la total extinción del arco sin sufrir avería alguna, quedando en perfectas condiciones de funcionamiento para posteriores maniobras.

2.3.6.2. Elección de los elementos de protección

Fusibles

Los fusibles son equipos de protección contra cortocircuitos. Un fusible consiste fundamentalmente en un alambre o tira metálica inserta en el circuito de corriente que, al rebasarse cierta intensidad, se funde, provocando la desconexión.

La intensidad nominal de un fusible es el valor de la intensidad de corriente continua que puede soportar indefinidamente.

Como criterio general un fusible es capaz de despejar una falta de intensidad 5 veces la nominal en un tiempo de 0,1s.

Sus principales ventajas son su rapidez de actuación y su bajo coste y su desventaja principal es que hay que reponerlos después de cada cortocircuito. Además en caso de falta monofásica sólo se abre la fase en fallo, quedando las otras dos alimentadas a la tensión compuesta.

A la hora de seleccionar el fusible a instalar deberán tenerse en cuenta los siguientes factores:

- Tensión Nominal **Un**, mayor o igual que la tensión de operación del sistema donde se instale.
- Intensidad nominal, **In**, mayor o igual que la máxima corriente de carga esperada en el circuito donde se instale.

- Intensidad de actuación/ruptura, intensidad a la que actúa en menos de 0,1 seg.
- Intensidad de cortocircuito máxima soportada, mayor que la máxima intensidad de cortocircuito esperada en el punto donde se instale.

Para la elección de los fusibles se necesita saber la intensidad que va por el cable así como la máxima intensidad que soporta:

$$I_{sc} \leq I_n \leq I_{ca}$$

$$4.77 \text{ A} \leq I_n \leq 72 \text{ A}$$

DESDE	HASTA	Sección(mm ²)	I _n (A)	I _{max} (A)
Rama	Cuadro protección nivel 1	2x6mm ²	4.77	72

Tabla 36. Intensidades de diseño y admisible para el cálculo de los fusibles.

Se ha escogido un fusible en cada polo por rama, con función seccionadora, de características:

Fusible cilíndrico 10x38 gR para aplicaciones fotovoltaicas ds electric

$$-I_n=10 \text{ A}$$

$$-U_n=900\text{V}$$

$$-I_{cc}=30\text{kA (capacidad de ruptura)}$$

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia.

Por tanto se utilizarán 34 fusibles de este calibre en corriente continua, situados en los cuadros de protección nivel 1, junto con los varistores y el seccionador correspondiente y con el fin de proteger los equipos en caso de cortocircuito.

Interruptor automático magnetotérmico

Interruptor Automático:

Aparato dotado de poder de corte, destinado a efectuar la apertura y el cierre de un circuito. Es capaz de abrir y cerrar en carga y cortocircuito.

Los interruptores automáticos magnetotérmicos son equipos de protección provistos de un **relé térmico** (bimetal) que actúa cuando se produce una sobrecarga y cuyo tiempo de actuación depende de la intensidad y de un **relé electromagnético** que actúa cuando se produce un cortocircuito, desconectando el circuito.

Las características principales son:

- **Intensidad nominal de funcionamiento**, que es la corriente que circula por el interruptor, sin que se produzcan alteraciones en sus elementos.
- **Poder de corte**, que es el valor máximo de funcionamiento del interruptor, sin que se produzcan deformaciones o alteraciones extrañas, debidas a las corrientes de cortocircuito.

• **Curvas de disparo:** tipos de curvas normalizadas, Intensidad tiempo, que reflejan tiempos de actuación en función de la sobreintensidad.

Según (UNE EN 60.898) la Intensidad máxima sin disparo seguro debe ser de $1,13 I_n$ y el tiempo de no fusión segura superior a 1 hora.

Según (UNE EN 60.898) la Intensidad mínima de desconexión segura debe ser inferior a $1,45 I_n$ y el tiempo de fusión segura menor de 1 hora.

Tanto para el diferencial como para el magnetotérmico se sigue el mismo método de cálculo para la obtención del rango adecuado.

Así,

$$I_{sc} \leq I_n \leq I_{ca}$$

$$151,15 \text{ A} \leq I_n \leq 245 \text{ A}$$

Se usará un Interruptor automático compacto / Record Plus FE160/250, con características:

-Interruptor automático 4 polos c/protección LTMD $I_n=160\text{A}$. GE RECORD Plus FEN160/4. $I_r=125/160\text{A}$. $I_m=5-10 \times I_n$. $I_{cu}=50\text{kA}$.

Interruptor diferencial

Dispositivo que permite detectar defectos de aislamiento (contactos indirectos), y proteger de ellos a los usuarios de la instalación, cortando el suministro de energía.

Su funcionamiento se basa en la medición de la corriente de entrada y salida del receptor, realizando la suma vectorial de ambas corrientes. Si el resultado es cero no sucede nada. Pero si existe un fallo de aislamiento se producirá una desviación a tierra y por tanto un desequilibrio entre las corrientes, lo que provocará la excitación de una bobina interna que provocará el corte del suministro eléctrico.

Como es obligatorio por el R.D. 1663/2000 el empleo de un interruptor diferencial, para que este funcione debe estar puesta a tierra la instalación fotovoltaica. Hay que destacar que los interruptores diferenciales no funcionan con corriente continua.

Se ha elegido para ambos una intensidad nominal de 160 A, Será de la marca MEGATIKER modelo GS-160 tetrapolar, con características:

$$I_n=160 \text{ A} \quad I_{dif}=30\text{mA} \quad U_n=500\text{V}$$

Autovalvula

- La protección contra las sobretensiones, se realiza con unos aparatos denominados autoválvulas, pararrayos o descargadores. Su misión es la de derivar a tierra el exceso de energía que aparece en la instalación después de la descarga cercana de un rayo.

Un descargador no es más que una resistencia variable e inversa, unida a tierra y fabricada con óxidos metálicos (óxido de zinc ZnO), cuyo valor disminuye al aumentar la tensión a ella aplicada.

Por tanto, un descargador es un dispositivo destinado a absorber las sobretensiones de la red evitando así la perforación de los aislamientos.

La autoválvula debe montarse lo más cerca posible de los paneles fotovoltaicos para así protegerlos.

Los parámetros fundamentales que definen un pararrayos/autoválvula son :

- Tensión asignada (U_r) : Es el parámetro de referencia habitual. Supone la sobretensión que soporta durante 10s a 50Hz (kV eficaces)
- Tensión de servicio continuo : valor admisible de tensión eficaz a frecuencia industrial que puede aplicarse de forma continua a un pararrayos (kV eficaces) (U_c s/IEC y MCOV s/ANSI)

- Tensión residual (U_{res}): valor de cresta de la tensión que aparece entre los terminales del pararrayos cuando pasa por él la corriente de descarga (kV cresta).
- Corriente de descarga: valor de cresta del impulso de corriente normalizado $8/20 \mu s$ que se utiliza para clasificar el descargador. Se recomienda utilizar 10kA

El grupo de varistores, se instalan en los dos cables de positivo y negativo que van desde el campo de paneles al inversor.

En las instalaciones de fotovoltaica se deben poner dos electrodos o picas de tierra, una a la estructura de los paneles y la otra al inversor y a esta última es donde se conectan la tierra de los varistores.

Se pondrá un aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc. (las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas⁹).

Se han elegido varistores marca GAVE con características:

- Tension de regimen perm. max. U_c 550VDC 1000VDC
- Corriente de descarga nominal I_n 20 kA

- Corriente de descarga maxima I_{max} 40 kA
- Nivel de proteccion (a In) U_p 2,2 kV 3 kV

Diodos de protección

Los diodos son componentes electrónicos que permiten el flujo de corriente en una única dirección. En los sistemas fotovoltaicos generalmente se utilizan los diodos de bypass

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie.

Los diodos de bypass impiden que cada modulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce sombra.

Diodos de bypass

No será necesaria la colocación externa de este tipo de diodos, ya que los propios paneles que hemos seleccionado de la casa Isofotón disponen de ellos en su caja de conexión.

Si no se colocasen estos paneles seria necesaria la colocación de estos diodos a no ser que los paneles los lleven incorporados para evitar que cada modulo adsorba corriente de otros por posibles sombras parciales.

2.3.7 Puesta a tierra

Es la conexión metálica de uno o varios puntos de una instalación a uno o varios electrodos enterrados, con el fin de permitir el paso a tierra de corrientes de fallo o descargas atmosféricas, evitando además que existan tensiones peligrosas entre la instalación y superficies próximas del terreno.

Habrà una puesta a tierra del marco de los módulos y de la estructura mediante cable de cobre desnudo y pica de tierra, siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, además de la puesta a tierra de la carcasa del inversor.

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante (con los dos polos aislados de tierra) de modo que se proporciona niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad, es decir, la resistencia entre el generador y tierra anterior a la derivación sea tan alta para limitar la corriente de derivación a 100 mA y siempre que no ocurra un primer defecto de masas o tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante el aislamiento de clase II de los módulos fotovoltaicos y cables.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso de tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

2.3.7.1 Toma de tierra

Los electrodos de puesta a tierra serán los encargados de introducir en el terreno las corrientes de falta o de origen atmosférico canalizadas a través de la instalación de protección. Para lograr este objetivo hay que conseguir que la unión electrodo-terreno sea lo mejor posible, porque de ella depende el valor de la resistencia de puesta a tierra.

La red de puesta a tierra diseñada para la instalación consta de dos circuitos:

- El circuito de PaT a la que se conectarán las masas de la instalación fotovoltaica en CC a través de los conductores de protección de cobre aislado de sección 6 mm², que se llevan desde cada generador hasta el inversor.
- El circuito de PaT donde se conecta el inversor (para descarga de varistores y puesta a tierra del chasis), armario de protecciones de CC y armario de protecciones de AC.

En un armario del centro de transformación se situaran los bornes de puesta tierra de cada una de estas redes, los cuales permiten las medidas de resistencia de tierra, así como su desconexión. De estos partirán las líneas de enlace con tierra para su conexión a las diferentes picas de puesta tierra.

Según el REBT-ITC-08 ante una falta o defecto de masa de la instalación, el límite de tensión de contacto al que puede quedar, en este caso los módulos o el cuadro de protecciones de corriente continua es de 50V.

En este caso hay que tener en cuenta que a la salida del cuadro de protecciones se tiene un interruptor diferencial que detecta faltas de intensidad superiores a 30mA. Esto quiere decir, que ante cualquier falta de intensidad superior a 30 mA el interruptor diferencial se abrirá, sin embargo ante una falta de intensidad inferior, el interruptor diferencial no abrirá el circuito.

Por la Ley de Ohm:

$$V_d = I_a \cdot R_e$$

Siendo,

V_d =tensión de contacto

I_a =intensidad de defecto

R_e =resistencia de tierra

$$50 = 30\text{mA} \cdot R_e \rightarrow R_e \leq 1666.66\Omega$$

Este es el valor máximo permitido que debe tener la resistencia a tierra de la instalación para que se produzcan tensiones máximas de 50V en esa misma instalación, en función de las intensidades de defecto (las que se fugan a tierra) de la protección que hemos calculado

Sin embargo este valor de tierra aun no es suficientemente bajo ya que una resistencia a tierra tiene que ser capaz de disipar (despejar) posibles defectos (fallas, cortocircuitos, fugas de intensidad por malas conexiones, etc...). La intensidad circulará siempre por el camino que menos resistencia se le ofrezca.

La resistencia de la puesta a tierra viene determinada por la resistividad del terreno, la cual a su vez depende del tipo de terreno en el que nos encontremos. Así y según la tabla 4 de la ITC-BT-18 tenemos:

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad (Ωm)
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos.	50
Terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes.	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables.	3000

Tabla 37. Resistividad en función del terreno (Tabla 4 ITC-BT-18)

Al situarse la parcela en tierras arables, la resistividad será $\rho = 50\Omega\text{m}$.

- Cálculo de la resistencia de puesta a tierra de los electrodos:

Se va a coger un valor de resistencia a tierra de 20Ω , que es un valor de PaT adecuado, por ser un valor típicamente bajo.

Tendremos como se ha dicho un conductor horizontal a 0.8m bajo tierra, con una resistividad según tabla 17 de $\rho=50\Omega\text{m}$, que es una resistividad bastante baja, lo que ayudará a disminuir la resistencia.

Así, según la tabla 5 de la ITC-BT-18

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

Tabla 38. Resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.
(Tabla 5 ITC-BT-18)

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

Siendo:

L: longitud del electrodo de puesta a tierra en metros (L=15m).

R: resistencia de puesta a tierra.

P: resistividad del terreno.

$$L \geq \frac{2 * 50}{20} \geq 5m$$

Así tenemos que la longitud del conductor ha de ser mayor que 5 metros para tener una $R \leq 20\Omega$.

Se ha diseñado la PaT finalmente con un electrodo horizontal de longitud la del perímetro del campo fotovoltaico, esto es, $L=164m$, por lo que la Resistencia baja hasta $R=2*50/164=0.61\Omega$. No hará, por tanto, falta instalar picas de tierra.

Las conexiones en los conductores de tierra serán realizadas mediante dispositivos, con tornillos de apriete u otros similares, que garanticen una continua y perfecta conexión entre ellos.

La sección de los conductores que constituyen las derivaciones de la línea principal de tierra, será la señalada en la Instrucción ITC-BT-18 para los conductores de protección.

Sección de los conductores de fase o polares de la instalación en mm^2	Secciones mínimas de los conductores de protección en mm^2
$S \leq 16$	S
$16 \leq S \leq 35$	16
$S > 35$	$\frac{S}{2}$

Tabla 39. Relación entre la sección de los conductores de fase y los de tierra.

Para realizar el cálculo de las diferentes secciones, utilizamos los datos del apartado 2.3.5, donde dimensionamos la sección de los cables.

Lineas de las diferentes partes de la instalación FV	Sección (mm²)	Sección de la derivación a tierra (mm²)
De los módulos a los cuadros de nivel 1	6	6
De los cuadros de nivel 1 al de nivel 2	16	16

Tabla 40. Secciones de las derivaciones a tierra de la instalación FV

2.4 LISTADO DE MATERIALES

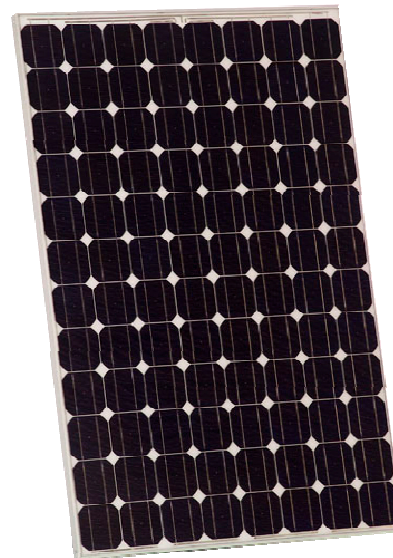
MÓDULO FOTOVOLTAICO IS - 220

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

DIMENSIONES	1.600 x 1.047 x 40 mm
PESO	18,5 Kg
CONDICIONES DE EMBALAJE	25 módulos por caja
TAMAÑO CAJA EMBALAJE	1.650 x 1.110 x 1.220 mm

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (1.000 W / m², 25° C célula, AM 1.5)

POTENCIA MÁXIMA (P _{MÁX.})	220 Wp +/- 3%
CORRIENTE DE MÁXIMA POTENCIA (I _{MÁX.})	4,77 A
TENSIÓN DE MÁXIMA POTENCIA (V _{MÁX.})	46,08 V
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I _{SC})	5,1 A
TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO (V _{OC})	57,6 V
TONC (800 W / m ² , 20° C, AM 1.5, 1 m / s)	47° C
MÁXIMO VALOR DEL FUSIBLE EN SERIE	10 A
TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA	1.000 V
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE V _{OC}	-0,378% / K
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE I _{SC}	0,0254% / K
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE P _{MÁX.}	-0,48% / K



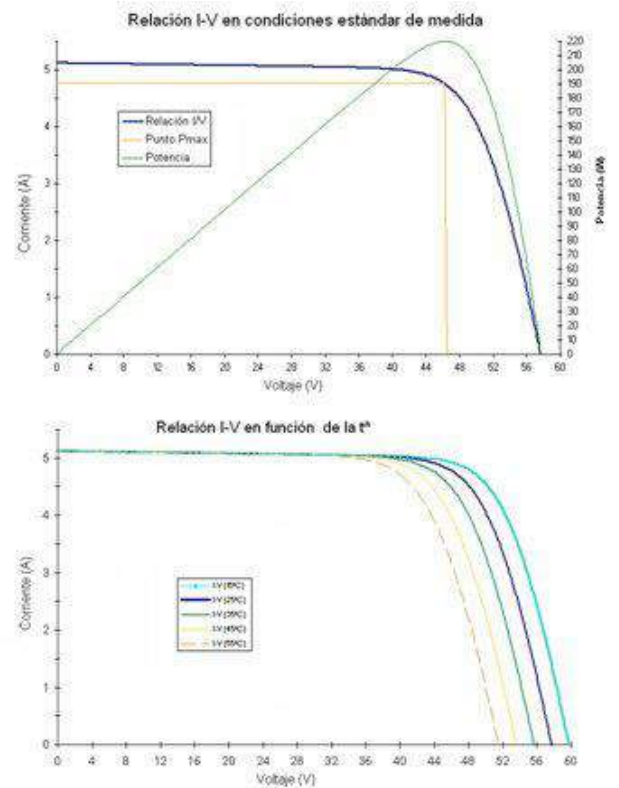
CAJA DE CONEXIÓN

CAJAS DE CONEXIÓN	1 x IP 65 con diodo de bypass
TERMINAL DE CONEXIÓN	Bornera atornillada y soldada
CABLES	Multicontact MC4 o compatible 1 metro (+); 1 metro (-); 4 mm ²

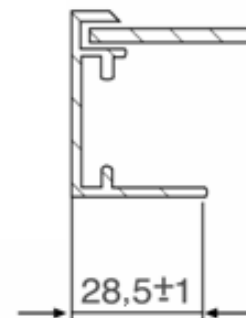
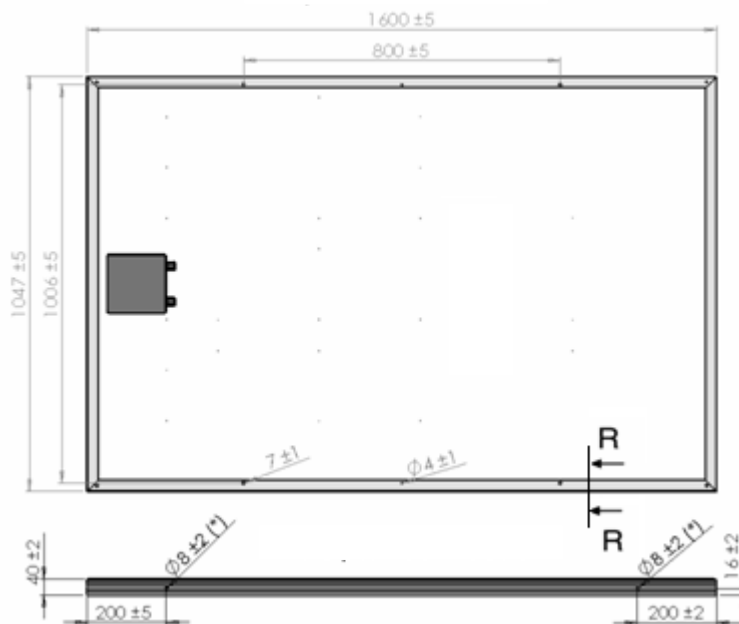
CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

TIPO DE CÉLULA: Si MONOCRISTALINO, TEXTURADA Y CON CAPA ANTIRREFLEXIVA (Nitrato de Silicio)	125 x 125 mm
CONTACTOS	Contactos redundantes, múltiples, en cada célula
Nº DE CÉLULAS EN SERIE	96
Nº DE CÉLULAS EN PARALELO	1
LAMINADO	EVA (etilen – vinil acetato)
CARA POSTERIOR	Protegida con Tedlar / Poliéster de varias capas
CARA FRONTAL	Vidrio templado y microestructurado de alta transmisividad
MARCO	Aluminio anodizado
SISTEMA ANTIRROBO (*)	Sí
TOMA DE TIERRA	Sí
CERTIFICACIONES	IEC 61215 Ed.2, IEC 61730 Clase II mediante certificado TÜV, CE

CURVAS



DIMENSIONES



OBSERVACIONES

- 5 años de garantía de producto y 25 años de garantía de potencia. Para conocer más detalles, por favor, visite www.isofoton.com
- Todas las especificaciones están sujetas a cambio sin previo aviso. Para conocer más detalles, por favor, visite www.isofoton.com

SUN ZET 30/100/500 T & TL

Gama de inversores solares trifásicos On-Grid



La gama de inversores solares **trifásicos SUN ZET** están diseñados para cubrir las necesidades que se presentan en todas las plantas de generación solar de conexión a red.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA

La gama **SUN ZET 30 /100/ 500 KW** combina diseño y versatilidad con su sencillez de manejo y modularidad.

Los inversores **SUN ZET** destacan por su rendimiento del 96% con transformador (modelo T) y del 98% sin él (modelo TL), que no proporciona aislamiento galvánico entre entrada y salida.*

Así mismo ofrecen una alta fiabilidad y garantía de funcionamiento.

Otra función a señalar es el alto rendimiento energético de su MPPT que es mayor del 99%. Otra característica importante es su regulación automática de reactiva y sus herramientas de comunicación entre ellos y el sistema de supervisión y control centralizado. Todos sus parámetros son configurables en local y también de forma remota.

Los inversores **SUN ZET** son capaces de operar sin transformador de aislamiento con tensión de salida 3x400 V, no generando sobretensiones peligrosas en la desconexión de la red.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES

- Servicio post venta 24/365 días
- Rango de tensión de entrada (350-700 Vdc)
- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)
- Alto rendimiento energético MPPT > 99%
- Muy baja distorsión armónica THD < 3%
- Factor de potencia seleccionable
- Conexión directa a la red
- Posibilidad conexión en paralelo sin limitación
- Vigilancia anti-isla con desconexión automática
- Monitorización en el frontal del equipo
- Aislamiento galvánico a través de transformador
- Monitorización corriente strings
- Grado de protección IP21
- Protección contra: Polarizaciones inversas, cortocircuitos, sobretensiones, fallo de aislamiento con salida a Relé
- Vida útil más de 20 años
- Regulación de reactiva automática
- Programa Appleserver sobre PC para visualización de parámetros, registro de datos, etc

VENTAJAS

- Máxima eficiencia
- Modularidad
- Conexión en paralelo de forma ilimitada
- Rendimiento MPPT > 99%
- Regulación reactiva automática
- Salida del ondulator a 400V con o sin transformador
- No se necesitan de Data logger para comunicar los parámetros del equipo
- Conexión AC en triángulo o estrella
- Protecciones DC y AC incluidas
- Trabaja con módulos de capa fina
- Puertos de comunicaciones Ethernet y RS-485 para concentrar la información con los seguidores



APLICACIONES

- Plantas de generación solar con conexión a red

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	Sunzet 30 Kva (trifásico) T/TL *	Sunzet 100 Kva (trifásico) T/TL *	Sunzet 500 Kva (trifásico) T/TL *
Potencia continua de salida (modelos)	20/25/30 KW AC	50/75/100 KW AC	200/300/400/500 KW AC
Máxima potencia PV recomendada	+5% a +15%	+5% a +15%	+5% a +15%
Potencia Nominal DC	21/27/31 KW DC	52.5/78/105 KW DC	210/315/420/525 KW DC
Tensión Nominal AC	380-400 V AC Trifásico	380-400 V AC Trifásico	380-400 V AC Trifásico
Frecuencia Nominal	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Factor de Potencia	1 Ajustable $\pm$ 0.8	1 Ajustable $\pm$ 0.8	1 Ajustable $\pm$ 0.8
Máxima corriente de línea	36/45/54 A AC	90/135/180 A AC	360/540/720/900 A AC
Distorsión corriente AC	< 3% THD a potencia nominal ⁽¹⁾	< 3% THD a potencia nominal ⁽¹⁾	< 3% THD a potencia nominal ⁽¹⁾
Máxima tensión circuito abierto	800 V DC ⁽²⁾	800 V DC ⁽²⁾	800 V DC ⁽²⁾
Rango de seguimiento de potencia (MPPT)	350 a 700 V DC	350 a 700 V DC	350 a 700 V DC
Máxima corriente de entrada DC	60/75/90 A DC	150/225/300 A DC	600/900/1200/1500 A DC
Número máximo de equipos en paralelo	Nx25 KW	Nx100 KW	Nx500 KW
Eficiencia pico	98 % (sin transformador) modelo T 96 % (con transformador) modelo TL	98 % (sin transformador) modelo T 96 % (con transformador) modelo TL	98 % (sin transformador) modelo T 96 % (con transformador) modelo TL
Eficiencia europea (sin trafo) modelo T	> 96.44%	> 96.44%	> 96.44%
CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES Y MECÁNICAS			
Rango de temperatura ambiente	0°C a + 50°C ⁽³⁾	0°C a + 50°C ⁽³⁾	0°C a + 50°C ⁽³⁾
Tipo o grado de protección ambiental	IP21	IP21	IP21
Armario	Estándar Zigor	Estándar Zigor	Estándar Zigor
Peso	330 Kg	1020 Kg	2000 Kg
Dimensiones (Alto x Ancho x Fondo en mm)	1950 X 800 x 600 mm	2150 X 1200 X 600 mm	2150 x 4400 x 600 mm
Altitud de funcionamiento	<1000m sin pérdida de potencia	<1000m sin pérdida de potencia	<1000m sin pérdida de potencia
Humedad relativa	0 a 95% sin condensación	0 a 95% sin condensación	0 a 95% sin condensación
CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Método de refrigeración	Ventilación forzada interna	Ventilación forzada interna	Ventilación forzada interna
	Control de ventilador externo (6A Max.)	Control de ventilador externo (6A Max.)	Control de ventilador externo (6A Max.)
Funciones de protección	Inversión de polaridad	Inversión de polaridad	Inversión de polaridad
	Sobre / Sub-tensión AC	Sobre / Sub-tensión AC	Sobre / Sub-tensión AC
	Sobre / Sub-frecuencia	Sobre / Sub-frecuencia	Sobre / Sub-frecuencia
	Sobretención DC	Sobretención DC	Sobretención DC
Pantalla de usuario	Estándar LCD	Estándar LCD	Estándar LCD
Seccionadores (AC y DC)	Integrados en el sistema (opción)	Integrados en el sistema (opción)	Integrados en el sistema (opción)
Transformador de aislamiento	Integrado en el inversor (opción)	Integrado en el inversor (opción)	Integrado en el inversor (opción)
Software de comunicaciones	Software gráfico para comunicaciones	Software gráfico para comunicaciones	Software gráfico para comunicaciones
Supervisión del equipo AUTODIAGNÓSTICO	Sí	Sí	Sí
Adquisición de datos y registro	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Interface SWS (opción)	Ethernet	Ethernet	Ethernet
	Modem GSM (opción)	Modem GSM (opción)	Modem GSM (opción)
	Control de fallos en remoto vía RS485	Control de fallos en remoto vía RS485	Control de fallos en remoto vía RS485
	Programa de monitorización	Programa de monitorización	Programa de monitorización
Mediciones externas	2 Entradas analógicas para monitorización (opción)	2 Entradas analógicas para monitorización (opción)	2 Entradas analógicas para monitorización (opción)
	Entradas / Salidas digitales	Entradas / Salidas digitales	Entradas / Salidas digitales
CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Normativas europeas aplicables	UNE – EN 612777	UNE – EN 612777	UNE – EN 612777
Directiva Compatibilidad Electromagnética	EN 61000-6-2 (Norma de inmunidad)	EN 61000-6-2 (Norma de inmunidad)	EN 61000-6-2 (Norma de inmunidad)
	EN 61000-6-3 / EN 61000-6-3/A11 (Norma Emisión)	EN 61000-6-3 / EN 61000-6-3/A11 (Norma Emisión)	EN 61000-6-3 / EN 61000-6-3/A11 (Norma Emisión)
Directiva de Baja tensión	UNE-EN 50178	UNE-EN 50178	UNE-EN 50178

(1) Para THDV<1%

(2) Este valor de tensión de campo fotovoltaico no debe superar bajo ningún concepto los 880Vdc

(3) Por debajo de 40°C el sistema funciona con valores nominales, a 50°C los valores nominales se mantienen durante dos horas

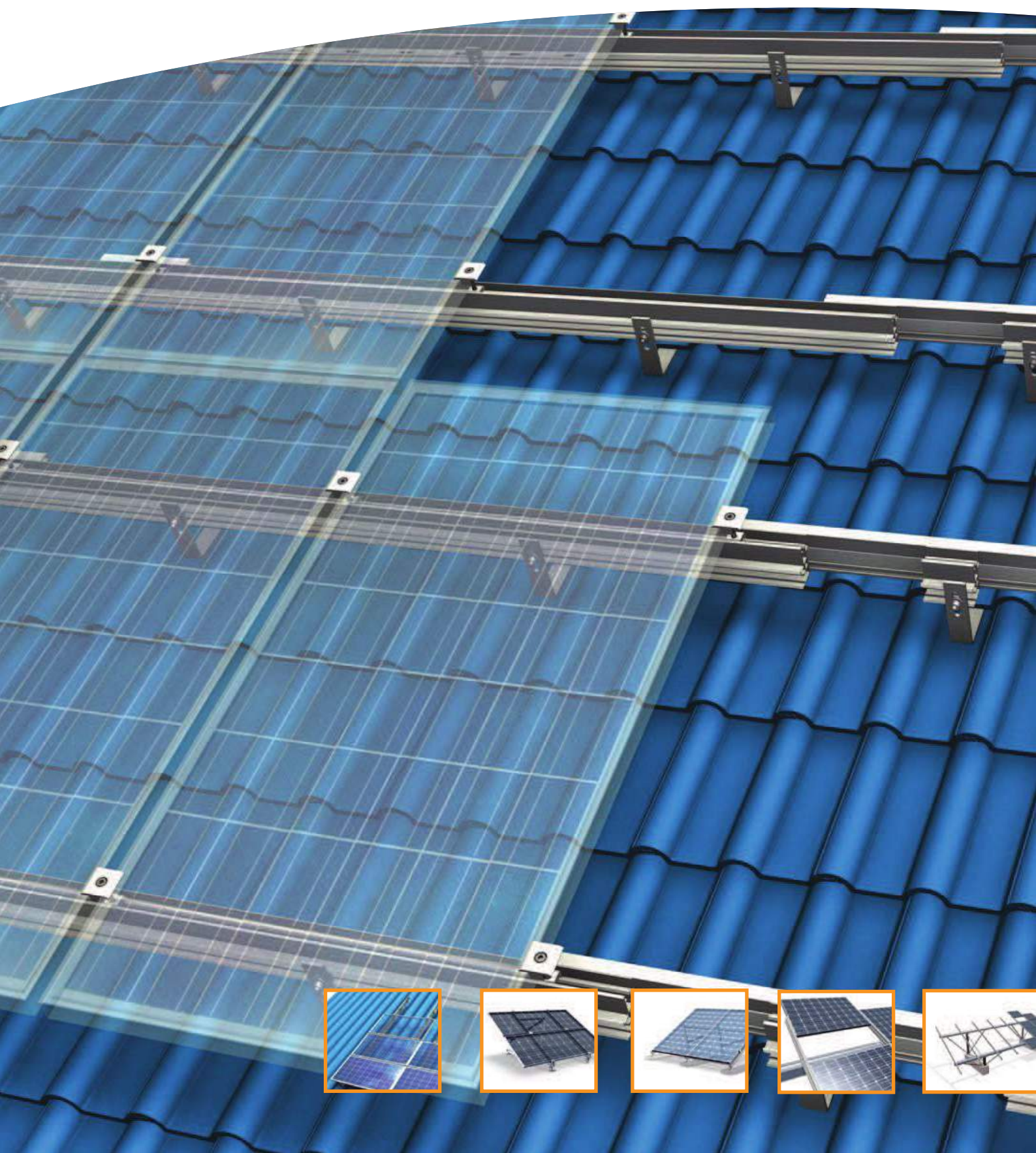
* Cuando la instalación requiera aislamiento será responsabilidad del cliente la instalación del transformador

Las especificaciones pueden cambiar sin previo aviso - Para cualquier otra necesidad técnica ó modificación de las existentes, consultar.



Catálogo de Estructuras 2007

Fotovoltaica



Conergy – Todo lo que necesitas para tu instalación solar fotovoltaica.

Introducción:

Desde hace más de 10 años, Conergy es fabricante y distribuidor de estructuras para instalaciones de energía solar fotovoltaica. Su experiencia en este sector le convierte en uno de los fabricantes líder del mercado europeo.

Conergy dispone de una amplia gama de modelos de estructuras para su instalación en cualquier tipo de tejado o suelo y adaptables a toda clase de módulos.

Una de las principales características de las estructuras Conergy es que tiene un manejo sencillo y son muy fáciles de montar, lo que hace que se minimice el tiempo de montaje.

Están fabricadas en aluminio y acero inoxidable, lo que garantiza su máxima durabilidad. Todos los componentes han sido fabricados y premontados a medida para adaptarse perfectamente a cualquier tipo de instalación.

Nuestras estructuras cumplen con la norma DIN 1055 y el Documento Básico SE-AE, además de ofrecer Conergy una garantía en materiales de 10 años.

Para más información:

Conergy España

Golfo de Salónica 27

28033 Madrid

Tel. Comercial: 902 555 112

Tel. info general: +34 91 383 64 70

Fax +34 91 766 93 08

info@conergy.es

Reservado el derecho de realizar modificaciones técnicas



Índice:

SolarGigant II



La estructura Solar Gigant II está especialmente diseñada para su uso en instalaciones fotovoltaicas de grandes dimensiones. Su fácil montaje hace que los módulos sólo se tengan que deslizar por los perfiles de encaje desde arriba.

SolarFamulus



La estructura SolarFamulus ha sido desarrollada para el uso tanto en campo abierto como sobre techados planos. La estructura permite la disposición de paneles tanto en vertical como en horizontal. Todos los componentes son realizados a medida para adaptarse al tipo de módulo elegido por el instalador.

SunTop III



La estructura SunTop III se ha desarrollado como sistema universal de montaje sobre techados inclinados. Este sistema es especialmente fácil de instalar gracias al uso de perfiles de aluminio patentados por Conergy. Además de la excelente relación calidad-precio, SunTop III es un producto atractivo y de calidad.

SolarGigant II

El SolarGigant II ha sido concebido especialmente para su aplicación en instalaciones fotovoltaicas de grandes dimensiones en espacio libre. En una superficie de hasta 50 m² pueden distribuirse los módulos en un número variable de

filas y columnas. Al estar fabricado en aluminio, el sistema SolarGigant II ofrece grandes posibilidades de ahorro en la inversión de la instalación.



Soporte de suelo



Módulos con marco



Horizontal



Vertical



Carga de nieve $\leq 1,4 \text{ kN/m}^2$



Garantía sobre el material 10 AÑOS



Carga de viento $\leq 36 \text{ m/s}$

Aspectos ecológicos

El diseño del campo de módulos del SolarGigant II permite que suficiente luz y humedad lleguen al área subyacente.

Altura óptima

Dado que la distancia entre el borde inferior de los módulos y el suelo es de aproximadamente 1 m¹, el terreno puede ser aprovechado. A esta altura, los módulos también están protegidos contra posibles acumulaciones de nieve.

Montaje rápido

Todos los elementos están preconfeccionados según el módulo elegido. Los módulos sólo se tienen que deslizar en los perfiles de encaje desde arriba. De esta manera, queda garantizado un rápido montaje.

Máxima durabilidad

Todos los elementos están contruidos en aluminio y acero inoxidable. Su alto grado de resistencia a la corrosión garantiza una larga vida útil y permite su total reciclaje.

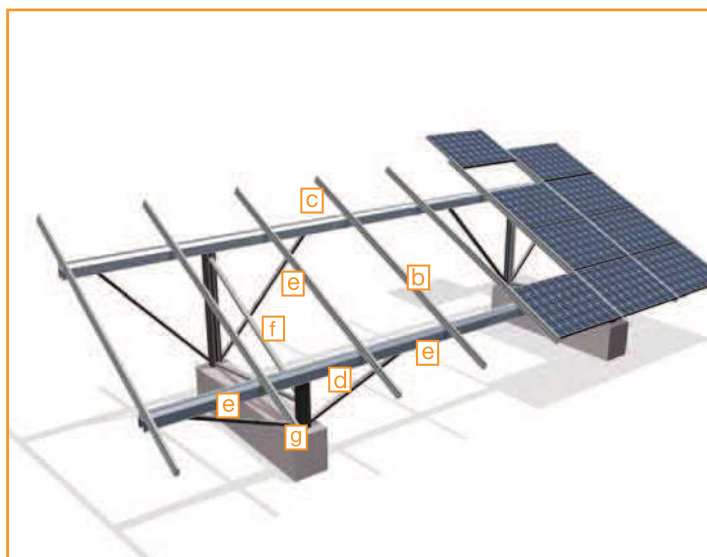
Resistencia garantizada

Conergy ofrece una garantía de los materiales empleados de 10 años.

1. Variable a petición

Vista de conjunto

- a** Módulo fotovoltaico con marco
- b** Perfiles transversales para los módulos fotovoltaicos¹
- c** Soporte
- d** Diagonal
- e** Refuerzos
- f** Base o placas pesadas²
- g** Pieza de unión



Tecnología de conexión

Lugar de montaje	Suelo
Carga de nieve	Hasta carga de nieve 1,4 kN/m ²
Módulos fotovoltaicos	Con marco
Distribución de los módulos (estándar)	4 filas de a 7 módulos (28 módulos por bastidor) ³
Orientación de los módulos	Horizontal, vertical
Ángulo de inclinación	15°– 35°
Tamaño del campo de módulos	Máx. 10,0 x 5,0 m (ancho x alto)
Distancia borde inferior de los módulos – suelo	1 m ⁴
Normas	Documento Básico SE-AE5, Eurocode 9, parte 1.1
Perfiles del soporte	Aluminio extrusionado (ENAW 6060 / 6063)
Piezas pequeñas	Acero inoxidable (V2A)
Color	Natural
Garantía	10 años en la resistencia de los materiales

1 Número de cabrios según número y tamaño de los módulos

2 No incluido en el volumen de suministro; ofrecemos un cálculo de carga individualizado (con recargo)

3 Otras disposiciones son posibles si no se exceden las medidas máximas del soporte y dependiendo de las medidas de los módulos

4 Variable a petición

5 A petición con estática examinable, con recargo (por favor, indíquese en el pedido)

Aceflex

RV-K 0,6/1 kV

DRAKA
ENERGÍA

Aplicaciones

Cable flexible para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados

Acometidas, instalaciones de alumbrado público, instalaciones industriales en general y conexionado de máquinas.

Normativa

No propagador de la llama:

UNE-EN 50265-2-1 (IEC 60332-1)

Exento de plomo:

· Por absorción atómica

Cable flexible

Construcción

Según norma UNE 21123-2

Conductor:

Cobre electrolítico recocido desnudo

Formación flexible CL.5 s/UNE EN 60228



Aislamiento:

- Polietileno reticulado XLPE, tipo DIX 3.
- Tabla 2A, norma UNE-HD 603-1
- Espesor según anexo 2, tabla 1, de la norma UNE 21123 p-2

Aceflex

RV-K 0,6/1 kV

DRAKA
ENERGÍA

Características generales

Código de colores:

UNE 21089-1:2002 /HD 308 S2 2001

Nº Cond.	Color aislamiento
2	Azul, marrón
3	Azul, marrón, amarillo/verde
4	Marrón, negro, gris, amarillo/verde
5	Azul, marrón, negro, gris
> 5	Azul, marrón, negro, gris, amarillo/verde

Cableado:

- Conductores cableados en capas concéntricas

Cubierta exterior:

- Ploricloruro de vinilo PVC Tipo DMV-18
- Tabla 4A, norma UNE-HD 603-1
- Espesor según anexo 2, tabla 3, de la norma UNE 21123 p-2 y apartado 5.8.3. de la norma HD 603-1

Características técnicas

Tensión nominal: 600/1.000 V

Tensión de servicio: 3.500 V A. (5 minutos)

Rango de temperaturas

- Servicio fijo: - 10 °C a + 90 °C
- Servicio móvil: - 5 °C a + 70 °C

Características Generales

Leyenda: DRAKA 05 (AAAA) (OF) *ACEFLEX RV-K 0,6/1kV* (NxS o NGS)mm² UNE 21123 90 °C (metraje)M ||

Datos Constructivos

Código	N x S / N G S	Ø Exterior	Peso cable	Resistencia	Intensidad	
	mm ²	mm	kg/km	Ω /km a 20 °C	A (25 °C)	A (40 °C)
04096.0370	1 x 1,50	5,70	42	13,30	32	18
04101.0370	1 x 2,50	6,15	53	7,98	44	26
04103.0370	1 x 4,00	6,75	70	4,95	57	35
04142.0370	1 x 6,00	7,30	91	3,30	72	46
04097.0370	1 x 10,00	8,20	135	1,91	96	64
03958.0370	1 x 16,00	9,50	192	1,21	125	86
03959.0370	1 x 25,00	11,30	296	0,78	160	120
04057.0370	1 x 35,00	12,40	390	0,554	190	145
04104.0370	1 x 50,00	14,00	531	0,386	230	180
03960.0370	1 x 70,00	15,80	733	0,272	280	230
04105.0370	1 x 95,00	17,90	955	0,206	335	285
04098.0370	1 x 120,00	20,00	1.209	0,161	380	335
04099.0370	1 x 150,00	22,30	1.503	0,129	425	385
04100.0370	1 x 185,00	24,50	1.801	0,106	480	450
04102.0370	1 x 240,00	27,40	2.345	0,0801	550	535
05676.0370	1 x 300,00	29,70	2.910	0,0641	620	615
03769.0370	2 x 1,50	8,60	93	13,30	34	25
03961.0370	2 x 2,50	9,50	123	7,98	49	33
04108.0370	2 x 4,00	10,70	166	4,95	63	44
04058.0370	2 x 6,00	11,80	216	3,30	80	58
04106.0370	2 x 10,00	13,60	325	1,91	107	79
04107.0370	2 x 16,00	16,20	486	1,21	140	103
03770.0370	3 G 1,50	9,10	110	13,30	28	17
03962.0370	3 G 2,50	10,00	146	7,98	40	25
04094.0370	3 G 4,00	11,30	201	4,95	52	34
04059.0370	3 G 6,00	12,50	268	3,30	66	44
03963.0370	3 G 10,00	14,40	411	1,91	88	61
04114.0370	3 G 16,00	17,20	602	1,21	115	82
04115.0370	3 G 25,00	21,10	951	0,78	150	110
04116.0370	3 G 35,00	23,50	1.290	0,554	180	135
03965.0370	4 G 1,50	9,80	130	13,30	28	17
03966.0370	4 G 2,50	10,90	177	7,98	40	25
04060.0370	4 G 4,00	12,30	246	4,95	52	34
03967.0370	4 G 6,00	13,70	332	3,30	66	44
10107.0370	4 x 6,00	13,70	332	3,30	66	44
03968.0370	4 G 10,00	15,80	515	1,91	88	61
25749.0370	4 x 10,00	15,80	515	1,91	88	61
04061.0370	4 G 16,00	19,00	758	1,21	115	82
10106.0370	4 x 16,00	19,00	758	1,21	115	82
29120.0370	4 x 25,00	23,30	1.222	0,78	150	110
29121.0370	4 x 35,00	26,00	1.627	0,554	180	135

Aceflex

RV-K 0,6/1 kV

DRAKA
ENERGÍA

Código	N x S / N G S	Ø Exterior	Peso cable	Resistencia	Intensidad	
	mm ²	mm	kg/km	Ω /km a 20 °C	A (25 °C)	A (40 °C)
29122.0370	4 x 50,00	30,10	2.255	0,386	215	165
29123.0370	4 x 70,00	34,60	3.145	0,272	260	210
29130.0370	4 x 95,00	39,40	4.111	0,206	310	260
03970.0370	5 G 1,50	10,60	159	13,30	28	17
03971.0370	5 G 2,50	11,90	219	7,98	40	25
04062.0370	5 G 4,00	13,50	311	4,95	52	34
03975.0370	5 G 6,00	15,00	402	3,30	66	44
04131.0370	5 G 10,00	17,40	626	1,91	88	61
03976.0370	5 G 16,00	20,90	931	1,21	115	82
13863.0370	5 G 25,00	25,80	1.480	0,78	150	110
16212.0370	5 G 35,00	28,70	1.997	0,554	180	135

INDUSTRIAL CYLINDRICAL FUSE LINKS

gR FUSE LINKS FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

new

gR

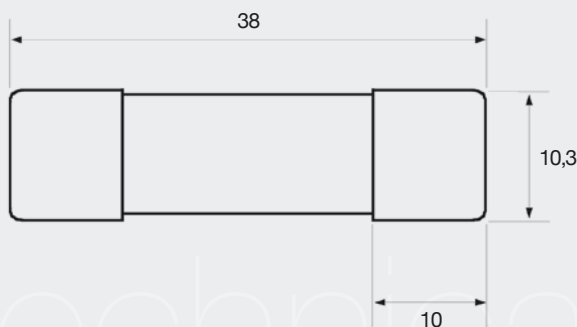
gR FUSE LINKS FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

I_n (A)	REFERENCE	U (V)	BREAKING CAPACITY (kA)	PACKING
2		900	30	10/100
3		900	30	10/100
4	491605	900	30	10/100
6	491610	900	30	10/100
8	491615	900	30	10/100
10	491620	900	30	10/100
12	491625	900	30	10/100
16	491630	900	30	10/100
20	491635	900	30	10/100



491635

DIMENSIONS

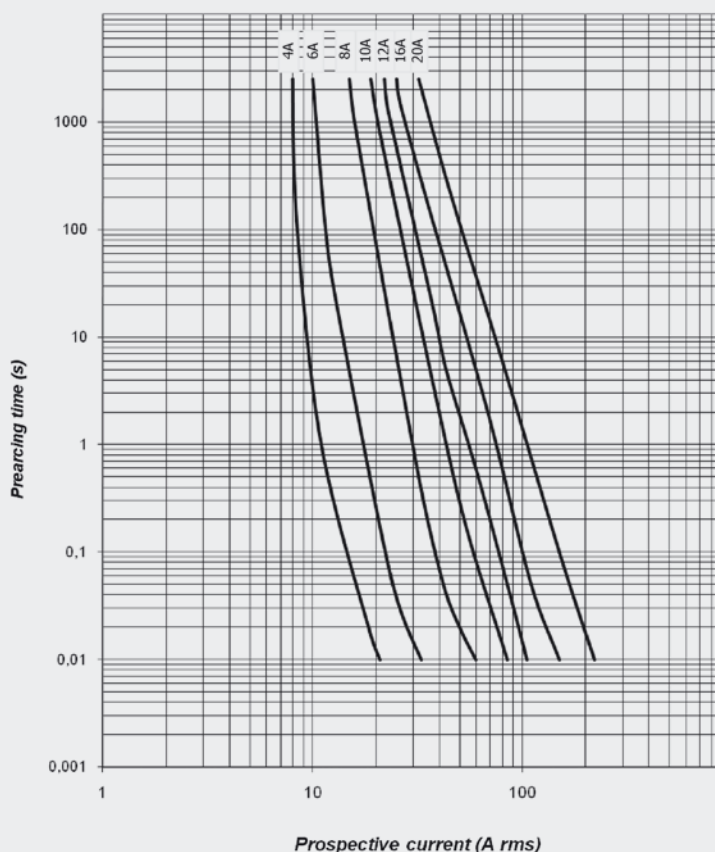


INDUSTRIAL CYLINDRICAL FUSE LINKS

gR FUSE LINKS FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

gR

gR t-I CHARACTERISTICS



TECHNICAL DATA

RATED CURRENT (A)	REFERENCE	POWER DISSIPATION (W @ 0,8 In)	POWER DISSIPATION (W @ In)	PREARcing I ² t (A ² s)	OPERATING I ² t 900V (A ² s)
4	491605	1,10	1,85	4	15
6	491610	1,45	2,50	9	42
8	491615	0,95	1,60	12	49
10	491620	1,25	2,15	19	69
12	491625	1,40	2,40	28	97
16	491630	1,80	3,10	48	178
20	491635	2,20	3,80	69	248

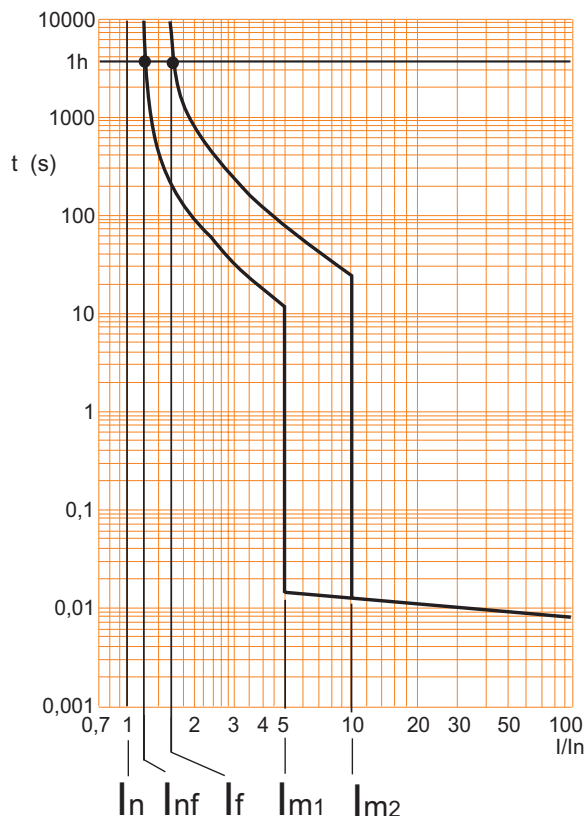
Interruptores termomagnéticos Megatiker

Operación termomagnética

Para protección de cables contra sobrecarga y cortocircuito el tradicional relé térmico es la mejor opción, ya que el bimetálico tiene un comportamiento que es la imagen térmica del cable.

Los interruptores termomagnéticos Megatiker protegen contra sobrecarga y cortocircuito a los cables y equipos conectados en sistemas de c a o c d con valores de corriente nominal de 16 hasta 1,250 A.

Todos los interruptores Megatiker permiten ajuste del disparo térmico; los marcos MA250 al MA/MH1250 adicionalmente cuentan con ajustes en sus valores de corriente de disparo magnético.



Los valores I_{nf} e I_f cambian según la norma de referencia.

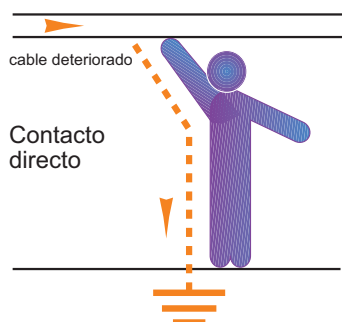
Norma	I_{nf}	I_f	Tiempo convencional
IEC 898	$1.13 I_n$	$1.45 I_n$	1 hora para $I_n \leq 63A$ 2 horas para $I_n > 63A$
IEC 947-2	$1.05 I_n$	$1.3 I_n$	1 hora para $I_n \leq 63A$ 2 horas para $I_n > 63A$

Equipo de protección contra falla a tierra

La protección contra falla a tierra se realiza empleando interruptores diferenciales los cuales tienen la función de interrumpir el circuito cuando una corriente de falla a tierra alcanza los valores ($I_{\Delta n}$) previamente seleccionados en el interruptor diferencial.

La protección contra falla a tierra garantiza un margen de seguridad óptimo en la prevención de incendios ya que unos cuantos miliamperes de corriente de fuga a tierra provocan el disparo del interruptor diferencial.

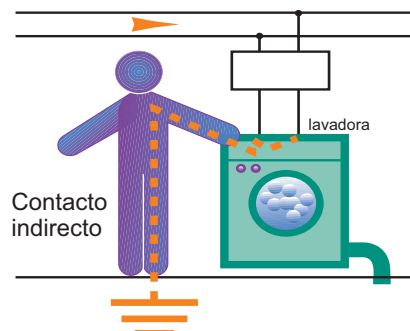
El empleo de interruptores diferenciales se debe realizar siempre que se tenga el riesgo de un contacto directo y/o un contacto indirecto.



Un **contacto directo** ocurre cuando una persona toca directamente partes metálicas que están normalmente bajo tensión, un cable energizado con aislamiento dañado, las terminales de conexión de algún equipo, etc.

El **contacto indirecto** a su vez se lleva a cabo cuando una persona entra en contacto con algún elemento de la instalación eléctrica que normalmente no está energizado, pero que pueden en caso de falla en el aislamiento, encontrarse bajo tensión.

Los interruptores diferenciales tienen dos funciones extremadamente importantes, la protección contra incendios y la protección de las personas.



Módulos diferenciales Megatiker

Módulos diferenciales protección contra falla a tierra

Dado que ningún tipo de protección contra Sobrecarga o Corto circuito puede detectar corrientes de dispersión de valores bajos que garanticen la seguridad total de la instalación, se han desarrollado los módulos diferenciales cuyas corrientes de intervención varían desde 30 mA (valor límite de seguridad para las personas) a 3 amperes (protección a equipos e instalaciones). La protección de falla a tierra está disponible en todos los interruptores Megatiker de hasta 250A.

Los módulos diferenciales provocan el disparo del interruptor y pueden operar con solo dos fases activas y a voltaje de solo 50V. Los módulos diferenciales cumplen con las normas IEC 947-2 apéndice B, y se consideran como incondicionalmente confiables ya que no requiere de ningún elemento externo. La funcionalidad de los interruptores diferenciales también se garantiza cuando se usan para protección de circuitos trifásicos y monofásicos. Los interruptores acoplados con los módulos diferenciales mantienen invariable su operación y la posibilidad de accesoriamiento. Todos los módulos diferenciales pueden ser acoplados a los interruptores correspondientes tanto en la versión de tres o cuatro polos.

Módulo diferencial electrónico GS.

La operación de este interruptor depende del voltaje de línea de alimentación en sus terminales. El ajuste del interruptor es regulable tanto en la corriente diferencial como en el tiempo de operación: $I_{\Delta n}=0,03-0,3-1-3A$. $\Delta t=0-0,3-1-3s$.

Los módulos diferenciales son adecuados para usarse en circuitos con corrientes de falla a tierra de tipo alterna o con componentes pulsantes unidireccionales. Por seguridad estos equipos impiden los ajustes de retraso de tiempo cuando $I_{\Delta n}$ es 0.03A.

Otro mecanismo aísla los circuitos internos para evitar que se dañen durante las pruebas de aislamiento. El reestablecimiento de la operación del módulo diferencial es indispensable para poder operar nuevamente los interruptores.

Los módulos diferenciales GS 160/250 tienen un contacto auxiliar para señalización remota de disparo por falla a tierra. La capacidad de los contactos es de 5A a 230V.

Los módulos diferenciales GS garantizan el funcionamiento del interruptor diferencial aún en caso de la pérdida de una fase.



Características técnicas - Módulos diferenciales



Características técnicas módulos diferenciales Megatiker

Módulo Diferencial	GS125	GS160	GS250
No. de polos	4	4	4
Características eléctricas			
Tipo de módulo diferencial	A - S	A - S	A - S
Corriente nominal In (A)	63-125	160	250
Tensión nominal Vn (Vc.a. a 50-60 Hz)	500	500	500
Tensión de operación (Vc.a. a 50-60 Hz)	230÷500	230÷500	230÷500
Corriente nominal diferencial I Δ n (A)	0,03÷3	0,03÷3	0,03÷3
Tiempo de operación diferencial Δt (s)	0-0,3-1-3	0-0,3-1-3	0-0,3-1-3
Capacidad interruptiva diferencial I Δ m (% Icu)	60	60	60
Características funcionales			
Unidad de disparo electromecánica	—	—	—
Unidad de disparo electrónica	●	●	●
Acoplamiento lateral	●	●	●
instalación sobre riel Din 35	●	●	●
Dimensiones y peso			
Peso del interruptor (kg)	0,8	1,1*	1,4



N° 1 en el mundo

Interruptores automáticos compactos / Record Plus FE160/250.

Relevos intercambiables - Sistema de doble corte rotativo. Patente GE.

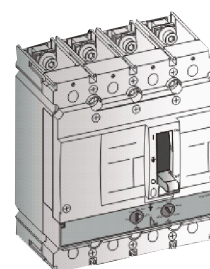
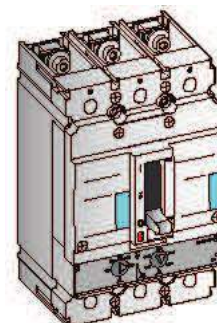
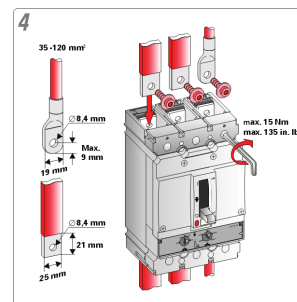
INDUSTRIAL GE

INDICE PORTADA

DESCRIPCION	CODIGO	u\$s sin IVA
FEN 160A - Icu= 50kA		
Protección termomagnética selectiva LTMD.		
Dimen. 3/4P: 170x108/150x95mm. Conexionado: terminales/barras h/25mm.		
Interruptor automático 3 polos c/protección LTMD. In=100A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=80/100A. Im=5-10xIn. Icu=50kA	432945	201.00
Interruptor automático 3 polos c/protección LTMD. In=125A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=100/125A. Im=5-10xIn. Icu=50kA	432953	201.00
Interruptor automático 3 polos c/protección LTMD. In=160A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=125/160A. Im=5-10xIn. Icu=50kA	432971	209.00
Interruptor automático 4 polos c/protección LTMD In=100A. GE RECORD Plus FEN160/4. Ir=80/100A. Im=5-10xIn. Icu=50kA	433061	256.00
Interruptor automático 4 polos c/protección LTMD In=125A. GE RECORD Plus FEN160/4. Ir=100/125A. Im=5-10xIn. Icu=50kA	433067	256.00
Interruptor automático 4 polos c/protección LTMD In=160A. GE RECORD Plus FEN160/4. Ir=125/160A. Im=5-10xIn. Icu=50kA.	433073	279.00

Protección termomagnética para generadores sincrónicos GTM.		
Interruptor automático 3 polos c/protección GTM. In=100A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=80/100A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435139	215.00
Interruptor automático 3 polos c/protección GTM. In=125A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=100/125A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435142	215.00
Interruptor automático 3 polos c/protección GTM. In=160A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=125/160A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435148	222.00
Interruptor automático 4 polos c/protección GTM In=100A. GE RECORD Plus FEN160/4. Ir=80/100A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435250	273.00
Interruptor automático 4 polos c/protección GTM In=125A. GE RECORD Plus FEN160/4. Ir=100/125A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435253	273.00
Interruptor automático 4 polos c/protección GTM In=160A. GE RECORD Plus FEN160/4. Ir=125/160A. Im=3-5xIn. Icu=50kA.	435259	297.00

Protección electrónica selectiva SRM1 (incluye regulador)		
Interruptor automático 3 polos c/protección electrónica SMR1. In=16A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=10/16A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	435881 + 432174	275.00
Interruptor automático 3 polos c/protección electrónica SMR1. In=25A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=16/25A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	435881 + 432177	275.00
Interruptor automático 3 polos c/protección electrónica SMR1. In=40A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=25/40A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	435884 + 432180	275.00
Interruptor automático 3 polos c/protección electrónica SMR1. In=63A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=40/63A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	435884 + 432183	275.00
Interruptor automático 3 polos c/protección electrónica SMR1. In=125A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=50/125A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	431724	289.00
Interruptor automático 3 polos c/protección electrónica SMR1. In=160A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=64/160A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	431727	365.00
Interruptor automático 4 polos c/protección electrónica SMR1. In=16A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=10/16A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	435887 + 432276	354.00
Interruptor automático 4 polos c/protección electrónica SMR1. In=25A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=16/25A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	435887 + 432279	354.00
Interruptor automático 4 polos c/protección electrónica SMR1. In=40A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=25/40A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	435890 + 432282	354.00
Interruptor automático 4 polos c/protección electrónica SMR1. In=63A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=40/63A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	435890 + 432285	354.00
Interruptor automático 4 polos c/protección electrónica SMR1. In=125A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=50/125A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	431922	376.00
Interruptor automático 4 polos c/protección electrónica SMR1. In=160A. GE RECORD Plus FEN160. Ir=64/160A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	431925	475.00





N° 1 en el mundo

Interruptores automáticos compactos / Record Plus FE160/250. Relevos intercambiables - Sistema de doble corte rotativo. Patente GE.

INDUSTRIAL GE

INDICE PORTADA

DESCRIPCION	CODIGO	u\$s sin IVA
-------------	--------	--------------

FEV 250A - Icu= 36kA

Protección termomagnética LTM.

Dimen. 3/4P: 170x108/150x95mm. Conexionado: terminales/barras h/25mm.

Interruptor automático 3 polos c/protección LTM. In=200A. GE RECORD Plus FEV250. Ir=160/200A. Im=5-10xIn. Icu=36kA	431058	278.00
Interruptor automático 3 polos c/protección LTM. In=250A. GE RECORD Plus FEV250. Ir=200/250A. Im=5-10xIn. Icu=36kA	431061	302.00
Interruptor automático 4 polos c/protección LTM In=200A. GE RECORD Plus FEV250/4. Ir=160/200A. Im=5-10xIn. Icu=36kA	431094	361.00
Interruptor automático 4 polos c/protección LTM In=250A. GE RECORD Plus FEV250/4. Ir=200/250A. Im=5-10xIn. Icu=36kA.	431097	393.00

FEN 250A - Icu= 50kA

Protección termomagnética selectiva p/líneas LTMD.

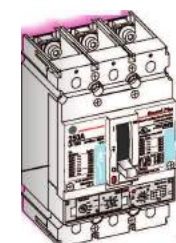
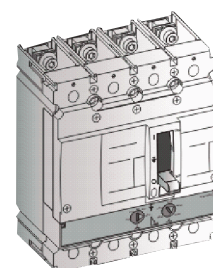
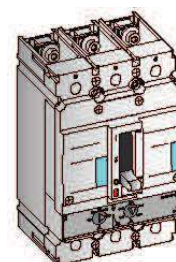
Interruptor automático 3 polos c/protección LTMD. In=160A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=128/160A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	432976	318.00
Interruptor automático 3 polos c/protección LTMD. In=200A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=160/200A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	432979	387.00
Interruptor automático 3 polos c/protección LTMD. In=250A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=200/250A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	432982	410.00
Interruptor automático 4 polos c/protección LTMD. In=160A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=128/160A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	433076	425.00
Interruptor automático 4 polos c/protección LTMD. In=200A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=160/200A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	433079	519.00
Interruptor automático 4 polos c/protección LTMD. In=250A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=200/250A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	433082	548.00

Protección termomagnética para generadores sincronicos GTM.

Interruptor automático 3 polos c/protección GTM. In=160A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=128/160A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435151	340.00
Interruptor automático 3 polos c/protección GTM. In=200A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=160/200A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435154	415.00
Interruptor automático 3 polos c/protección GTM. In=250A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=200/250A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435157	438.00
Interruptor automático 4 polos c/protección GTM. In=160A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=128/160A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435262	454.00
Interruptor automático 4 polos c/protección GTM. In=200A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=160/200A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435265	554.00
Interruptor automático 4 polos c/protección GTM. In=250A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=200/250A. Im=3-5xIn. Icu=50kA	435268	585.00

Protección electronica selectiva SRM1 (incluye regulador)

Interruptor automático 3 polos c/protección electronica SMR1. In=250A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=100/250A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	431733	534.00
Interruptor automático 4 polos c/protección electronica SMR1. In=250A. GE RECORD Plus FEN250. Ir=100/250A. Im=2-13xIn. Icu=50kA	431820	694.00



protectores contra sobretensiones transitorias



Las instalaciones fotovoltaicas que se caracterizan por ocupar extensas superficies están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y vida de la instalación. El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

Función

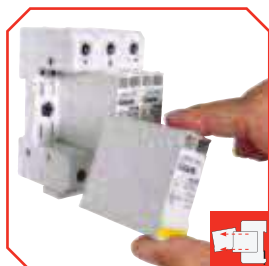
Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Conforme a las normas

- IEC 61643-1
- EN 61643-11

Características generales

- Protecciones Clase II y Clase I+II
- Formato modular fijación sobre carril DIN
- Tensiones 560VDC y 1000VDC
- Elevadas capacidades de descarga
- Indicador visual de estado del cartucho
- Cartucho reemplazable
- Posibilidad de teleseñalización



Cartuchos fácilmente reemplazables

Los cartuchos enchufables permiten un recambio fácil y rápido en fin de vida.



Ventanilla de estado

El color verde indica funcionamiento correcto y rojo indica sustitución del cartucho.



Teleseñalización o señalización remota

Control a distancia del estado de la protección mediante contacto auxiliar inversor accionado en caso de modificación del estado del cartucho.



Codificación mecánica

Las bases y cartuchos enchufables contienen una codificación mecánica que impide la inserción de un cartucho inadecuado.



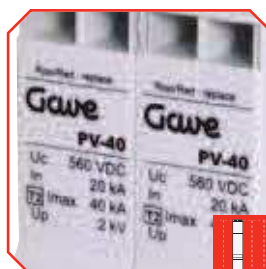
Fijación carril DIN

Montaje directo sobre carril DIN simétrico



Identificación

Marcaje de los terminales para facilitar la conexión. Los módulos vienen claramente identificados.



Modular

Diseño que se adapta a armarios modulares con apertura frontal 45mm y módulos de 17,5mm.

protectores contra sobretensiones

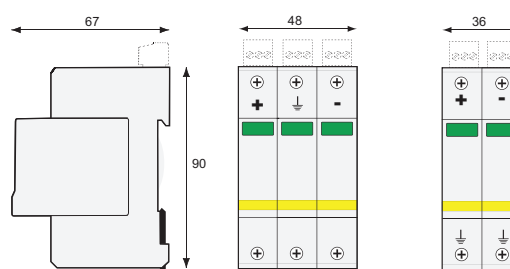
Clase II

Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial.

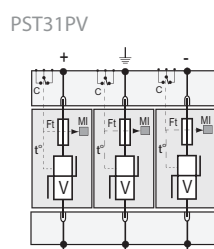
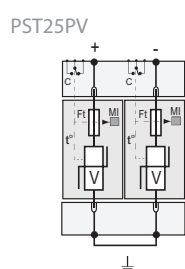
El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados.



Dimensiones



Conexión



V : Varistor de alta energía
Ft : Fusibles térmicos
t* : Sistema de desconexión térmica

Características técnicas

		PST25PV	PST31PV
tensión de régimen perm. máx.	U_c	550VDC	1000VDC
corriente de descarga nominal	I_n	20 kA	20 kA
corriente de descarga máxima	I_{max}	40 kA	40 kA
nivel de protección (a I_n)	U_p	2,2 kV	3 kV
teleseñalización (añadir T a la referencia)		PST25PVT	PST31PVT

Características mecánicas

	PST25PV / PST31PV
dimensiones	ver esquema
conexión a la red	por terminales de tornillos: 1,5-10mm ² (L/N) o 2,5-25mm ² (PE)
indicador de desconexión	2 indicadores mecánicos
montaje	carril simétrico 35 mm
temperatura de funcionamiento	-40/+85°C
grado de protección	IP20
material	termoplástico UL94-V0



ORMAZABAL



Centros de Transformación



CFI Centro Fotovoltaico Integrado Hasta 24 kV



DESCRIPCIÓN

Solución para la transformación de energía solar en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de Media Tensión, compuesto por un edificio prefabricado monobloque capaz de albergar el Centro de Transformación y los elementos específicos de este tipo de instalaciones.



CARACTERÍSTICAS GENERALES

Centro de Transformación compuesto por:

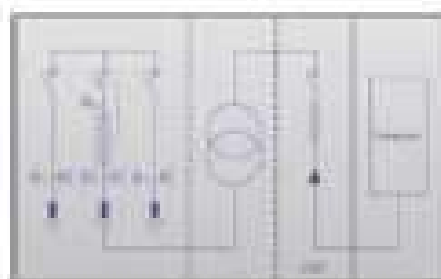
- Envolvente monobloque de hormigón armado vibrado.
- Celdas de MT.
- Cuadro de BT.
- Transformador BT/MT.

Recinto de Inversor independiente:

Diseñado para la ubicación y funcionamiento en condiciones óptimas del Inversor.

EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO

- Celdas de MT con aislamiento integral en gas SF₆, modulares y/o compactas, hasta 24 kV (configuraciones 2L1P, 1L1P, 0L1L1P, ...).
- Transformador de distribución BT/MT hasta 24 kV / 100-160 kVA con llenado integral en aceite (posibilidad en silicona y midal).
- Cuadro de BT con interruptor en carga (160 A y 250 A) y bases portafusibles (disponibilidad de integración de circuitos de Servicios Auxiliares).
- Equipo extractor helicoidal mural para ventilación forzada en el recinto del Inversor.
- Posibilidad de ubicación de los inversores más comunes del mercado.



Ejemplo: Configuración con celdas GCMCOSMOS-3LP.

VENTAJAS

- Solución completa e integrada, con espacios independientes y diferentes accesos, según los requerimientos de la explotación y/o mantenimiento de los equipos.
- Edificio diseñado específicamente para la ubicación en su interior de aparataje eléctrico, teniendo además, entre otras, las siguientes características: resistencia a inclemencias meteorológicas, integración en el entorno y mínimo impacto visual.
- Rendimiento óptimo de ventilación: Mayor control del ambiente, con un menor consumo, al independizar el recinto de Inversor.
- Disminución de costes de obra civil.
- Integración completa de los elementos en fábrica (opcional).

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Dimensiones exteriores:

Longitud [mm]	4460
Anchura [mm]	2390
Altura vista [mm]	2585

Peso envolvente (vacía) [kg]	12000
------------------------------	-------



Nota: Para otras configuraciones / valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.

3. PLIEGO DE

CONDICIONES

TÉCNICAS

**Instalaciones de
Energía Solar Fotovoltaica**

**Pliego de Condiciones Técnicas de
Instalaciones Conectadas a Red**

PCT-C Rev.-octubre 2002

Índice

1 Objeto

2 Generalidades

3 Definiciones

3.1 Radiación solar	8
3.2 Instalación	8
3.3 Módulos	9
3.4 Integración arquitectónica	10

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico	10
4.2 Diseño del sistema de monitorización	11
4.3 Integración arquitectónica	12

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades	12
5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos	13
5.3 Estructura soporte	14
5.4 Inversores	15
5.5 Cableado	16
5.6 Conexión a red	16
5.7 Medidas	16
5.8 Protecciones	16
5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	17
5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética	17

6 Recepción y pruebas

7 Cálculo de la producción anual esperada

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades	19
8.2 Programa de mantenimiento	19
8.3 Garantías	21

Anexo I: Medida de la potencia instalada

Anexo II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador

Anexo III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

Antecedentes

Esta documentación ha sido elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en la Convocatoria de Ayudas para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de las Energías Renovables, correspondiente a 2002.

1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2 Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.
- 1.5 Este Pliego de Condiciones Técnicas se encuentra asociado a las líneas de ayudas para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables. Determinados apartados hacen referencia a su inclusión en la Memoria a presentar con la solicitud de la ayuda, o en la Memoria de Diseño o Proyecto a presentar previamente a la verificación técnica.

2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2 Podrán optar a esta convocatoria otras aplicaciones especiales, siempre y cuando se aseguren unos requisitos de calidad, seguridad y durabilidad equivalentes. Tanto en la Memoria de Solicitud como en la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones, reservándose el IDAE su aceptación.
- 2.3 En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:
 - 2.3.1 Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - 2.3.2 Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
 - 2.3.3 Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
 - 2.3.4 Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

- 2.3.5 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.
- 2.3.6 Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- 2.3.7 Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 2.3.8 Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta las Normas Básicas de la Edificación (NBE).

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

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

3.1.3 Irradiación

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

3.2 Instalación

3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

3.2.5 *Interruptor general*

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

3.2.6 *Generador fotovoltaico*

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.7 *Rama fotovoltaica*

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

3.2.8 *Inversor*

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

3.2.9 *Potencia nominal del generador*

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 *Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal*

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 **Módulos**

3.3.1 *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

3.3.2 *Célula de tecnología equivalente (CTE)*

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

3.3.3 *Módulo o panel fotovoltaico*

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.3.4 *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*

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

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

3.3.5 *Potencia pico*

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

3.3.6 TONC

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

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

3.4.4 Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 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.

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

- 4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI + S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

- 4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria de Solicitud y reservándose el IDAE su aprobación.
- 4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, y podrán ser utilizados por el IDAE para su verificación.
- 4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

- 4.2.1 El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
 - Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
 - Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra.
 - Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
 - Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.
- 4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.
- 4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

- 4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Solicitud y la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.
- 4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.
- 4.3.4 En cualquier caso, el IDAE podrá requerir un informe de integración arquitectónica con las medidas correctoras a adoptar. La propiedad del edificio, por sí o por delegación, informará y certificará sobre el cumplimiento de las condiciones requeridas.
- 4.3.5 Cuando sea necesario, a criterio de IDAE, a la Memoria de Diseño o Proyecto se adjuntará el informe de integración arquitectónica donde se especifiquen las características urbanísticas y arquitectónicas del mismo, los condicionantes considerados para la incorporación de la instalación y las medidas correctoras incluidas en el proyecto de la instalación.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- 5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 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 (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. Este requisito no se aplica a los casos excepcionales del apartado 4.1.1.3.
- 5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobada por el IDAE.
 - 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- 5.2.4 Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.
- 5.2.6 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.

5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.
- 5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.
- 5.3.3 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.
- 5.3.4 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.
- 5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.
- 5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- 5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

5.4 Inversores

5.4.1 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.

5.4.2 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.

5.4.3 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.

5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

5.4.5 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.

5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

5.4.6.2 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.

5.4.6.3 El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.

5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.5 Cableado

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

5.5.2 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.

5.5.3 Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.5.4 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.

5.6 Conexión a red

5.6.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

5.7 Medidas

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.8 Protecciones

5.8.1 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 y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

5.8.2 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.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

- 5.9.1 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.
- 5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- 5.9.3 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.

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

- 5.10.1 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.

6 Recepción y pruebas

- 6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.
- 6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.
- 6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:
 - 6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
 - 6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
 - 6.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
 - 6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.
- 6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- 6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- 6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Cálculo de la producción anual esperada

- 7.1 En la Memoria de Solicitud se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

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

7.2.1 $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

7.2.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

7.2.3 *Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.*

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor
- Otros

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

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

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

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

7.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

<i>Mes</i>	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	<i>PR</i>	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
<i>Promedio</i>	4,51	4,96	0,794	3,94

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

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

8.2 Programa de mantenimiento

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

- 8.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
- Mantenimiento preventivo
 - Mantenimiento correctivo
- 8.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- 8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
 - El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
 - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- 8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
- Comprobación de las protecciones eléctricas.
 - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
 - Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
 - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- 8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- 8.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

8.3 Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

- 8.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- 8.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

8.3.2 Plazos

- 8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.
- 8.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.3.3 Condiciones económicas

- 8.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- 8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- 8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- 8.3.3.4 Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

8.3.4 Anulación de la garantía

- 8.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

- 8.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.
- 8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- 8.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- 8.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

ANEXO I

MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA

Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

1 Introducción

- 1.1 Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2 La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

2 Procedimiento de medida

- 2.1 Se describe a continuación el equipo necesario para calcular la potencia instalada:
 - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente
 - 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente
 - 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA)
 - 1 pinza amperimétrica de CC y CA
- 2.2 El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3 Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4 Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5 Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.
- 2.6 El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7 La temperatura ambiente se mide con un termómetro de mercurio, a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9 Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g (T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$	Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
L_{cab}	Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
E	Irradiancia solar, en W/m ² , medida con la CTE calibrada.
g	Coefficiente de temperatura de la potencia, en 1/°C
T_c	Temperatura de las células solares, en °C.
T_{amb}	Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.
$TONC$	Temperatura de operación nominal del módulo.
P_o	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
L_{tem}	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g (T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) (1 - L_{dis}) (1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol}	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
L_{dis}	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
L_{ref}	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

2.10 Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado media anual	Valor estimado día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
g (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
$TONC$ (°C)	–	45	–
L_{tem}	0,08	–	(2)
L_{pol}	0,03	–	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	–
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado

(**) Válido para silicio cristalino

Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L / S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

3 Ejemplo

Tabla IV

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
$TONC$	$^{\circ}\text{C}$	45	Obtenido del catálogo
E	W/m^2	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
T_{amb}	$^{\circ}\text{C}$	22	Temperatura ambiente en sombra, medida con termómetro de mercurio
T_c	$^{\circ}\text{C}$	47	Temperatura de las células $T_c = T_{\text{amb}} + (TONC - 20) E / 800$
$P_{\text{cc, inv}}$ (850 W/m^2 , 47 $^{\circ}\text{C}$)	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0,923	$1 - 0,0035 \times (47 - 25)$
$1 - L_{\text{cab}}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{\text{pol}}$		0,97	Valor tabla
$1 - L_{\text{dis}}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{\text{ref}}$		0,97	Valor tabla
$R_{\text{to, var}}$		0,922	$0,97 \times 0,98 \times 0,97$
$P_{\text{cc, fov}}$	W	1224,5	$P_{\text{cc, fov}} = P_{\text{cc, inv}} / (1 - L_{\text{cab}})$
P_o	W	1693	$P_o = \frac{P_{\text{cc, fov}} \times 1000}{R_{\text{to, var}} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM = 1693 W.

Si, además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo, 5 %), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.

ANEXO II

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR

Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

1 Introducción

- 1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.
- 1.2 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 (figura 1). 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 (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

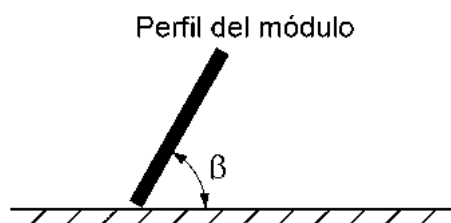


Fig. 1

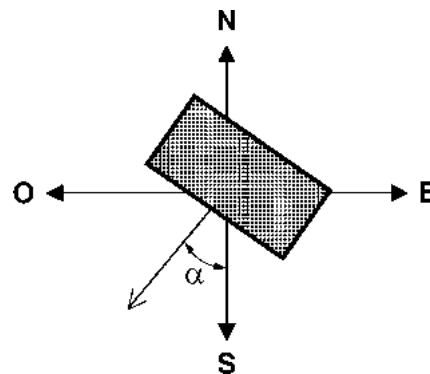


Fig. 2

2 Procedimiento

- 2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, ϕ , de 41° , de la siguiente forma:
 - Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$. 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 $\phi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

2.2 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:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β , ϕ se expresan en grados, siendo ϕ la latitud del lugar]

3 Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = $+15^\circ$) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29° .

3.1 Conocido el azimut, cuyo valor es $+15^\circ$, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de $\phi = 41^\circ$. 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 15° nos proporcionan los valores (ver figura 4):

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

3.2 Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ, \text{ que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima} = 0^\circ.$$

3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación 40° , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

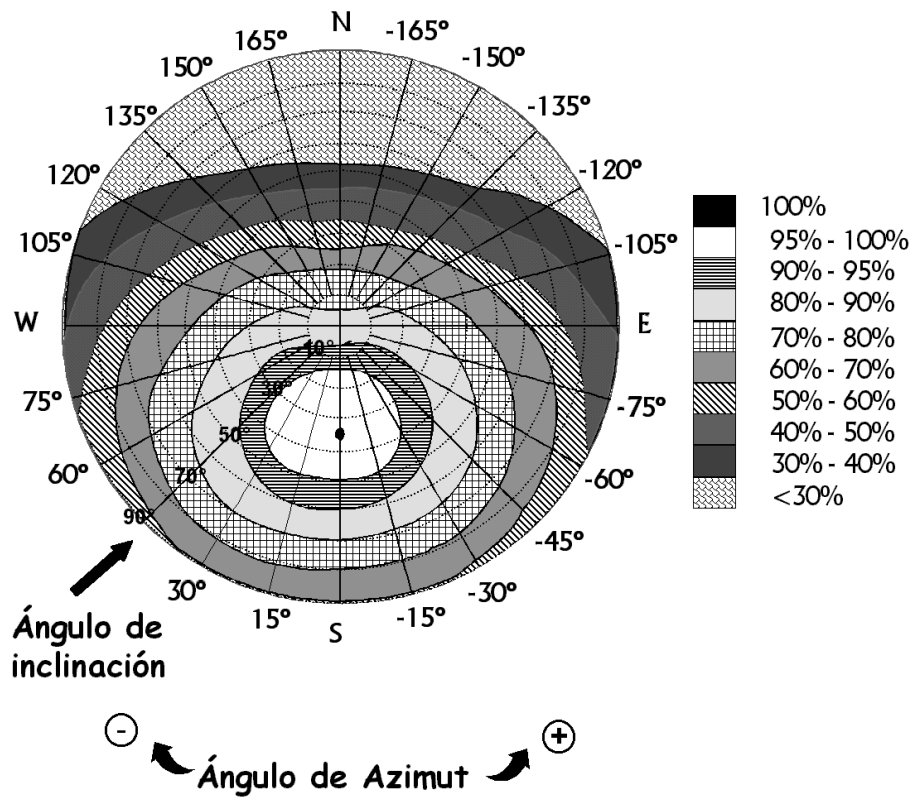


Fig. 3

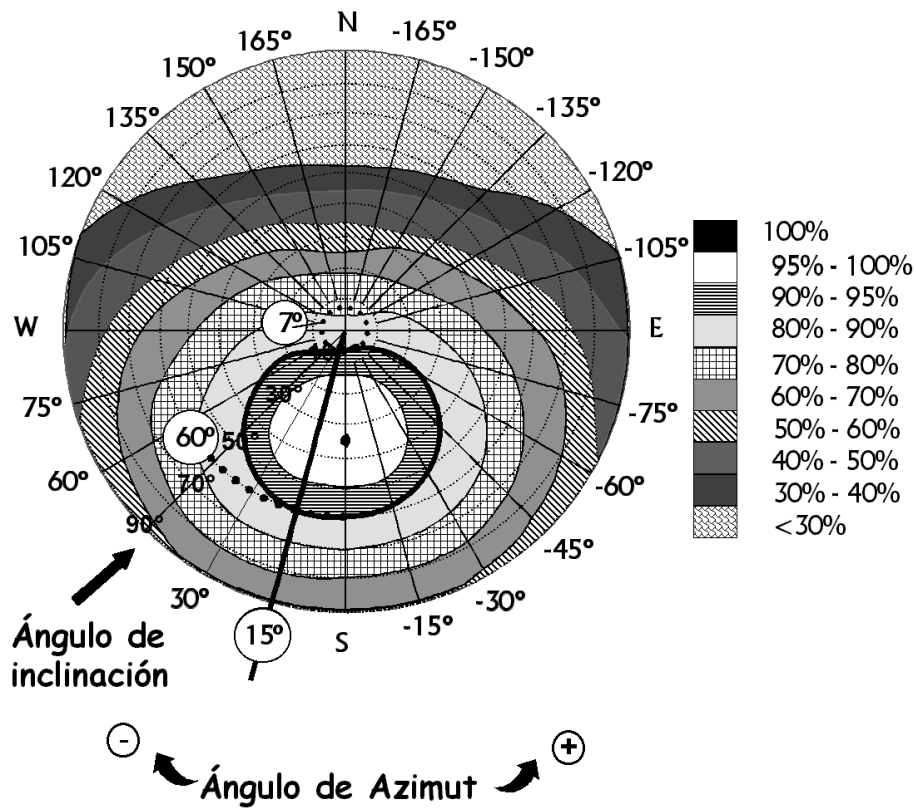


Fig. 4. Resolución del ejemplo.

ANEXO III

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

1 Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie 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.

2 Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

2.1 Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

2.2 Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda 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).

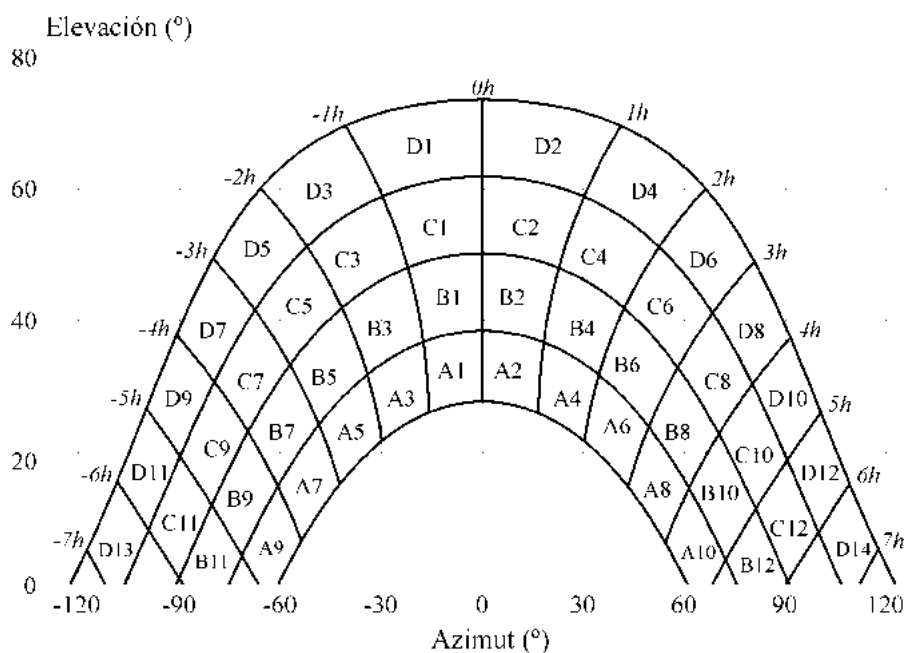


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 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. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

2.4 Cálculo final

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. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	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 V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste. En la figura 6 se muestra el perfil de obstáculos.

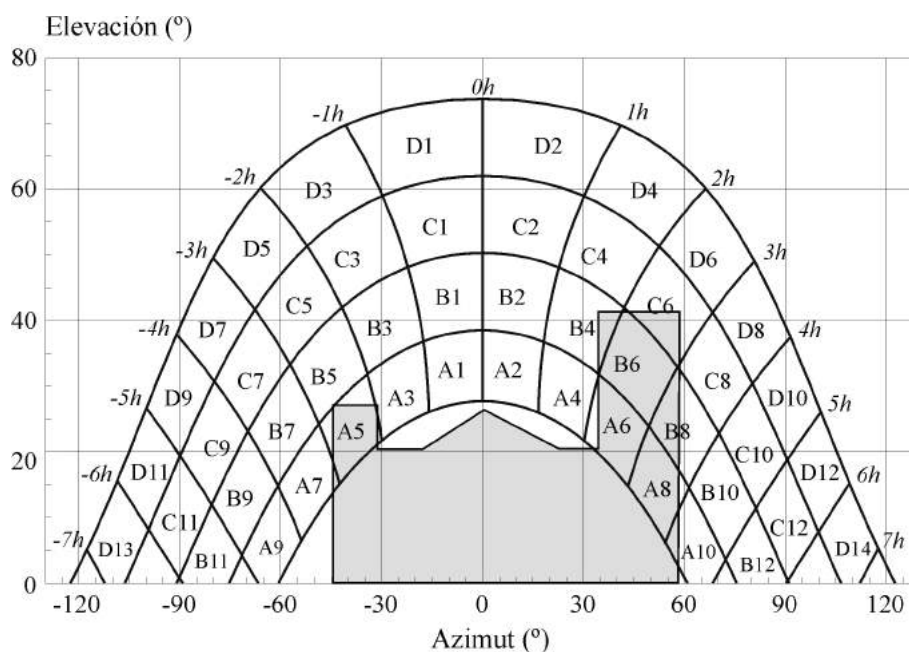


Fig. 6

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	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

Cálculos:

$$\begin{aligned} & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\ & = 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = \\ & = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\ & = 6,16 \% \approx 6 \% \end{aligned}$$

5 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud})$$

donde $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k .

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla VII en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d , se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:

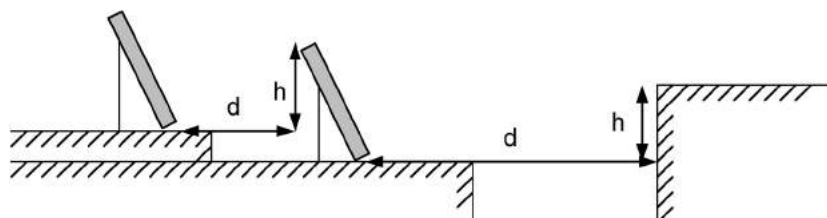


Fig. 7

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

4. ESTUDIO BÁSICO

DE SEGURIDAD Y

SALUD

ÍNDICE

ÍNDICE.....	1
1. OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	2
2. MEMORIA INFORMATIVA.....	2
2.1.1. METODOLOGÍA.....	2
2.1.2. DATOS DE LA OBRA Y ANTECEDENTES	3
2.1.3. DESCRIPCION DE LA OBRA	4
3. OBLIGACIONES DEL PROMOTOR.....	29
4. COORDINADORES EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD	29
5. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	30
6. OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS.....	30
7. OBLIGACIONES DE TRABAJADORES AUTÓNOMOS.....	32
8. LIBRO DE INCIDENCIAS.....	33
9. PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS.....	33
10. DERECHOS DE LOS TRABAJADORES.....	34
11. VIGILANCIA DE LA SALUD Y PRIMEROS AUXILIOS	34
11.1. PLAN DE EMERGENCIA.....	36
12. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD QUE DEBEN APLICARSE EN LA OBRA.....	38
12.1. NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD APLICABLES EN LA OBRA	38
13 CONCLUSIÓN	40

4. EBSS

1. OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

De acuerdo con lo preceptuado en el artículo 4º, apartado 2, del Real Decreto 1.627/1997, de 24 de octubre, sobre las Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, se redacta un Estudio de Seguridad y Salud, al cumplirse alguno de los siguientes apartados:

El Presupuesto de Ejecución Material incluido en el proyecto sea igual o superior a 450.759,08 euros.

La duración estimada de la obra sea superior a 30 días y se emplea en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.

El volumen de mano de obra estimada sea superior a 500 jornadas (suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra).

El presente Estudio de Seguridad tiene por objeto precisar las normas de seguridad y salud aplicables a las obras contempladas en el Proyecto Técnico para una instalación fotovoltaica fija en el municipio de Lorca, Murcia.

El contenido del Estudio Básico de Seguridad será de aplicación a todo el personal de empresas subcontratadas y trabajadores autónomos, en todos los trabajos necesarios para el desarrollo de las instalaciones descritas en la memoria y planos de este proyecto.

Este estudio servirá de base para que el Técnico designado por la Empresa adjudicataria de la obra pueda realizar el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la obra, así como la propuesta de medidas alternativas de prevención, con la correspondiente justificación técnica y sin que ello implique disminución de los niveles de protección previstos y ajustándose en todo caso a lo indicado al respecto en el artículo 7 del R.D. 1627/97 sobre disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

2. MEMORIA INFORMATIVA

2.1.1. METODOLOGÍA

Con dicho fin se llevará a cabo una exhaustiva identificación de los posibles riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello.

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia

4. EBSS

Del mismo modo se identificarán también aquellos riesgos laborales que no puedan eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

Tales riesgos irán agrupados por “Factores de Riesgo” asociados a las distintas operaciones a realizar durante la ejecución de la obra.

2.1.2. DATOS DE LA OBRA Y ANTECEDENTES

DENOMINACION

Implantación de una instalación fotovoltaica en La Colonia, polígono 189, parcela 6 del municipio de Lorca, Murcia.

ACCESOS

El acceso a la instalación se sitúa en el kilómetro 584 de la Autovía del Mediterráneo, al lado de la Colonia (mirar planos).

CLIMATOLOGIA DEL LUGAR

Por la climatología es poco probable tener condiciones de lluvia, nieve, o vientos huracanados. Asimismo, en el caso de que ocurriera y se produzcan circunstancias adversas, se interrumpirán el tiempo que se considere necesario.

PLAZO DE EJECUCION

Se tiene programado un plazo de ejecución de 30 días.

AUTOR DEL ENCARGO

El presente trabajo se realiza por el ingeniero Francisco de Delás Mazarredo.

NUMERO DE TRABAJADORES

En base a los estudios de planificación de la Ejecución de la Obra, se estima que el número máximo de trabajadores alcanzará la cifra de 9 operarios.

USO ANTERIOR DEL SOLAR

Tierras arables.

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia

4. EBSS

2.1.3. DESCRIPCION DE LA OBRA

TIPO DE OBRA

Instalación de paneles fotovoltaicos en la parcela mencionada destinados a la generación de energía y posterior venta.

INSTALACION ELECTRICA

Definido en la Memoria, comprende las obras de instalación de las estructuras, instalación de paneles, conexonado de equipos y centro de transformación.

CIRCULACION DE PERSONAS AJENAS A LA OBRA

Con el fin de evitar el riesgo a personas que transiten por las inmediaciones de la obra, debe tomarse como medida de protección el montaje de una valla a base de elemento metálico o prefabricado, que delimite la zona de la obra, así como debe señalizarse debidamente mediante señales de tráfico la situación de peligro a conductores que puede existir durante el acopio de materiales.

Dado el hecho de que la obra se sitúa en una zona poco transitable no harán falta más medidas.

SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Será un sistema conectado a red para el volcado de la energía generada.

FORMACIÓN

Todo el personal debe recibir, al ingresar en la obra, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que éstos pudieran entrañar, juntamente con las medidas de seguridad a emplear.

Se impartirán cursillos de socorrismo y primeros auxilios al personal más cualificado, a fin de que todos los trabajos dispongan de algún socorrista.

4. EBSS

MEMORIA DESCRIPTIVA

Las diferentes tareas a realizar durante la ejecución de la obra llevan asociados una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas. En la obra concerniente a este proyecto se han identificado los siguientes trabajos:

- 1.- Movimiento de tierras
- 2.- Manejo manual de cargas
- 3.- Acopio, armado e izado de estructuras y paneles
- 4.- Riesgos por señalización de actividades laborales
- 5.- Baja tensión. Trabajos sin tensión. Descargas.
- 6.- Baja tensión. Trabajos con tensión
- 7.- Reposición de la tensión después del trabajo
- 8.- Instalaciones. Baja tensión.
- 9.- Cuadros eléctricos
- 10.- Equipos y útiles de trabajo. Herramientas manuales.
- 11.- Equipos y útiles de trabajo. Máquinas herramientas portátiles
- 12.- Manipulación y transporte. Aparatos auxiliares y accesorios.
- 13.- Manipulación y transporte. Movimiento manual de carga.
- 14.- Estructuras
- 15.- Acabados e Instalaciones

Para estos trabajos se han identificado unos factores de riesgo, y para cada uno de ellos los riesgos derivados de estas actividades y las medidas preventivas a adoptar según proceda.

1.-Movimiento de tierras

A. Evaluación de riesgos

- 1.- Accidentes derivados del manejo de vehículos.
- 2.- Daños por máquinas de Obra Civil y auxiliares.
- 4.- Daños por sobreesfuerzos y atrapamientos.
- 5.- Daños por caídas de objetos en curso de manipulación.
- 6.- Caída de personas a distinto nivel (caídas de altura) y caídas al mismo nivel.
- 7.- Daños por proyección de esquirlas durante el graneteado.

B. Medidas preventivas a adoptar

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia

4. EBSS

Será obligatoria la coordinación de los distintos Contratistas y Suministradores, de manera que queden aseguradas las medidas de prevención descritas sobre todo el personal involucrado.

Como base primordial hay que realizar una inspección exhaustiva de todos los medios a emplear, desechando los que ofrezcan la menor duda de seguridad.

El personal que intervenga en estas actividades deberá haber efectuado un reconocimiento médico periódico.

Las medidas de prevención a adoptar sobre los riesgos descritos son:

- 1.- Los conductores de vehículos estarán en posesión del permiso de conducción correspondiente.
- 2.- Se establecerá en la obra una regulación del tráfico de maquinaria y camiones para evitar accidentes durante la carga y descarga. Se seguirá la instrucción relativa a utilización de Maquinaria de obra civil y auxiliares.
- 3.- Se seguirá la instrucción relativa a la utilización de herramienta y maquinaria de izado y arriostrado.
- 4.- Se seguirá la instrucción relativa al manejo manual de cargas.
- 5.- Para trabajos en el suelo, se utilizará el equipo de protección individual siguiente:
 - Casco de seguridad
 - Guantes de trabajo
 - Calzado de seguridad

Las zonas de paso estarán limpias de restos de materiales, deberán ser evidentes y definidas, señalizándolas si fuera preciso.

La zona de trabajo de la excavadora en la realización de la zanja, se tendrá en cuenta el perímetro de actuación de la misma estando prohibido el tránsito de personas.

4. EBSS

2.-Manejo manual de cargas

A. Descripción de los trabajos

Comprende el conjunto de operaciones realizadas por uno o varios trabajadores, que incluyen: levantamiento, colocación, empuje, tracción, transporte, etc. de materiales, herramientas u objetos que puedan suponer riesgos para los trabajadores.

B. Evaluación de riesgos

- 1.- Esfuerzo excesivo
- 2.- Posición incorrecta del/de los operarios
- 3.- Daños por golpes y cortes

C. Medidas preventivas a adoptar

1.- El manejo de materiales, herramientas u objetos se realizará de forma racional, debiendo impedirse esfuerzos superiores a la capacidad física de las personas. En ningún caso, las cargas a mano superarán los 50 Kg por persona, siendo obligatorio el uso de medios mecánicos para cargas superiores.

2.- Se tendrá especial cuidado en la coordinación de movimientos, al objeto de evitar sobreesfuerzos y atrapamientos. El levantamiento de cargas se realizará flexionando las rodillas y manteniendo la espalda recta, sin doblar la cintura. Se levantará la carga despacio, manteniendo la espalda recta, enderezando las piernas. Se debe agarrar la carga con firmeza y colocar las manos evitando el atrapamiento en la descarga.

3.- Se utilizarán guantes de trabajo para el manejo de cargas con aristas vivas. Se debe inspeccionar la carga, antes de cogerla, para descubrir si tuviesen astillas, nudos, bordes afilados, etc. Se deben limpiar los objetos grasientos, mojados o resbaladizos antes de manipularlos.

La carga se transportará de forma que no quede limitado el campo de visión mientras se realicen desplazamientos.

3.- Acopio, armado e izado de estructuras y paneles

A. Evaluación de riesgos

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia

4. EBSS

- 1.- Accidentes derivados del manejo de vehículos.
- 2.- Daños por máquinas de Obra Civil y auxiliares.
- 3.- Daños por maquinaria de izado.
- 4.- Daños por sobreesfuerzos y atrapamientos.
- 5.- Daños por caídas de objetos en curso de manipulación.
- 6.- Caída de personas a distinto nivel (caídas de altura) y caídas al mismo nivel.
- 7.- Daños por proyección de esquirlas durante el graneteado.
- 8.- Riesgo de quemaduras.
- 9.- Daños por derrumbes y desplomes en trabajos sobre cubiertas de edificios.
- 10.- Daños por descargas atmosféricas o por condiciones climatológicas adversas.

B. Medidas preventivas adoptar

Será obligatoria la coordinación de los distintos Contratistas y Suministradores, de manera que queden aseguradas las medidas de prevención descritas sobre todo el personal involucrado.

Como base primordial hay que realizar una inspección exhaustiva de todos los medios a emplear, desechando los que ofrezcan la menor duda de seguridad.

El personal que intervenga en estas actividades deberá haber efectuado un reconocimiento médico periódico.

Las medidas de prevención a adoptar sobre los riesgos descritos son:

- 1.- Los conductores de vehículos estarán en posesión del permiso de conducción correspondiente.
- 2.- Se establecerá en la obra una regulación del tráfico de maquinaria y camiones para evitar accidentes durante la carga y descarga. Se seguirá la instrucción relativa a utilización de Maquinaria de obra civil y auxiliares.
- 3.- Se seguirá la instrucción relativa a la utilización de herramienta y maquinaria de izado y arriostrado.
- 4.- Se seguirá la instrucción relativa al manejo manual de cargas.
- 5.- Para trabajos en el suelo, se utilizará el equipo de protección individual siguiente:
 - Casco de seguridad
 - Guantes de trabajo
 - Calzado de seguridad

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia

4. EBSS

El acopio de los materiales será estable, evitando derrames o vuelcos y siempre que sea posible sin que su altura supere los 1,50 mts.

Cuando la altura definida anteriormente deba ser superior, se adoptarán las medidas necesarias para evitar el vuelco del material, ataduras, calzos, análisis de la distribución y asentamiento del material, etc.

En los acopios se tendrá en cuenta la resistencia de la base en la que se asienten, en función del peso del material a acopiar.

Para el acopio de materiales voluminosos, capaces de rodar, (tubos, bobinas de cables, etc.), será obligatorio utilizar calzos.

Las zonas de paso estarán limpias de restos de materiales y de los mismos acopios, deberán ser evidentes y definidas, señalizándolas si fuera preciso.

6. - Será obligatorio la utilización de gafas de protección ocular durante la fase de graneteado.

7.- Se pondrán todas las medidas necesarias para evitar incendios y su propagación, especialmente cuando se utilicen máquinas de soldar y radiales. La forma será mediante pantallas de protección, cortafuegos, agua, etc.

8.- Durante los trabajos de izado, la estructura metálica deberá conectarse siempre a una toma de tierra provisional. En el caso de producirse tormentas próximas al emplazamiento donde se estén realizando los trabajos de izado, o cuando las condiciones climatológicas sean adversas, con fuertes vientos, el Responsable de los trabajos suspenderá los mismos.

4.- Riesgos por señalización de actividades laborales

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado de la interpretación de la información que reportan las señales provisionales que modifican las condiciones normales de la instalación (tarjetas de descargo, cintas delimitadoras, señalización, vallas, etc.).

4. EBSS

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Maquinaria automotriz y vehículos. Quemaduras. Electrocuciones. Explosiones. Incendios. Ruido. Vibraciones. Radiaciones ionizantes. Agentes químicos.

C. Medidas preventivas a adoptar

- Conocimiento de los colores básicos de las señales de seguridad.
- Conocimiento de las formas geométricas básicas de las señales de seguridad.
- Conocimiento de los pictogramas más usuales y su significado.
- Obedecer las indicaciones de las señales existentes en los lugares de trabajo.
- En caso de dudas consultar sobre el significado antes de actuar.
- Solicitar permiso para acceder a cualquier instalación señalizada con “Prohibido el paso”.
- No modificar ni tapar la señalización existente, comunicando cualquier deficiencia detectada.

Protecciones individuales a utilizar: No proceden. ***Protecciones***

colectivas a utilizar: Las propias de la actividad.

5.- Baja tensión. Trabajos sin tensión. Descargas.

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado de la ejecución de trabajos (operación, maniobras, supervisión, mantenimiento o reparación) en instalaciones de Baja Tensión sin tensión. Las maniobras, mediciones, ensayos y verificaciones, así como la preparación de trabajos a realizar en proximidad, de instalaciones de Baja Tensión en tensión, se realizarán por trabajadores autorizados, según criterios del R.D. 614/2001.

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia

4. EBSS

B. Evaluación de riesgos

Contactos eléctricos. Arco eléctrico y cortocircuito. Proyecciones. Incendios.

C. Medidas preventivas a adoptar

- El almacén para acopio de material eléctrico se ubicará en el lugar señalado para ello.

En el lugar de corte

- Apertura de los circuitos, a fin de aislar todas las fuentes de tensión que pueden alimentar la instalación en la que debe trabajarse. Esta apertura debe efectuarse en cada uno de los conductores comprendido el neutro, y en los conductores de alumbrado público si los hubiere, mediante elementos de corte omnipolar o, en su defecto abriendo primero las fases y en último lugar el neutro.
- Bloquear, si es posible, y en posición de apertura, los aparatos de corte. En cualquier caso, colocar en el mando de estos una señalización de prohibición de maniobrarlo.
- Verificación de la ausencia de tensión. La verificación se efectuará en cada uno de los conductores, así como en las masas metálicas próximas (palomillas, vientos, cajas...)

En el propio lugar de trabajo

- Verificación de la ausencia de tensión. Puesta a tierra y en cortocircuito.
- Proteger frente a los elementos próximos en tensión.
- Señalización y delimitación de la zona de trabajo.

6.- Baja tensión. Trabajos con tensión

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia

4. EBSS

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado de la ejecución de trabajos (operación, maniobras, supervisión, mantenimiento o reparación) en instalaciones de baja tensión con tensión. Los trabajos en tensión en baja tensión serán realizados por trabajadores cualificados. Solamente las reposiciones de fusibles podrán ser realizadas por trabajadores autorizados según criterios del R.D. 614/2001- Sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

B. Evaluación de riesgos

Contactos eléctricos. Arco eléctrico y cortocircuito. Proyecciones. Incendios.

C. Medidas preventivas a adoptar

Antes de los trabajos

- Inspección visual de la zona.
- Identificar el circuito objeto del trabajo.
- Emplear un método de trabajo previamente estudiado.
- Los trabajadores no llevaran objetos conductores tales como pulseras, relojes, cadenas o cierres de cremalleras metálicos que puedan contactar accidentalmente en tensión.
- Verificar protecciones personales y colectivas.
- Colocar protecciones y aislar, en la medida de lo posible, las partes activas y elementos metálicos en la zona de trabajo mediante protectores adecuados (fundas, capuchones, películas plásticas aislantes).

4. EBSS

- Establecer zona de trabajo, delimitando y aislando el punto de trabajo. La zona de trabajo deberá señalizarse y/o delimitarse adecuadamente siempre que exista la posibilidad de que otros trabajadores o personas ajenas penetren en dicha zona y accedan a elementos en tensión.
- En lugares de difícil comunicación por su orografía, confinamiento u otras circunstancias, deberán realizarse estando presentes al menos, dos trabajadores con formación en primeros auxilios.

Durante el trabajo

- Uso de protecciones aislantes (banquetas, alfombras, plataformas de trabajo) y herramientas manuales aisladas para trabajos en tensión hasta 1000 V en corriente alterna y 1500 V en corriente continua.
- Evitar dos conductores descubiertos simultáneamente (sólo el de los trabajos)
- Realizar el trabajo sobre una alfombra o banqueta aislantes que, asimismo, aseguren un apoyo seguro y estable

Después de los trabajos

- Retirar el equipo y las protecciones (en orden inverso a su colocación).
- Retirar señalizaciones y delimitaciones.

7.- Reposición de la tensión después del trabajo

A. Descripción de los trabajos

Después de la ejecución del trabajo y antes de dar tensión a la instalación, deben de efectuarse las operaciones siguientes:

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia

4. EBSS

En el lugar de trabajo

- Recogida de la zona de trabajo herramientas y equipos utilizados
- Si el trabajo ha necesitado la participación de varios trabajadores, el responsable del mismo los reunirá y notificará que se va a proceder a dar tensión.
- Retirada si las hubiera de protecciones adicionales y de la señalización que indica la zona de trabajo.
- Retirar las puestas a tierra y de cortocircuito si las hubiera. En el

lugar de corte

- Retirar el enclavamiento o bloqueo y/o señalización de los dispositivos de corte.
- Cerrar circuitos para reponer la tensión.

B. Evaluación de riesgos

Lugares conductores. Lugares con elevado riesgo de incendio o explosión. Tormentas próximas. Trabajos en altura. Trabajos próximos a instalaciones de alta tensión.

C. Medidas preventivas a adoptar

- Extremar precauciones de aislamiento.
- Cumplir procedimientos de ejecución.
- No realizar trabajos en tensión.
- Interrupción de trabajos si así se considera por el jefe de trabajos.

4. EBSS

- Uso de arnés anticaídas asociado a dispositivo anticaídas.
- Uso del casco con barboquejo.
- Antes de iniciar el trabajo en proximidad de elementos en tensión, un trabajador autorizado, en caso de trabajos de baja tensión, o un trabajador cualificado, en trabajos de alta tensión, determinará la viabilidad del trabajo.

4. EBSS

- Mantener distancias de seguridad para trabajos en proximidad instalaciones eléctricas.
- Si el trabajo es viable, y a pesar de las medidas de protección adoptadas (apantallamientos, barreras envolventes aislantes...), siguen existiendo elementos en tensión accesibles, se delimitará eficazmente con material adecuado la zona de trabajo respecto de estas zonas de peligro y se informará a los trabajadores implicados de la situación de los elementos en tensión, los límites de la zona de trabajo. Adicionalmente, en estas circunstancias los trabajos serán realizados por trabajadores autorizados, o bajo la vigilancia de uno de ellos.
- La vigilancia no será exigible cuando los trabajos se realicen fuera de la zona de proximidad o en una instalación de baja tensión.
- Si no es posible el requerimiento anterior, se deberá pedir el descargo.

Protecciones individuales a utilizar:

- Casco con barboquejo. Pantalla con banda inactiva de protección facial contra quemaduras y proyección de partículas incandescentes producidas por Arco eléctrico.
- Guantes aislantes para trabajos en Baja Tensión. Botas aislantes de la electricidad (conexiones). Guantes de protección contra riesgos mecánicos. Ropa de trabajo normalizada.
- Arnés anticaídas asociado a sistema anticaídas y cinturón de posicionamiento (Trabajos en altura).

Protecciones colectivas a utilizar:

- Protectores aislantes (alfombrilla o banqueta, capuchones, perfiles y telas aislantes B.T.) Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales,...).

4. EBSS

o Discriminador de baja tensión. Herramientas con mangos y asideros aislados.

Protecciones individuales a utilizar:

- o Casco aislante con barboquejo. Pantalla con banda inactiva de protección facial contra quemaduras y proyección de partículas incandescentes producidas por arco eléctrico. Guantes aislantes para trabajos en Baja Tensión y manguitos aislantes. Botas aislantes de electricidad (conexiones).
- o Guantes de protección contra riesgos mecánicos. Ropa de trabajo normalizada. Arnés anticaídas asociado a dispositivo anticaídas y cinturón de posicionamiento (Trabajos en altura)

Protecciones colectivas a utilizar:

- o Protectores aislantes (alfombrilla o banqueta, capuchones, perfiles y telas aislantes B.T.) Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, cadena, señales, barreras,...) Discriminador de baja tensión. Herramientas manuales aisladas.

4. EBSS

8.- Instalaciones. Baja tensión.

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado de las actividades en el entorno de instalaciones de Baja Tensión cuando las personas se encuentran en su proximidad, por motivos relacionados con su actividad laboral. Los trabajos cuya actividad no eléctrica se desarrolle en proximidad de instalaciones eléctricas de Baja Tensión con partes accesibles en tensión, se llevarán a cabo por personal autorizado según criterios del R.D. 614 /2001 o por cualquier trabajador, pero bajo la supervisión permanente de estos trabajadores autorizados.

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas al mismo nivel. Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Desprendimientos, desplomes y derrumbes. Choques y golpes. Proyecciones. Contactos eléctricos. Arco eléctrico. Explosiones. Incendios. Agresión de animales. Ventilación. Iluminación.

C. Medidas preventivas a adoptar

En proximidad de líneas aéreas:

- No entrar en contacto con las instalaciones.
- Delimitación y señalización de la zona de trabajo.
- Mantener las distancias de seguridad para trabajos en proximidad a instalaciones eléctricas.
- Estimación de distancia por exceso.

En proximidad de líneas subterráneas:

4. EBSS

- Solicitar descargo de la línea en trabajos con herramientas y útiles manuales o en operaciones con útiles mecánicos.
- Medidas preventivas a adoptar por el Jefe de Trabajos: Conocimiento de las instalaciones mediante planos, notificación de la proximidad de conductores en tensión, señalización de los cables.

En proximidad de partes en tensión:

- Aislar con pantallas las partes conductoras desnudas bajo tensión.
- Mantener distancias de seguridad para trabajos en proximidad a instalaciones eléctricas.
- Utilizar herramientas eléctricas aisladas.
- Transportar por dos personas los elementos alargados.

Cumplimiento de las disposiciones legales existentes:

- Protección frente a sobreintensidades y sobretensiones: fusibles e interruptores de corte.
- Puestas a tierra en buen estado: comprobar anualmente o cuando por su estado de conservación sea recomendable. Inspeccionar electrodos y conductores de enlace.
- Prevención de caída de conductores por climatología adversa o por estado deficiente.
- Mantenimiento de distancias en cruzamientos y paralelismos: con líneas de alta tensión, carreteras, fachadas, etc.
- Notificación de anomalías en las instalaciones siempre que se detecten

Protecciones individuales a utilizar:

4. EBSS

- Las específicas de la actividad laboral desarrollada.

Protecciones colectivas a utilizar:

- Protección frente a contactos eléctricos (aislamientos, puestas a tierra, dispositivos de corte por intensidad o tensión de defecto), protección contra sobreintensidades (fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (descargadores a tierra), señalización y delimitación.

9.- Cuadros eléctricos

A. Evaluación de riesgos.

Son de prever los siguientes riesgos en las actividades a realizar mediante los Cuadros eléctricos.

- 1.- Contactos eléctricos directos e indirectos con corriente eléctrica.

B. Medidas para prevenir los riesgos.

- 1.- La toma de corriente eléctrica para uso de herramientas portátiles, (taladros, cortadoras manuales, etc.) y en general todas las máquinas eléctricas, se conectarán exclusivamente a tomas alojadas en cuadros eléctricos con protección IP-65.

Estos cuadros dispondrán obligatoriamente de la preceptiva toma de tierra, diferenciales de 30 ó 300 m.a. para el circuito de fuerza, en función del tipo de máquina a conectar y en el caso de utilizar únicamente herramientas eléctricas portátiles, este diferencial será de 30 mA., (alta sensibilidad) para el circuito de luz.

Los cuadros estarán provistos de bases de conexión suficientes, al objeto de evitar conexiones improvisadas e incorrectas, disponiendo las mismas de las correspondientes protecciones magnetotérmicas.

4. EBSS

10.-Equipos y útiles de trabajo. Herramientas manuales.A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado del uso y la ejecución de trabajos con herramientas manuales (destornilladores, alicates, cortacables, sierras, martillos...).

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas a distinto nivel. Caída de personas al mismo nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Atrapamientos. Cortes. Proyecciones. Contactos eléctricos. Arco eléctrico. Sobreesfuerzos. Incendios.

C. Medidas preventivas a adoptar

- Elegir y usar la herramienta adecuada de trabajo.
- Verificar su buen estado.
- Utilizar la herramienta de forma segura.
- Mantenerlas adecuadamente y sustituir las deterioradas.
- Almacenamiento y transporte correcto.
- Mantener orden y limpieza en el tajo.
- Uso de herramientas con aislamiento y transporte correcto y normalizado.
- Respetar las distancias de seguridad para trabajos en proximidad a instalaciones eléctricas (desde el punto más desfavorable alcanzado por la herramienta hasta la instalación eléctrica).
- Emplear herramientas que no produzcan chispas.
- Uso de herramientas con aislamiento y transporte correcto y normalizado.

4. EBSS

Protecciones individuales a utilizar:

- Pantallas o gafas de protección. Casco de seguridad. Botas de seguridad. Guantes riesgo mecánico. Guantes aislantes B.T. Cinturón y cuerda de posicionamiento y cuerda de sujeción de la herramienta a la muñeca.

Protecciones colectivas a utilizar:

- Materiales de señalización y delimitación. Bolsa portaherramientas.

11.- Equipos y útiles de trabajo.Máquinas herramientas portátiles

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado de la ejecución, operación o supervisión de trabajos y manipulación de máquinas herramientas portátiles (taladros, motosierras, rebarbadoras etc.)

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas al mismo nivel. Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Atrapamientos. Cortes. Proyecciones. Contactos eléctricos. Arco eléctrico. Sobreesfuerzos. Incendios. Ruido. Vibraciones.

C. Medidas preventivas a adoptar

Antes de su utilización:

- Verificar el estado de los enchufes, cables, prolongadores o interruptores.
- Comprobar el estado general de la máquina a utilizar.
- Conectar las herramientas a cuadro de protección.
- En trabajos en recintos conductores situar los transformadores de conexión fuera

4. EBSS

del recinto.

- No conexionar los equipos directamente con los hilos conductores.
- No usar herramientas eléctricas con pies mojados y sin aislar de tierra.
- Revisar el estado de la máquina y elementos de conexión al menos cada seis meses.
- Solo deberán ser utilizados por personal con la adecuada formación.
- Comprobar el buen estado y adecuación de máquina y accesorios.
- Inspeccionar el lugar de trabajo.
- No situar las manos cerca de los útiles en movimiento ni usar ropas sueltas, cadenas, etc.
- Prevenir el riesgo de proyecciones y desprendimientos.
- No intentar parar las máquinas con las manos.
- Limpiezas, reparaciones, etc., con útiles adecuados y con máquina parada y desconectada.
- Desconexión de la máquina en paradas momentáneas o por fin de actividad.

12.- Manipulación y transporte. Aparatos auxiliares y accesorios.

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado de la ejecución o supervisión de trabajos con equipos auxiliares de tracción, compresión... Así como con sus accesorios de sujeción y/o manipulación (trácteles, polín, eslingas, grilletes, cadenas, ganchos, gatos....).

4. EBSS

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas al mismo nivel. Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Cortes. Atrapamientos. Sobreesfuerzos. Iluminación.

C. Medidas preventivas a adoptar

- Antes de utilizar cualquier aparato auxiliar o accesorios se debe comprobar el buen estado de todos sus elementos, inspeccionando diariamente y según instrucciones del fabricante.

- No superar nunca la carga máxima admisible de los accesorios a utilizar.

- Manipular los accesorios de forma correcta para garantizar su buen estado.

Evitar la presencia de personas bajo las cargas suspendidas y el paso de la carga por encima de puestos de trabajo no protegidos.

- Los accesorios de elevación se deben almacenar de forma que no se deterioren.

- Los ramales que sostienen las cargas deben formar un ángulo menor de 90° y no superponerse en su unión con el gancho.

- No operar sobre engranajes, poleas, etc., cuando se encuentren en movimiento.

- Realizar los esfuerzos con las extremidades y no con la columna.

- Mantener la iluminación adecuada

13.- Manipulación y transporte. Movimiento manual de carga.

A. Descripción del trabajo

Es el riesgo derivado del movimiento manual de cargas. Abarca el conjunto de operaciones realizadas por uno o varios trabajadores que, incluyen: levantamiento,

4. EBSS

colocación, empuje, tracción, transporte... de materiales, herramientas u objetos que puedan suponer riesgo para los trabajadores.

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas al mismo nivel. Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Cortes. Atrapamiento. Sobreesfuerzos. Agresión de animales. Ventilación. Iluminación. Carga física.

C. Medidas preventivas a adoptar

- Valorar la aptitud física.
- Inspección de la carga y características.
- Levantar peso haciendo el esfuerzo con las piernas y manteniendo la espalda recta.
- No girar exclusivamente el tronco, sino todo el cuerpo sobre los pies.
- No se debería superar la carga a mano de mas de 25 Kg (“las cargas superiores a 25 Kg. muy probablemente constituyan un riesgo en si mismas aunque no existan otras condiciones ergonómicas desfavorables” Guia Técnica de cargas I.N.S.H.T). Siendo recomendable el uso de medios mecánicos para cagas superiores.
- Inspección de la zona de trabajo eliminado, inconvenientes (desniveles, suelos resbaladizos, espacios insuficientes, etc.)
- Valorar las dificultades de visibilidad.
- Valorar las dificultades de posiciones inestables.
- Inspección de carga y superficie de agarre.
- Señalizar y delimitar la zona.
- La carga se desplazará de forma que no quede limitado el campo de visión

4. EBSS

mientras se realicen los desplazamientos.

14.- Estructuras

A. Descripción de los trabajos

Se trata de una estructura prefabricada *Conergy*, de aluminio y acero inoxidable, lo que garantiza su máxima durabilidad. Todos los componentes han sido fabricados y premontados a medida para adaptarse perfectamente a cualquier tipo de instalación.

Sin entrar a analizar cada fase de la realización de los distintos elementos de una forma muy profunda, lo que se considera conveniente es observar una serie de medidas importantes que, de cara a la seguridad, deberán tenerse en cuenta.

- El transporte y manejo de las armaduras se realizará de manera cuidadosa. Se tendrá especial precaución con el estado de la maquinaria. Es muy importante que la recepción de las armaduras, no se efectúe en las zonas próximas a su perímetro, para evitar que un posible golpe de las mismas a un operario pudiera causar su caída al vacío.
- En cuanto a las medidas que hay que tener en cuenta en las fases de vertido y proyectado, sólo hay que señalar que se delimitarán los tajos y que los operarios irán provistos de las prendas necesarias para la realización de los mismos.

B. Evaluación de riesgos

- Cortes en las manos.
- Caídas de objetos a distinto nivel (martillos, terrazas, madera, árido, etc.).
- Golpes en manos, pies y cabeza.
- Electrocuciones por contacto indirecto.
- Caída al mismo nivel, por falta de orden y limpieza en el trabajo

C. Medidas preventivas a adoptar

- Las herramientas de mano se llevarán enganchadas con mosquetón para evitar caída a otro nivel.
- Se habilitarán espacios determinados para el acopio de materiales.
- Se compactará la superficie del solar que deba recibir los transportes de alto tonelaje.

4. EBSS

- Se prohíbe la permanencia de operarios bajo el radio de acción de cargas suspendidas o tajos de soldadura.

D. Epi's

- Uso obligatorio del casco homologado.
- Calzado con suelo reforzado anticlavo.
- Arnés de seguridad.

E. Protecciones colectivas

- Estará prohibido el uso de cuerdas con banderolas de señalización, a manera de protección, aunque se puedan emplear para delimitar zonas de trabajo.

15.- Acabados e Instalaciones

A. Descripción de los trabajos

Conforme a lo mencionado en la Memoria Informativa, la obra comprende los trabajos de solados y alicatados, interviniendo como oficio el soldador.

En cuanto a instalaciones, se complementan los trabajos de fontanería y electricidad.

B. Evaluación de riesgos

En acabados y oficios: Alicatados y solados.

- Caída de materiales.
- Golpes y aplastamiento en los dedos.
- Salpicadura de partículas a los ojos.

En instalaciones: Instalaciones de electricidad.

- Caída de personal al mismo nivel por uso indebido de las escaleras.
- Electrocutaciones.
- Cortes en extremidades superiores.
- Caída de objetos.

C. Medidas preventivas a adoptar

En acabados y oficios: Alicatados y solados.

- La anchura mínima de la plataforma de trabajo libre de material que no sea el estrictamente necesario.

4. EBSS

En instalaciones: Instalaciones de electricidad.

- Las conexiones se realizarán siempre sin tensión.
- Las pruebas que se tengan que realizar con tensión, se harán después de comprobar el acabado de la instalación.
- La herramienta manual se revisará con periodicidad para evitar cortes y golpes.

D. Epi's y protecciones colectivas

En acabados y oficios: Alicatados y solados.

Protecciones personales:

- Mono de trabajo.
- Casco de seguridad homologado para todo el personal.
- Manoplas de cuero.
- Gafas de seguridad.
- Gafas protectoras.
- Mascarillas antipolvo.
- Protecciones colectivas
- Coordinación con el resto de los oficios que intervienen en la obra.

En instalaciones: Instalaciones de electricidad.

Protecciones personales:

- Mono de trabajo.
- Cascos aislantes y de seguridad homologada.
- Calzado antideslizante.

Protecciones colectivas:

- La zona de trabajo estará siempre limpia, ordenada e iluminada adecuadamente.
- Se señalizarán convenientemente las zonas donde se esté trabajando.

4. EBSS

3. OBLIGACIONES DEL PROMOTOR

Antes del inicio de los trabajos, designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, cuando en la ejecución de la misma intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores y autónomos.

La designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud no eximirá al promotor de sus responsabilidades.

El promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente antes del comienzo de las obras, redactándose con arreglo a lo dispuesto en el Anexo III del citado Real Decreto, debiendo exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuera necesario.

4. COORDINADORES EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD

El promotor, antes del inicio de los trabajos, designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, cuando en la ejecución de la misma intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

La designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud durante la elaboración del proyecto de obra y durante la ejecución de la obra, podrá recaer en la misma persona.

La designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud no eximirá al promotor de sus responsabilidades

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra (dirección facultativa cuando no fuera necesaria la designación de coordinador) deberá desarrollar las siguientes funciones.

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultáneamente o sucesivamente.
- Estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y, en su caso, los subcontratistas y trabajadores autónomos, apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen

4. EBSS

en el Art. 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra y, en particular, en las tareas o actividades a que se refiere el Art. 10 del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, del 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

- Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Art. 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La Dirección Facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

5. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

En aplicación del estudio de seguridad y salud, el Contratista, antes del inicio de la obra, elaborará un plan de seguridad y salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en dicho estudio y en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en el estudio.

El plan de seguridad y salud deberá ser aprobado, antes del inicio de la obra, por el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra. Este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la obra, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero siempre con la aprobación expresa del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra (dirección facultativa cuando no fuera necesaria la designación de coordinador).

Quienes intervienen en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar, por escrito y de forma razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas, por lo que el plan de seguridad y salud estará en la obra a disposición permanente de los mismos, así como de la Dirección Facultativa.

6. OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS.

4. EBSS

El contratista y subcontratistas están obligados a aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el Art. 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades siguientes:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamientos o circulación.
- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materiales o sustancias peligrosas.
- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación, en función de la evolución de la obra, del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.
- Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el plan de seguridad y salud.
- Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta, en su caso, las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud, durante la ejecución de las obras.
- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la Dirección Facultativa.

Los contratistas y subcontratistas serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el plan de seguridad y salud en lo relativo a las obligaciones que le corresponden a ellos directamente o, en su caso, a los trabajadores autónomos por ellos contratados.

4. EBSS

Además los contratistas y subcontratistas responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el plan. Las responsabilidades de los coordinadores, de la dirección facultativa y del promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y subcontratistas.

7. OBLIGACIONES DE TRABAJADORES AUTÓNOMOS

Los trabajadores autónomos están obligados a aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el Art. 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades siguientes:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materiales o sustancias peligrosas.
- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación, en función de la evolución de la obra, del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.
- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IX del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras.
- Ajustar su actuación en la obra conforme a los deberes de coordinación de actividades empresariales establecidas en el Art. 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de actuación coordinada que se hubiera establecido.
- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

4. EBSS

- Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1997, de 30 de Mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la Dirección Facultativa.

8. LIBRO DE INCIDENCIAS

En cada centro de trabajo existirá con fines de control y seguimiento del plan de seguridad y salud un libro de incidencias que constará de hojas por duplicado, habilitado al efecto, y que será facilitado por el Colegio Profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el plan de seguridad y salud.

El libro de incidencias, que deberá mantenerse siempre en la obra, estará en poder del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, cuando no fuera necesaria la designación de coordinador, en poder de la Dirección Facultativa.

Al libro tendrá acceso la dirección facultativa de la obra, los contratistas y subcontratistas y los trabajadores autónomos, así como las personas y órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la obra, los representantes de los trabajadores y los técnicos de los órganos especializados en materia de seguridad y salud en el trabajo de las Administraciones públicas competentes, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo, relacionadas con los fines de control y seguimiento del plan de seguridad y salud.

Efectuada una anotación en el libro de incidencias, el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, cuando no fuera necesaria la designación de coordinador, la dirección facultativa, estarán obligados a remitir en el plazo de veinticuatro horas, una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente deberán notificar las anotaciones en el libro al contratista afectado y a los representantes de los trabajadores de éste.

9. PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS

Cuando el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o cualquier otra persona integrada en la dirección facultativa observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista de ello, dejando constancia de tal incumplimiento en el libro de incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y

4. EBSS

salud de los trabajadores, disponer la paralización de trabajos, o en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social correspondientes, a los contratistas y, en su caso, a los subcontratistas afectados por la paralización, así como a los representantes de los trabajadores de éstos.

10.DERECHOS DE LOS TRABAJADORES

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y su salud en la obra.

Una copia del plan de seguridad y salud de sus posible modificaciones, a los efectos de su conocimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

11.VIGILANCIA DE LA SALUD Y PRIMEROS AUXILIOS

Indica la Ley de Prevención de Riesgos Laborales (ley 31/1995 de 8 de Noviembre), en su art. 22 que el Empresario deberá garantizar a los trabajadores a su servicio la vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos inherentes a su trabajo. Esta vigilancia solo podrá llevarse a efecto con el consentimiento del trabajador exceptuándose, previo informe de los representantes de los trabajadores, los supuestos en los que la realización de los reconocimientos sea imprescindible para evaluar los efectos de las condiciones de trabajo sobre la salud de los trabajadores o para verificar si el estado de la salud de un trabajador puede constituir un peligro para sí mismo, para los demás trabajadores o para otras personas relacionadas con la empresa o cuando esté establecido en una disposición legal en relación con la protección de riesgos específicos y actividades de especial peligrosidad.

En todo caso se optará por aquellas pruebas y reconocimientos que produzcan las mínimas molestias al trabajador y que sean proporcionadas al riesgo.

Las medidas de vigilancia de la salud de los trabajadores se llevarán a cabo respetando siempre el derecho a la intimidad y a la dignidad de la persona del trabajador y la confidencialidad de toda la información relacionada con su estado de salud. Los resultados de tales reconocimientos serán puestos en conocimiento de los trabajadores afectados y nunca podrán ser utilizados con fines discriminatorios ni en perjuicio del trabajador.

4. EBSS

El acceso a la información médica de carácter personal se limitará al personal médico y a las autoridades sanitarias que lleven a cabo la vigilancia de la salud de los trabajadores, sin que pueda facilitarse al empresario o a otras personas sin conocimiento expreso del trabajador.

No obstante lo anterior, el empresario y las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención serán informados de las conclusiones que se deriven de los reconocimientos efectuados en relación con la aptitud del trabajador para el desempeño del puesto de trabajo o con la necesidad de introducir o mejorar las medidas de prevención y protección, a fin de que puedan desarrollar correctamente sus funciones en materias preventivas.

En los supuestos en que la naturaleza de los riesgos inherentes al trabajo lo haga necesario, el derecho de los trabajadores a la vigilancia periódica de su estado de salud deberá ser prolongado más allá de la finalización de la relación laboral, en los términos que legalmente se determinen.

Las medidas de vigilancia y control de la salud de los trabajadores se llevarán a cabo por personal sanitario con competencia técnica, formación y capacidad acreditada.

El R.D. 39/97 de 17 de Enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, establece en su art. 37.3 que los servicios que desarrollen funciones de vigilancia y control de la salud de los trabajadores deberán contar con un médico especialista en Medicina del Trabajo o Medicina de Empresa y un ATS/DUE de empresa, sin perjuicio de la participación de otros profesionales sanitarios con competencia técnica, formación y capacidad acreditada.

La actividad a desarrollar deberá abarcar :

- Evaluación inicial de la salud de los trabajadores después de la incorporación al trabajo o después de la asignación de tareas específicas con nuevos riesgos para la salud.
- Evaluación de la salud de los trabajadores que reanuden el trabajo tras una ausencia prolongada por motivos de salud, con la finalidad de descubrir sus eventuales orígenes profesionales y recomendar una acción apropiada para proteger a los trabajadores. Y, finalmente, una vigilancia de la salud a intervalos periódicos.
- La vigilancia de la salud estará sometida a protocolos específicos u otros medios existentes con respecto a los factores de riesgo a los que esté sometido el trabajador. La periodicidad y contenido de los mismos se establecerá por la Administración oídas las sociedades científicas correspondientes.
- En cualquier caso incluirán historia clínico-laboral, descripción detallada del puesto de trabajo, tiempo de permanencia en el mismo y riesgos detectados y medidas preventivas adoptadas. Deberá contener, igualmente, descripción de los anteriores puestos de trabajo, riesgos presentes en los mismos y tiempo de permanencia en cada uno de ellos.

4. EBSS

El personal sanitario del servicio de prevención deberá conocer las enfermedades que se produzcan entre los trabajadores y las ausencias al trabajo por motivos de salud para poder identificar cualquier posible relación entre la causa y los riesgos para la salud que puedan presentarse en los lugares de trabajo.

Este personal prestará los primeros auxilios y la atención de urgencia a los trabajadores víctimas de accidentes o alteraciones en el lugar de trabajo.

El art. 14 del Anexo IV A del R.D. 1627/97 de 24 de Octubre de 1.997 por el que se establecen las condiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, indica las características que debe reunir el lugar adecuado para la práctica de los primeros auxilios que habrán de instalarse en aquellas obras en las que por su tamaño o tipo de actividad así lo requieran.

En el centro de trabajo habrá como un botiquín portátil, que constará como mínimo de:

• 1 botella de alcohol (500 cc)
• 1 botella de agua oxigenada (500 cc)
• 1 frasco de antiséptico (Cristalmina, Betadine)
• 10 sobres de gasas estériles (5 unidades por sobre)
• 1 caja de esparadrapo
• 1 caja de tiritas (30 unidades)
• 6 vendas grandes (Orilladas)
• 6 vendas pequeñas (Orilladas)
• 2 vendas elásticas grandes
• 1 caja de Paracetamol 500 mg
• 1 fármaco espasmolítico
• 1 tubo de crema antiinflamatorio
• 1 tubo de crema para las quemaduras
• 1 tijera

El botiquín se revisará semanalmente y se repondrá inmediatamente lo consumido

11.1. PLAN DE EMERGENCIA

En el caso de producirse una situación de emergencia y teniendo en cuenta el tamaño y la actividad de la empresa, se analizan las posibles situaciones de emergencia para así adoptar las medidas necesarias en cuanto a:

Lucha contra incendios.

4. EBSS

- Se dispondrá de un extintor en cada vehículo. Serán adecuados en agente extintor y tamaño, al tipo de incendio previsible, y se revisarán cada 6 meses como máximo.

Evacuación de los trabajadores.

- El ENCARGADO DE LA OBRA /VIGILANTE DE SEGURIDAD facilitará en cada momento a los trabajadores una relación con Servicios próximos a su lugar de trabajo. En esta relación figurarán al menos los siguientes apartados:
 - o Nombre, teléfono y dirección de centros asistenciales próximos.
 - o Teléfono de paradas de taxis próximas.
 - o Teléfono de cuerpo de bomberos próximo.
 - o Teléfono de ambulancias próximas.

Cuando ocurra algún accidente que precise asistencia facultativa, aunque sea leve, y la asistencia médica se reduzca a una primera cura, el Jefe de obra de la contrata principal realizará una investigación del mismo y además de los trámites oficialmente establecidos, pasará un informe a la DIRECCIÓN FACULTATIVA de la obra, en el que se especificará:

- Nombre del accidentado.
- Hora, día y lugar del accidente.
- Descripción del mismo.
- Causas del accidente.
- Medidas preventivas para evitar su repetición.
- Fechas topes de realización de las medidas preventivas.

Este informe se pasará a la Dirección facultativa, como muy tarde, dentro del siguiente día del accidente. La Dirección facultativa de la obra podrá aprobar el informe o exigir la adopción de medidas complementarias no indicadas en el informe.

Para cualquier modificación del Plan de Seguridad y Salud que fuera preciso realizar, será preciso recabar previamente la aprobación de la Dirección facultativa.

El responsable en obra de la contrata deberá dar una relación nominal de los operarios que han de trabajar en las obras, con objeto de que el servicio de portería y/o vigilancias extienda los oportunos permisos de entrada, que serán recogidos al finalizar la obra; para mantener actualizadas las listas del personal de la contrata, las altas y bajas deben comunicarse inmediatamente de producirse.

El Jefe de obra suministrará las normas específicas de trabajo a cada operario de los distintos gremios, asegurándose de su comprensión y entendimiento.

Todo personal de nuevo ingreso en la contrata (aunque sea eventual) debe pasar el reconocimiento médico obligatorio antes de iniciar su trabajo; todo el personal se

4. EBSS

someterá a los reconocimientos médicos periódicos, según la Orden del 12-1-63 B.O.E. del 13-3-63 y Orden del 15-12-65 B.O.E. del 17-1-66.

12.DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD QUE DEBEN APLICARSE EN LA OBRA

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

12.1. NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD APLICABLES EN LA OBRA

Ley 31/1995 de 8 de Noviembre de Prevención de Riesgos Laborales

LEY 54/2003, DE 12 DE DICIEMBRE, DE REFORMA DEL MARCO NORMATIVO DE LA PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES

ESTATUTO DE LOS TRABAJADORES, LEY 8/1980 DE 1 DE MARZO

REAL DECRETO 485/1997 DE 14 DE ABRIL, POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS DISPOSICIONES MÍNIMAS EN MATERIA DE SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

REAL DECRETO 487/1997 DE 14 DE ABRIL, POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD RELATIVAS A LA MANIPULACIÓN MANUAL DE CARGAS QUE ENTRAÑEN RIESGOS, EN PARTICULAR DORSO LUMBARES, PARA LOS TRABAJADORES

REAL DECRETO 374/2001 DE 6 DE ABRIL, SOBRE LA PROTECCIÓN DE LA SALUD Y SEGURIDAD DE LOS TRABAJADORES CONTRA LOS RIESGOS RELACIONADOS CON LOS AGENTES QUÍMICOS DURANTE EL TRABAJO

REAL DECRETO 773/1997 DE 30 DE MAYO, SOBRE DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD RELATIVAS A LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL

4. EBSS

REAL DECRETO 614/2001 DE 8 DE JUNIO, SOBRE DISPOSICIONES MÍNIMAS PARA LA PROTECCIÓN DE LA SALUD Y LA SEGURIDAD DE LOS TRABAJADORES FRENTE AL RIESGO ELÉCTRICO.

REAL DECRETO 1215/1997 DE 18 DE JULIO, POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD PARA LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE LOS EQUIPOS DE TRABAJO

REAL DECRETO 1627/97 DE 24 DE OCTUBRE, POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS DE LA CONSTRUCCIÓN Y SUS MODIFICACIONES POSTERIORES

REAL DECRETO 1435/1992, DE 27 DE NOVIEMBRE, POR EL QUE SE DICTAN LAS DISPOSICIONES DE APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA DEL CONSEJO 89/392/CEE, RELATIVA A LA APROXIMACIÓN DE LAS LEGISLACIONES DE LOS ESTADOS MIEMBROS SOBRE MÁQUINAS. (INCLUYE LA MODIFICACIÓN POSTERIOR REALIZADA POR EL R.D. 56/1995) Y SUS MODIFICACIONES POSTERIORES

REAL DECRETO 1316/1989 DE 27 DE OCTUBRE, SOBRE PROTECCIÓN DE LOS TRABAJADORES FRENTE A LOS RIESGOS DERIVADOS POR LA EXPOSICIÓN AL RUIDO DURANTE EL TRABAJO Y SUS MODIFICACIONES POSTERIORES

LEY DE LA EDIFICACIÓN 38/1999, DISPOSICIÓN ADICIONAL CUARTA.

ORDEN DE 28 DE AGOSTO DE 1970, POR LA QUE SE APRUEBA LA ORDENANZA DE TRABAJO DE LA CONSTRUCCIÓN, VIDRIO Y CERÁMICA, CAPÍTULO XVI

ORDEN DEL 31 DE OCTUBRE DE 1984, QUE APRUEBA EL REGLAMENTO SOBRE TRABAJOS CON RIESGO DE AMIANTO Y SUS MODIFICACIONES POSTERIORES

ORDEN DE 20 DE SEPTIEMBRE DE 1986, SOBRE EL MODELO DE LIBRO DE INCIDENCIAS CORRESPONDIENTE A LAS OBRAS EN LAS QUE SEA OBLIGATORIO UN ESTUDIO DE SEGURIDAD E HIGIENE EN EL TRABAJO

REAL DECRETO 171/2004, DE 30 DE ENERO, POR EL QUE SE DESARROLLA EL ARTÍCULO 24 DE LA LEY 31/1995, DE 8 DE NOVIEMBRE, DE PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES, EN

4. EBSS

MATERIA DE COORDINACIÓN DE ACTIVIDADES EMPRESARIALES

REAL DECRETO 2177/2004, DE 12 DE NOVIEMBRE, POR EL QUE SE MODIFICA EL REAL DECRETO 1215/1997, DE 18 DE JULIO, POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD PARA LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE LOS EQUIPOS DE TRABAJO, EN MATERIA DE TRABAJOS TEMPORALES EN ALTURA

NORMATIVAS

NORMA BÁSICA DE LA EDIFICACIÓN:

- Norma NTE ISA/1973 Alcantarillado
 - ISB/1973 Basuras
 - ISH/1974 Humos y gases
 - ISS/1974 Saneamiento
- Norma UNE 81 707 85 Escaleras portátiles de aluminio simples y de extensión.
- Norma UNE 81 002 85 Protectores auditivos. Tipos y definiciones.
- Norma UNE 81 101 85 Equipos de protección de la visión. Terminología. Clasificación y uso.
- Norma UNE 81 200 77 Equipos de protección personal de las vías respiratorias. Definición y clasificación.
- Norma UNE 81 208 77 Filtros mecánicos. Clasificación. Características y requisitos.
- Norma UNE 81 250 80 Guantes de protección. Definiciones y clasificación.
- Norma UNE 81 304 83 Calzado de seguridad. Ensayos de resistencia a la perforación de la suela.
- Norma UNE 81 353 80 Cinturones de seguridad. Clase A: Cinturón de sujeción. Características y ensayos.
- Norma UNE 81 650 80 Redes de seguridad. Características y ensayos.

13.CONCLUSIÓN

Con lo expuesto en la presente Memoria, planos y demás documentación adjunta, se consideran suficientemente definidas las normas y elementos de seguridad a emplear en la obra que nos ocupa, sin perjuicio de todas aquellas medidas que, como consecuencia de situaciones imprevistas, pueda tomar la Dirección Facultativa, el constructor o los propios trabajadores, guiados siempre por su experiencia y sentido común, no olvidando nunca la imperiosa necesidad de garantizar la integridad física de todo el personal.

4. EBSS

5. Presupuesto

El precio de la instalación fotovoltaica depende fuertemente, y como es natural, del tamaño de la misma, ya que lo más costoso con diferencia son los paneles solares (como se puede observar de las tablas a continuación). A pesar de ello existen unos costes fijos que son independientes del tamaño o tipo de instalación como son la ingeniería, la tramitación, transporte, o las tasas.

Para poder comparar entre distintas ofertas se debe tener en cuenta el precio por vatio-pico instalado (€/wp).

Este dato muestra cuanto es de económica una oferta. Se obtiene simplemente con dividir el precio total respecto a la potencia nominal del campo solar (no la potencia del inversor).

En el siguiente gráfico se muestra la proporción sobre el precio final de cada parte:

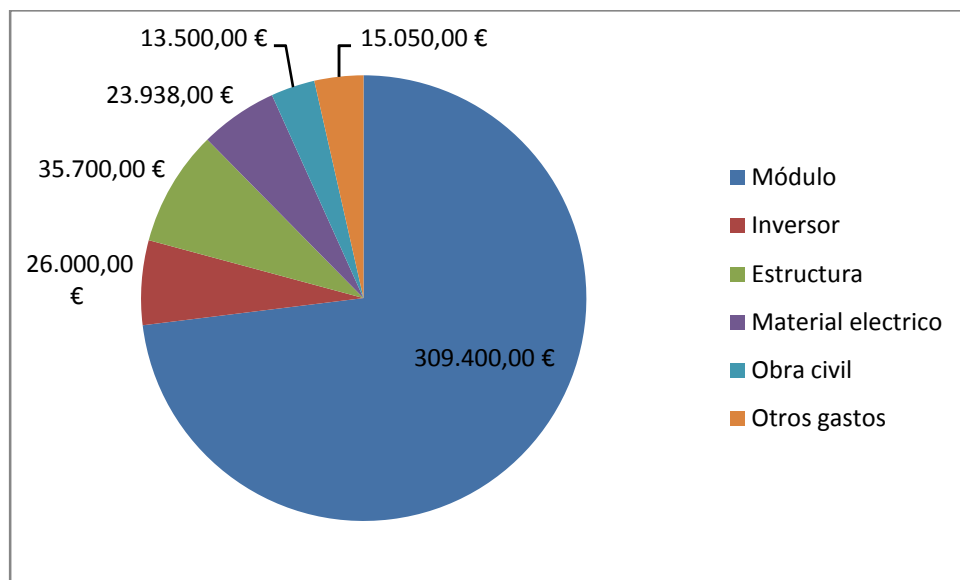


Figura 1. Peso económico de cada parte sobre el precio final

Presupuesto

A continuación se presenta varias tablas con el presupuesto dividido en cuatro grandes áreas; generador fotovoltaico, material eléctrico , obra civil y ‘otros gastos’.

Presupuestos de la instalacion				
Potencia instalación Wpico				104720
Generador fotovoltaico				
Concepto	€/Wp	Cantidad	Precio unitario	Total
Módulo monocristalino ISO FOTÓN IS-220	2,95 €	476	650,00 €	309.400,00 €
Inversor Zigor Sun Zet 100kva T&TL trifásico de conexión a red. Incluye protecciones de tensión y frecuencia según RD 1663/2000.	0,25 €	1	26.000,00 €	26.000,00 €
Estructura Soporte Conergy. Solar Giant 2	0,34 €	17	2.100,00 €	35.700,00 €
TOTAL	3,54 €			371.100,00 €

Esta sección es, con diferencia, la más costosa debido a la inclusión de los paneles fotovoltaicos y la que tiene un mayor peso en el presupuesto final.

Material eléctrico				
Concepto	€/Wp	Cantidad	Precio unitario	Total
Cableado Aceflex de Cu flexible de doble aislamiento de tensión asignada 0.6/1kV de sección 6mm2	0,12 €	3200 m	4,00 €	12.800,00 €
Cableado Aceflex de Cu flexible de doble aislamiento de tensión asignada 0.6/1kV de sección 16mm2	0,01 €	200 m	6,00 €	1.200,00 €
Cableado Aceflex de Cu flexible de doble aislamiento de tensión asignada 0.6/1kV de sección 95mm2	0,01 €	30 m	20,00 €	600,00 €
Fusibles cilíndricos ds-electric gR 10x38 In=10 A, U=900V, Ic=30kA	0,002 €	34	7,00 €	238,00 €
Interruptor magnetotérmico diferencial 30mA In=160A	0,02 €	1	1.650,00 €	1.650,00 €
Interruptor magnetotérmico automático In=160 A	0,00 €	1	450,00 €	450,00 €
Red de tierras.Incluye conductor desnudo de cobre, varistores y picas.	0,02 €	1	2.500,00 €	2.500,00 €
Cuadro de protección y medida. Equipo medida multifunción con doble medición(entrada y salida) homologado según esquemas y RD1663/2000.	0,04 €	1	4.500,00 €	4.500,00 €
TOTAL	0,23 €			23.938,00 €

Presupuesto

Obra civil				
Concepto	€/Wp	Cantidad	Precio unitario	Total
Tranporte material a instalación	0,01 €	1	1.500,00 €	1.500,00 €
Instalación/mano de obra	0,01 €	1	1.500,00 €	1.500,00 €
Zanjas/pasos de acometida/piquetas	0,02 €	1	2.000,00 €	2.000,00 €
Vallado	0,02 €	1	2.500,00 €	2.500,00 €
Accesos	0,01 €	1	1.000,00 €	1.000,00 €
Canalizaciones	0,05 €	1	5.000,00 €	5.000,00 €
TOTAL	0,13 €			13.500,00 €

Otros gastos				
Concepto	€/Wp	Cantidad	Precio unitario	Total
Coodinación de seguridad y salud	0,01 €	1	1.050,00 €	1.050,00 €
Puesta en marcha	0,02 €	1	2.000,00 €	2.000,00 €
Alquiler de terreno	0,10 €	1	10.000,00 €	10.000,00 €
Gestión y documentación. Memoria descriptiva de la instalación con las características técnicas (módulos, inversores...) según normativa vigente correspondiente al nuevo REBT y el RD1663/2000.	0,02 €	1	2.000,00 €	2.000,00 €
TOTAL	0,14 €			15.050,00 €

Finalmente se tiene un presupuesto total de:

Presupuesto total		
Concepto	€/Wp	Total
Generador fotovoltaico	3,54 €	371.100,00 €
Material eléctrico	0,23 €	23.938,00 €
Obra civil	0,13 €	13.500,00 €
Otros gastos	0,14 €	15.050,00 €
TOTAL	4,04 €	423.588,00 €

Instalación fotovoltaica de 100kW
en el municipio de Lorca, Murcia.

Presupuesto

Por tanto, el coste final de la instalación es de 423.588€ lo que equivale a 4.04€/Wp, valor suficientemente razonable para las instalaciones FV de hoy en día ya que suelen rondar aproximadamente ese valor.

6.PLANOS

INDICE

6. Planos

6.1 Plano de situación

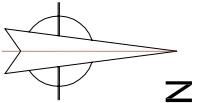
6.2 Plano de situación MT

6.3 Plano de implantación

6.4 Plano de implantación eléctrica

6.5 Plano de canalizaciones

6.6 Plano unifilar



Plano general de situación

SIN ESCALA

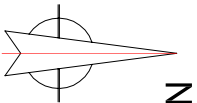


Foto aérea con instalación

Escala 1: 4000

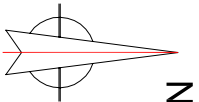


Foto aérea sin instalación

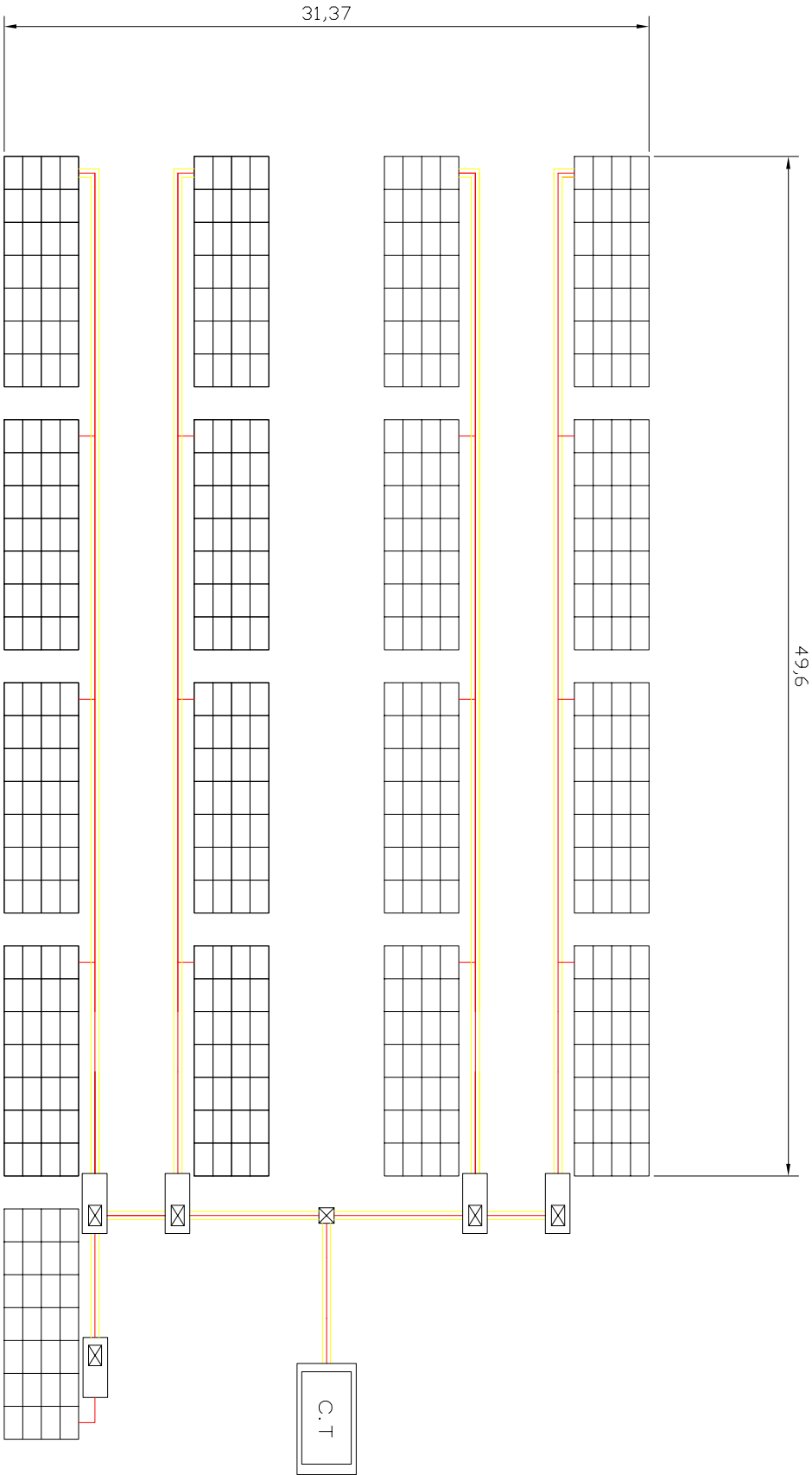
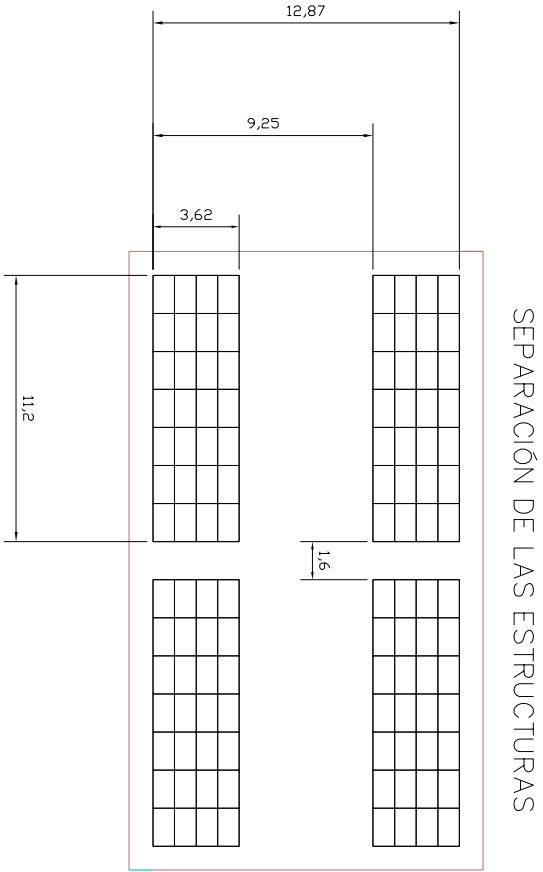
Escala 1: 4000

COORDENADAS DEL EMPLAZAMIENTO:			
LATITUD	37° 36' 23" N		
G.P.S. LONGITUD	01° 46' 20" W		

	NOMBRE	FECHA	Francisco de Delás Mazarredo	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICA) Título: Ingeniero Industrial
DIBUJADO	Francisco de Delás Mazarredo	07/06/2009	Mazarredo	
COMPROBADO	Patricia Gutierrez-Dasil		INGENIERO INDUSTRIAL	
ESCALA	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100kWp en LORCA (MURCIA)			Nº PLANO
s/e	Plano de situación			1



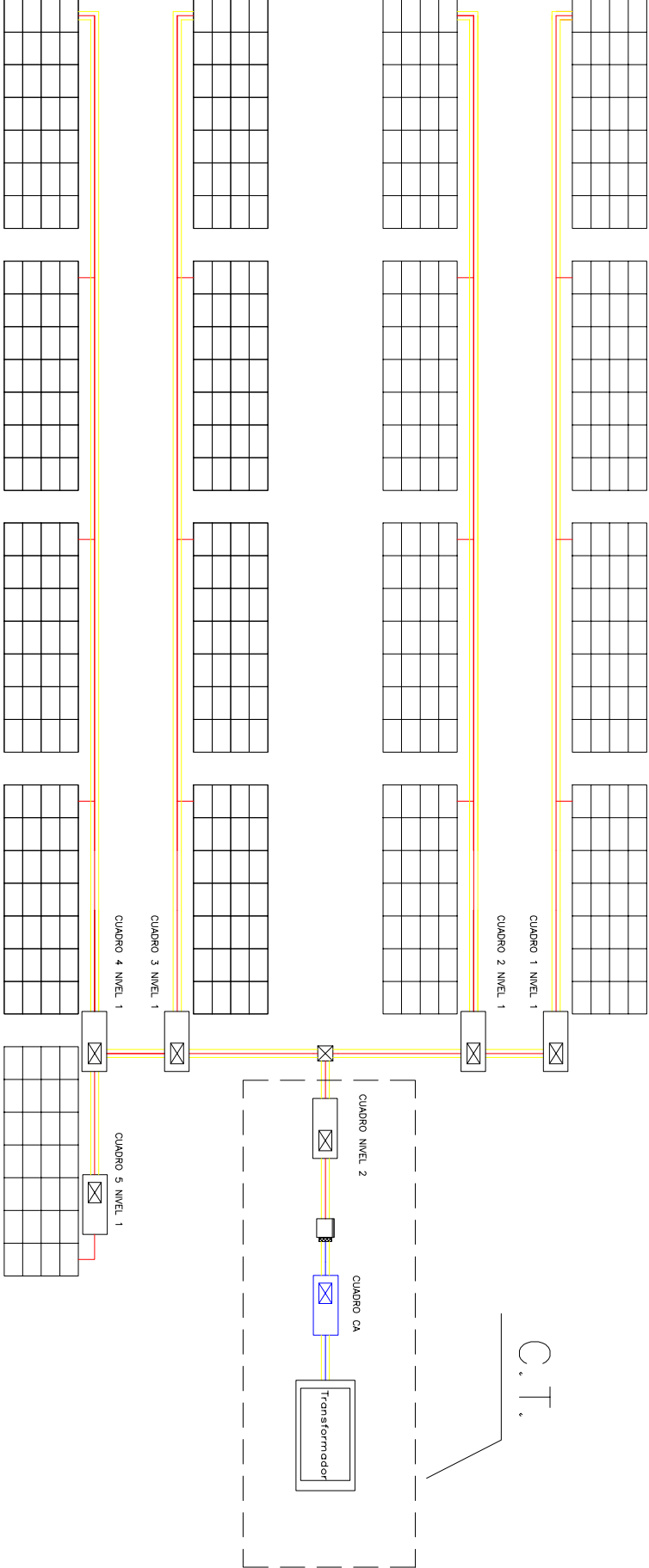
	NOMBRE	Francisco de	Escuela Técnica Superior de Ingeniería (CAI) Título: Ingeniero Industrial
DIBUJADO	Francisco de Delia Mazarredo	07/06/2009	
COMPROBADO	Patricia Gutierrez-Dasil		
ESCALA	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100kWp en LORCA (MURCIA)		Nº PLANO
1/6000	Plano situación MT		2



LEYENDA:

- Cable monofásico
- Cuadro agrupamiento continua
- Arqueta
- C. T. Centro de transformación

	NOMBRE	FECHA	Francisco de Delás Mazarredo		Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) Título: Ingeniero Industrial
DIBUJADO	Francisco de Delás Mazarredo	07/06/2009	Mazarredo		
COMPROBADO	Patricia Gutierrez-Dosal			INGENIERO INDUSTRIAL	
ESCALA	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100kWp en LORCA (MURCIA)				Nº PLANO
1/400	Plano de implantación				3



LEYENDA:

Cable monofásico

Cable trifásico

Cuadro agrupamiento continua

Arqueta

Inversor

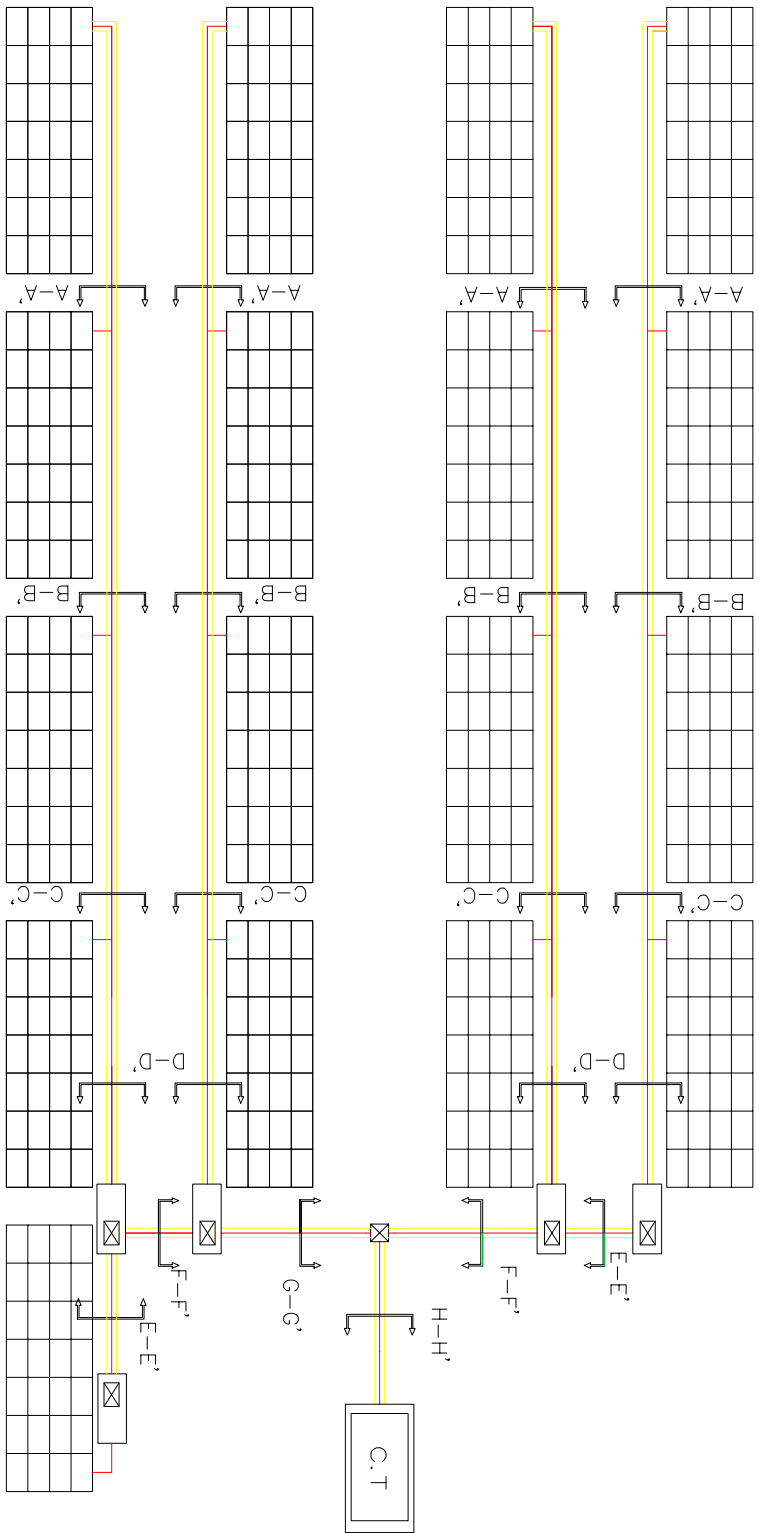
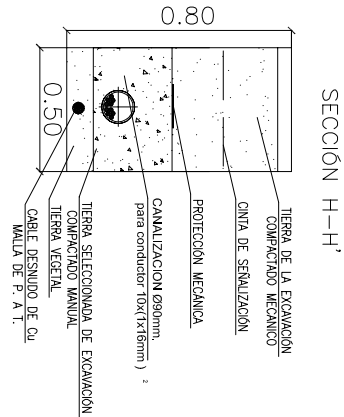
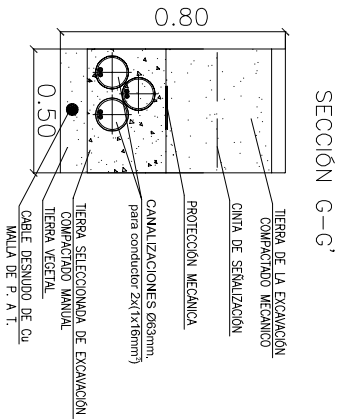
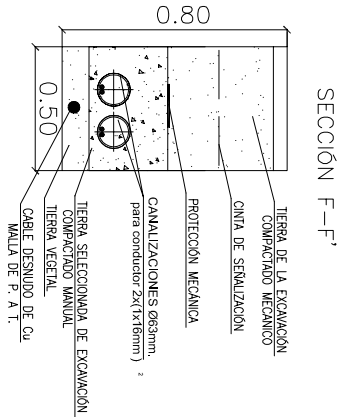
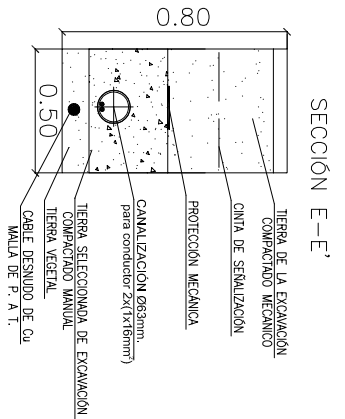
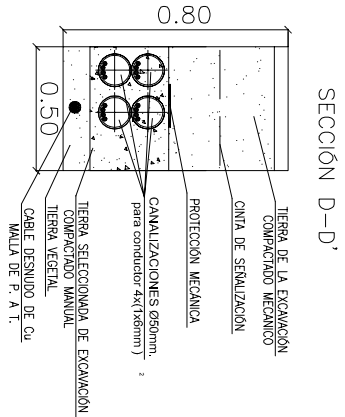
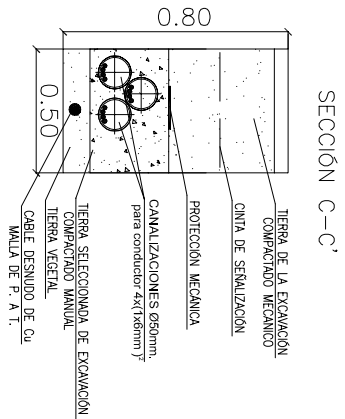
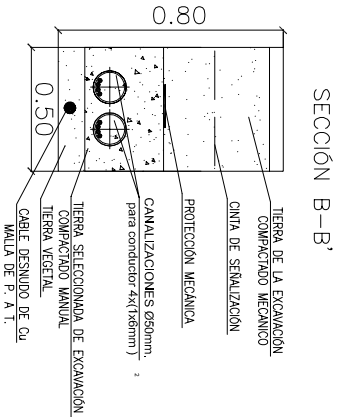
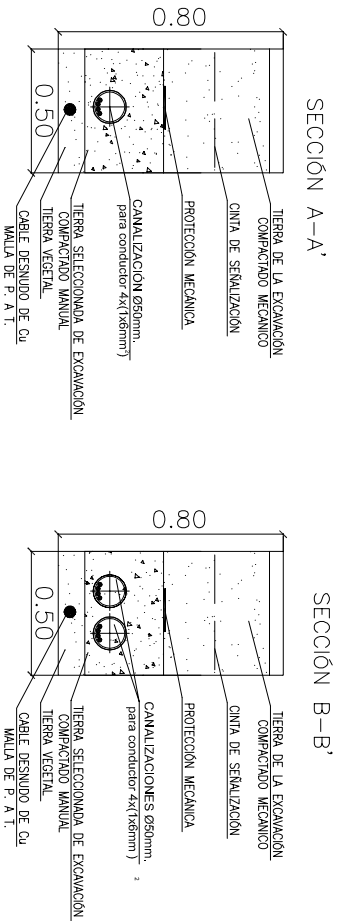
Cuadro CA

	NOMBRE	FECHA	Francisco de Delás Mazarredo	
DIBUJADO	Francisco de Delás Mazarredo	07/06/2009	Mazarredo	
COMPROBADO	Patricia Gutierrez-Dasil		INGENIERO INDUSTRIAL	



Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI)
Título: Ingeniero Industrial

ESCALA	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100kWp en LORCA (MURCIA)	Nº PLANO
1/400	Plano de implantación eléctrica	4

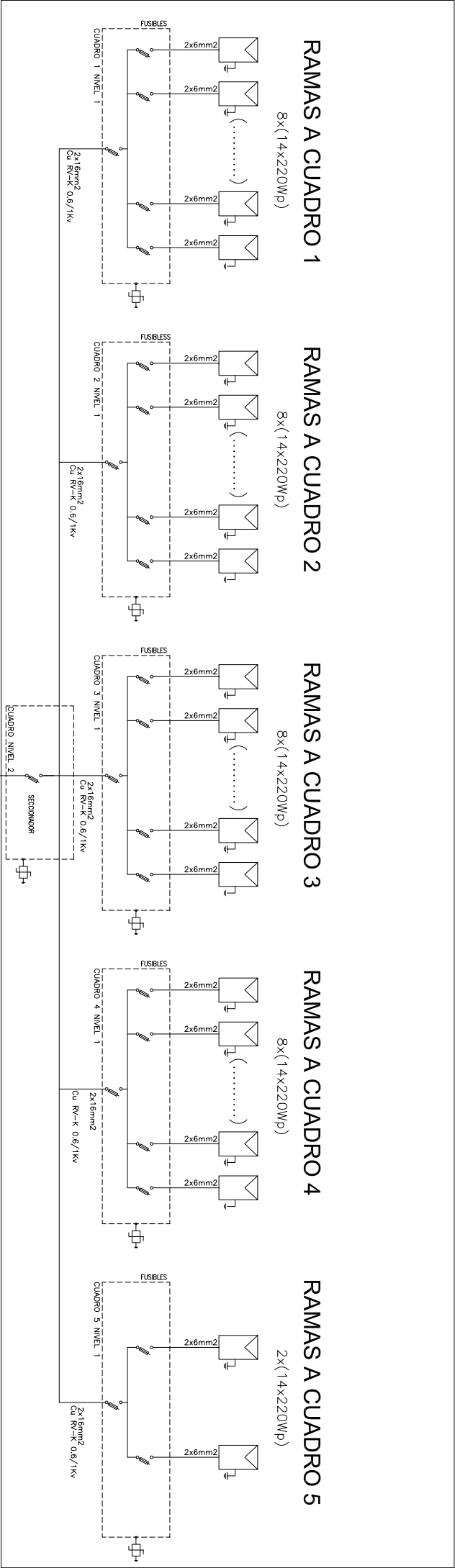


	NOMBRE	FECHA	Francisco de Delás
DIBUJADO	Francisco de Delás Mazarredo	07/06/2009	Mazarredo
COMPROBADO	Patricia Gutierrez-Dasil		INGENIERO INDUSTRIAL



Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)
Título: Ingeniero Industrial

ESCALA	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100kWp en LORCA (MURCIA)	Nº PLANO
1/400	Plano de canalizaciones	5



	NOMBRE	Francisco de Delás	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) Título: Ingeniero Industrial
DIBUJADO	Francisco de Delás Mazarredo	07/06/2009	
COMPROBADO	Patricia Gutiérrez-Dosal		
ESCALA	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100kWp en LORCA (MURCIA)		Nº PLANO
s/e	Esquema unifilar		6