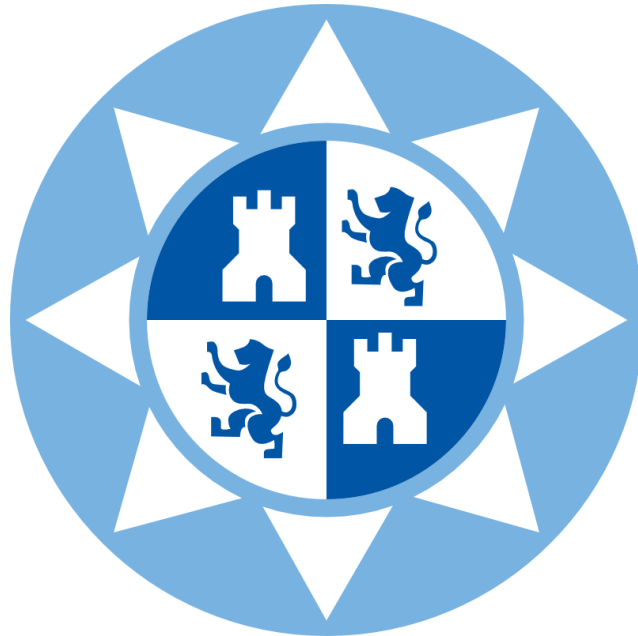


UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA



TRABAJO FIN DE MASTER

**Instalación fotovoltaica en nave industrial
para autoconsumo conectada a la red
eléctrica**

TITULACION: Máster de Energías Renovables

AUTOR: Pedro Pérez Montoro

TUTOR: Antonio Urbina Yeregui

Septiembre 2013

INDICE

1 OBJETO

2 INTRODUCCION

3 ESTADO DEL ARTE

4 INTRODUCCION A LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

4.1 INTRODUCCIÓN

4.1.1 El efecto fotovoltaico

4.1.2 La radiación solar

4.1.3 Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas

4.2 DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

4.2.1 El desarrollo fotovoltaico

4.2.2 El desarrollo Fotovoltaico en España

4.2.3 El desarrollo fotovoltaico mundial

4.3 INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELECTRICA

4.3.1 Fotovoltaica conectada a la red

4.3.2 Fotovoltaica en edificación

4.3.3 Elementos que componen la instalación

4.3.4 Acometida eléctrica

4.3.5 Instalación de enlace

4.3.6 Reglamentación

4.3.7 Mantenimiento de la instalación

5 DISEÑO Y SIMULACION DEL DISEÑO FOTOVOLTAICO

5.1 Situación y emplazamiento de la instalación

5.2 Descripción de la actividad y del edificio

5.3 Componentes de la instalación

5.4 Solución adoptada. Diseño de la instalación

5.6 Documentación

5.7 Cálculo de Radiación solar (PVGIS)

5.8 Calculo de sombras

5.9 Dimensionado y diseño del sistema fotovoltaico

5.9.1 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

5.9.2 Performance ratio

5.9.3 Energía generada

5.9.4 Cálculo de conexiones entre módulos

6 PLIEGO DE CONDICIONES

6.1 Objeto

6.2 Documentos que definen las obras

6.3 Componentes y materiales

6.3.1 Módulos Fotovoltaicos

6.3.2 Estructura de soporte

6.3.3 Generador Fotovoltaico

6.3.4 Inversor

6.3.5 Cableado

6.3.6 Conexión a red

6.3.7 Medidas

6.3.8 Protecciones

6.3.9 Puesta a tierra.

6.4 Condiciones de ejecución de las obras

6.4.1 Replanteo de la obra

6.4.2 Ejecución del trabajo

6.4.3 Estructuras de fijación de los módulos

6.4.4 Conexiones

6.4.5 Protección del Medio Ambiente

6.5 Recepción y pruebas

6.6 Mantenimiento

6.6.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

6.6.2 Mantenimiento a realizar por el propietario

6.7 Garantías

6.7.1 Plazos

6.7.2 Condiciones económicas

6.7.3 Anulación de la garantía

6.7.4 Lugar y tiempo de la prestación

7 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

7.1 MEMORIA

7.1.1 Objeto

7.1.2 Normativa

7.1.3 Características de la instalación

7.1.4 Definición de los riesgos

7.1.5 Medidas de protección y prevención

7.2 PLIEGO DE CONDICIONES

7.2.1 Disposiciones legales aplicables

7.2.2 Condiciones para los medios de protección

7.2.3 Servicios de prevención

7.2.4 Instalaciones médicas

7.3. PUESTA EN PRACTICA SEGUIMIENTO Y CONTROL

8 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

8.1 Impacto ambiental de la instalación

8.2 Impacto ambiental en la fabricación

8.3 Emisiones evitadas por el uso de sistemas Fotovoltaicos

9 PLANOS

10 PRESUPUESTO

11.1 Calculo de amortizaciones

11 CONCLUSIONES

12 BIBLIOGRAFIA

13 ANEXOS

1 OBJETO

El objetivo de este proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial de dimensiones definidas situada en el polígono Industrial Cabezo Beaza de Cartagena.

El proyecto tiene como finalidad diseñar una instalación que abastezca de la demanda de energía eléctrica requerida para que la nave industrial no necesite aporte eléctrico convencional. El modelo aplicado será de autoconsumo sin almacenamiento local, de forma que se vierte la producción en la red eléctrica y se consume a la vez de la misma red eléctrica.

Para su diseño y posterior estudio económico se tendrá en cuenta toda la reglamentación vigente o la ausencia de dicha reglamentación, para este tipo de instalaciones y que se mostrará en próximos apartados y anexos.

Además se realizará el diseño de la planta de tal manera que se obtenga, en diferentes condiciones ambientales, una eficiencia energética óptima para este tipo de instalaciones y así conseguir la máxima rentabilidad con la construcción de la instalación respecto a la inversión necesaria para construirla. Para conseguir dicho diseño los módulos fotovoltaicos estarán orientados hacia el sur y su inclinación será la misma durante todo el año, sin ningún tipo de seguimiento, ya se encuentren funcionando en temporada invernal o veraniega.

2 INTRODUCCION

El modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, provoca impactos medioambientales negativos y desequilibrios socioeconómicos que obligan a definir un nuevo modelo de desarrollo sostenible.

El desarrollo sostenible es aquél que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos.

Parece impensable un mundo futuro en el cual aparezcan carencias del tipo energético como por ejemplo falta de suministro eléctrico, sobre todo si nos fijamos en lo presente que está la energía eléctrica en la actualidad. Nuestra visión para el futuro es que todos los países que están aún por desarrollar lleguen a un estatus similar a la de los países ya desarrollados con la utilización de los recursos disponibles en su entorno y además que los países que llamamos desarrollados controlen de alguna manera la forma de gestionar dichos recursos para que otros puedan utilizarlos en el futuro.

Resulta evidente que el nivel de consumo actual de los países desarrollados no permite asegurar el abastecimiento futuro de energía ni facilita el acceso a la energía de los países en desarrollo.

Entre las políticas que pueden articularse para asegurar la sostenibilidad del modelo energético, la política de fomento de las energías renovables se cuenta entre las principales.

Para asegurar dicha sostenibilidad y el desarrollo sostenible se elaboró un convenio marco de las naciones unidas sobre el cambio climático que acabó en la elaboración del conocido Protocolo de Kioto.

El **Protocolo de Kioto**¹ sobre el cambio climático es un protocolo de la (CMNUCC) Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de al menos un 5 %, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990. Por ejemplo, si las emisiones de estos gases en el año 1990 alcanzaban el 100 %, para el año 2012 deberán de haberse reducido como mínimo al 95 %.

Es preciso señalar que esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5% como mínimo, sino que este es un porcentaje a nivel global y, por el contrario, cada país obligado por Kioto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir la contaminación global.

El protocolo fue inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kioto, Japón, pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005. En noviembre de 2009, eran 187 estados los que ratificaron el protocolo. EE. UU., mayor emisor de gases de invernadero mundial, no ha ratificado el protocolo.

El instrumento se encuentra dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), suscrita en 1992 dentro de lo que se conoció como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro. El protocolo vino a dar fuerza vinculante a lo que en ese entonces no pudo hacer la CMNUCC.

La Unión Europea

La Unión Europea, como agente especialmente activo en la concreción del Protocolo, se comprometió a reducir sus emisiones totales medias durante el periodo 2008-2012 en un 8% respecto de las de 1990. No obstante, a cada país se le otorgó un margen distinto en función de diversas variables económicas y medioambientales según el principio de «reparto de la carga», de manera que dicho reparto se acordó de la siguiente manera: Alemania (-21%), Austria (-13%), Bélgica (-7,5%), Dinamarca (-21%), Italia (-6,5%), Luxemburgo (-28%), Países Bajos (-6%), Reino Unido (-12,5%), Finlandia (-2,6%), Francia (-1,9%), España (+15%), Grecia (+25%), Irlanda (+13%), Portugal (+27%) y Suecia (+4%).

Por su parte, España que, como vemos, se comprometió a aumentar sus emisiones un máximo del 15% en relación al año base- se ha convertido en el país miembro que menos posibilidades tiene de cumplir lo pactado. En concreto, el incremento de sus emisiones en relación a 1990 durante los últimos años ha sido como sigue: 1996: 7%; 1997: 15%; 1998: 18%; 1999: 28%; 2000: 33%; 2001: 33%; 2002: 39%; 2003: 41%; 2004: 47%; 2005: 52%; 2006: 49%; 2007: 52%; 2008: 42,7%. Esta información puede consultarse en el Inventario Español de Gases de Efecto Invernadero que incluye el envío oficial a la Comisión Europea y a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

El problema que supone para España esta distribución de compromisos de umbrales de emisiones es que implica techos económicos diferentes para cada país de la Unión Europea. España, desde 1990, obtuvo un fuerte crecimiento económico, traduciéndose éste último en un aumento del transporte y el consumo energético de las familias y la industria. Esta explicación de los techos económicos diferentes se complementa con el hecho de que el consumo energético es proporcional al desarrollo económico y el nivel de emisiones de CO₂ es proporcional al consumo energético. Por ello, dentro de un mercado libre y competitivo en la Unión Europea, España está en desigualdad de condiciones con respecto al resto de países. Además, España, bastante alejada de sus compromisos, es el segundo país mundial en producción de energía eólica y uno de los países referencia en % de energía renovable sobre la total consumida.

3 ESTADO DEL ARTE

Ante un panorama energético en el que, la época de bonanza de los combustibles baratos está llegando a su fin y en el que la inversión requerida para obtener hidrocarburos, requerirá multimillonarias inversiones y tiempo, la diversificación energética es necesaria.

Una de las vías a la diversificación energética es mediante la promoción y el aprovechamiento de las diferentes fuentes renovables de energía. Las “fuentes renovables de energía” ha ganado popularidad en las últimas décadas en el mundo y en algunos países se le conoce como “energía verde” o “energía sustentable”. Son comúnmente referidas a las energías que provienen de fuentes renovables como: el sol, el viento, geotermia, corriente marina o mareas e hidráulicas.

La investigación, el desarrollo y la innovación en el ramo de celdas solares fotovoltaicas y sus aplicaciones, tiene cada vez un mayor interés e impacto en el ámbito internacional debido a sus características:

- Un sistema que genera electricidad durante la fase operativa sin emitir gases de efecto invernadero.
- No lleva componentes de fricción
- Es modular
- Silenciosa
- No consume agua durante su funcionamiento

El tema internacional sobre las celdas solares, inició formalmente en 1955, con enfoque a las aplicaciones espaciales. Su primera aplicación exitosa se registró en 1958 en el satélite artificial “Vanguard -1”.

En la actualidad, las celdas que han alcanzado mayor grado de desarrollo y aplicaciones son las de *Silicio cristalino*, siendo ésta la tecnología que predomina en el mercado mundial debido a su madurez y a la confiabilidad. Sin embargo, su precio, relativamente alto, ha limitado su utilización masiva en las regiones que cuenten con servicio de fluido eléctrico convencional.

Por otra parte, la tecnología de las *celdas de películas delgadas* comienza a tener participación, aun cuando su eficiencia de conversión esté por debajo a las de *Silicio tipo cristalinas*, incrementa su comercialización como sucede con las de CdTe con un potencial a reducir costos o mejorar eficiencias con estructuras y materiales novedosas como la CuInGaSe2 (CIGS), tipo tandem (o apiladas) a base de aleaciones de silicio-germanio, silicio-carbón. Las celdas fabricadas con otros compuestos, como el arseniuro de galio y fósforo de indio, tienen expectativas en programas espaciales.

La aparición en el mercado europeo de módulos fotovoltaicos procedentes de China con precios mucho menores que los fabricados en Europa está provocando efectos devastadores en la industria fotovoltaica europea.

Eficiencia y Precio

En un día soleado, el Sol irradia alrededor de 1 kW/m^2 a la superficie de la Tierra. Considerando que los paneles fotovoltaicos actuales tienen una eficiencia típica entre el 12%-25%, esto supondría una producción aproximada de entre $120\text{-}250 \text{ W/m}^2$ en función de la eficiencia del panel fotovoltaico.

Por otra parte, están produciéndose grandes avances en la tecnología fotovoltaica y ya existen paneles experimentales basados en células tándem de aleaciones III-V con rendimientos superiores al 40%.

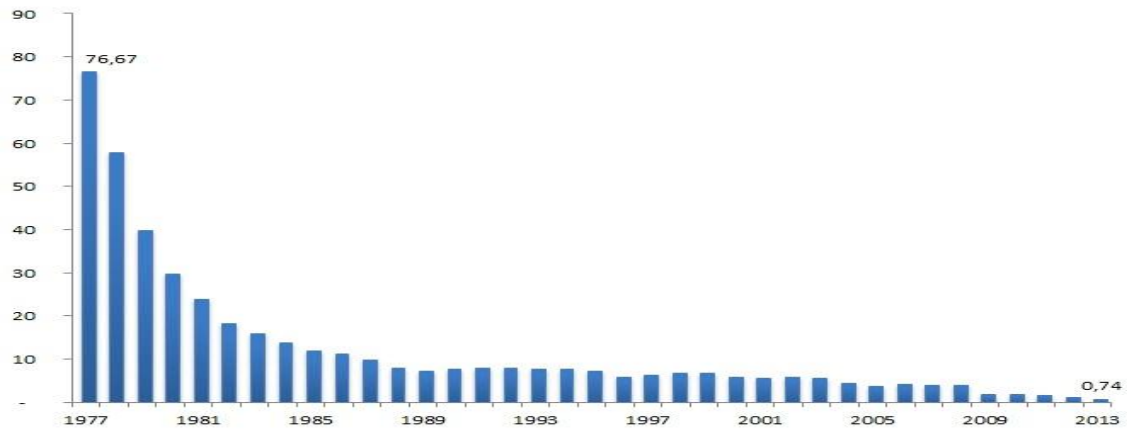
El coste de las células solares de silicio cristalino ha descendido desde $59,05 \text{ €/Wp}$ en 1977 hasta aproximadamente $0,57 \text{ €/Wp}$ en 2013^[2]. Esta tendencia sigue la llamada "ley de Swanson", una predicción similar a la conocida Ley de Moore, que establece que los precios de los módulos solares descienden un 20% cada vez que se duplica la capacidad de la industria fotovoltaica.

En 2011, el precio de los módulos solares se había reducido en un 60% comparado con su precio en verano de 2008, colocando a la energía solar por primera vez en una posición competitiva con el precio de la electricidad pagado por el consumidor en un buen número de países soleados. Se ha producido una dura competencia en la cadena de producción, y asimismo se esperan mayores caídas del coste de la energía fotovoltaica en los próximos años, lo que supone una creciente amenaza al dominio de las fuentes de generación basadas en las energías fósiles. Conforme pasa el tiempo, las tecnologías de generación renovable son generalmente más baratas, mientras que las energías fósiles se vuelven más caras.

En 2011, el coste de la fotovoltaica había caído bastante por debajo del de la energía nuclear, y se espera que siga cayendo.

Para instalaciones a gran escala, ya se han alcanzado precios por debajo de $0,77 \text{ €/Watio}$. Por ejemplo, en abril de 2012 se publicó^[3] un precio de módulos fotovoltaicos a $0,60 \text{ €/Watio}$, en un acuerdo marco de 5 años. En algunas regiones, la energía fotovoltaica ha alcanzado la paridad de red, que se define cuando los costes de producción fotovoltaica se encuentran al mismo nivel, o por debajo, de los precios de electricidad que paga el consumidor final (aunque en la mayor parte de las ocasiones todavía por encima de los costes de generación en las centrales de carbón o gas, sin contar con la distribución y otros costes inducidos).

Precio de las células fotovoltaicas de silicio cristalino (en \$/Wp)



Datos: Bloomberg New Energy Finance

Figura 1. Evolución del precio de las células fotovoltaicas de silicio cristalino (en \$/Wp) entre 1977 y 2013 [4]

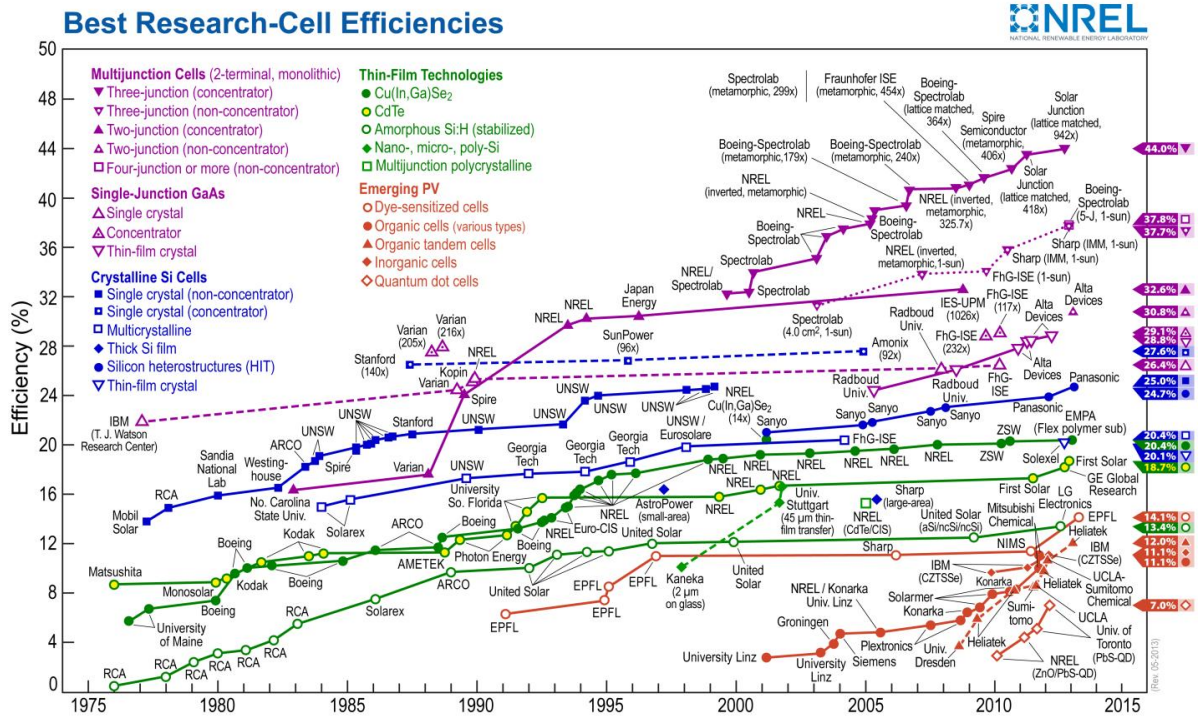


Figura 2. Cronología de las eficiencias de conversión logradas en células solares fotovoltaicas [5]

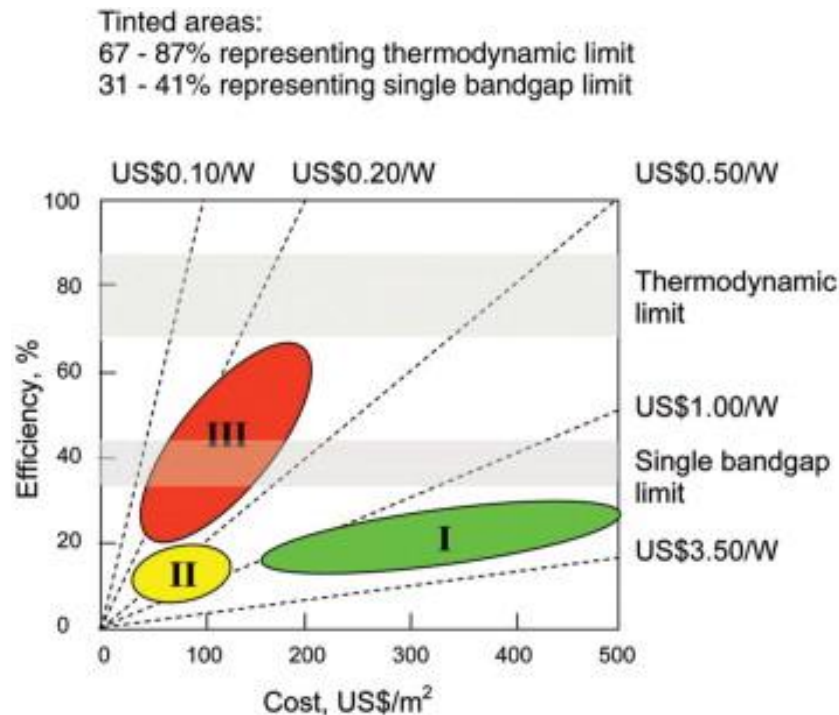


Figura 3. Eficiencia y proyecciones de costo para el primer (I), el segundo (II) y tercera generación (III) tecnologías PV (películas, películas delgadas y películas delgadas avanzadas, respectivamente).

- **BALANCE NETO EN LA PRODUCCION FOTOVOLTAICA**

La modalidad de suministro eléctrico con “balance neto” es un sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida, que permite a los consumidores la producción individual de energía para su propio consumo, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda. Es decir, permite verter a la red eléctrica el exceso de consumo producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará en el consumo de la red de la factura, los excesos vertidos a la misma. Este sistema permite hacer uso de la electricidad producida en exceso, por ejemplo, en vacaciones, por un sistema de autoconsumo.

- **TECNOLOGIA DE LOS INVERSORES PARA INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED**

Un generador fotovoltaico produce corriente eléctrica continua y por lo tanto puede alimentar solo cargas que funcionan con este tipo de corriente, en general con tensiones de 12, 24 y 48V. Normalmente las cargas funcionan en corriente alterna y si la instalación está conectada a la red eléctrica la corriente erogada debe ser necesariamente

de este tipo; los estándares europeos prevén para la red monofásica los 230V / 50Hz y los 400V / 50Hz para la trifásica.

De aquí la necesidad de transformar la corriente continua en salida del generador FV en corriente alterna. Dicha tarea esta realizada por el inversor, que además de ocuparse de la conversión CC/CA adapta la tensión de salida al nivel de la tensión de la red eléctrica para la misma. La corriente introducida, de hecho debe tener una forma de onda sinusoidal y sincronizada con la frecuencia de red y en el caso que faltase, aunque solo por breves periodos, el inversor debe poder desconectarse rápidamente. Además, característica fundamental para un inversor, es la de poder optimizar la producción efectiva de energía de la instalación con respecto a la radiación solar incidente, por medio de la regulación del Punto de Máxima Potencia (MPP) que es el punto de trabajo óptimo al que debe situarse el generador fotovoltaico.

Soluciones técnicas óptimas según las condiciones locales han llevado a la clasificación de tres tipologías diferentes de inversores y de configuraciones:

- Inversor centralizado

Un único inversor controla toda la instalación. Todas las cadenas, constituidas por módulos conectados en serie, están reunidas en una conexión en paralelo. Esta solución ofrece inversiones económicas limitadas, simplicidad de instalación y costes reducidos de mantenimiento. Por el contrario esta tipología es especialmente sensible a las sombras parciales limitando el aprovechamiento óptimo de cada cadena. Es apropiado para campos solares uniformes por orientación, inclinación y condiciones de sombra.

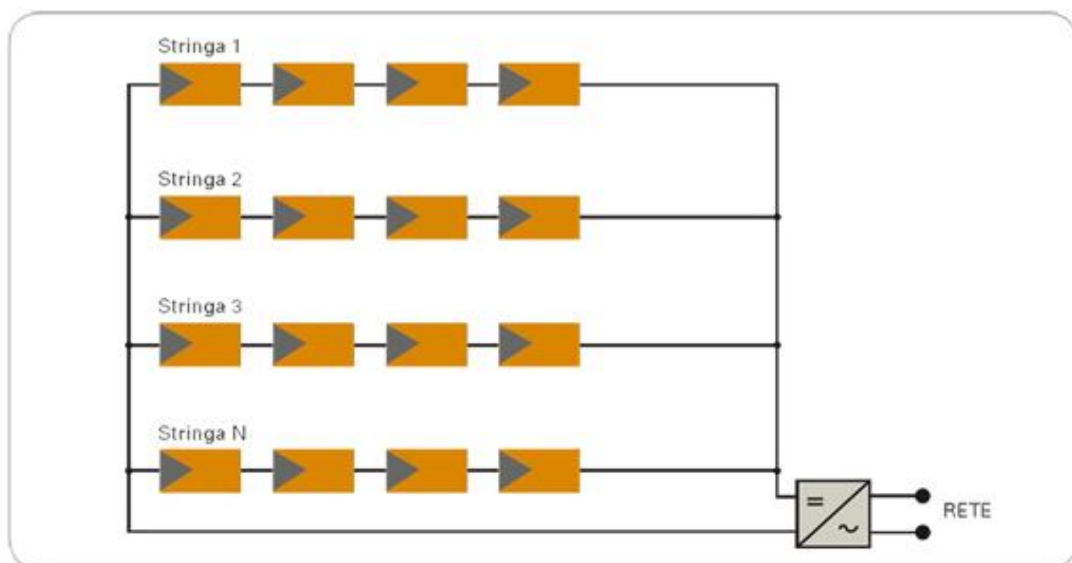


Figura 4. Inversor centralizado

- Inversor de cadena

Cada cadena, compuesta de diferentes módulos en serie, tiene su inversor representando una mini-instalación independiente; gracias a esta configuración se obtienen rendimientos mayores con respecto a los inversores centralizados por medio de cada dispositivo MPPT reduciendo las pérdidas debidas a sombras. Es apropiado para campos solares articulados con diferentes condiciones de radiación. Se puede utilizar también para instalaciones constituidas por más campos solares distribuidos geográficamente.

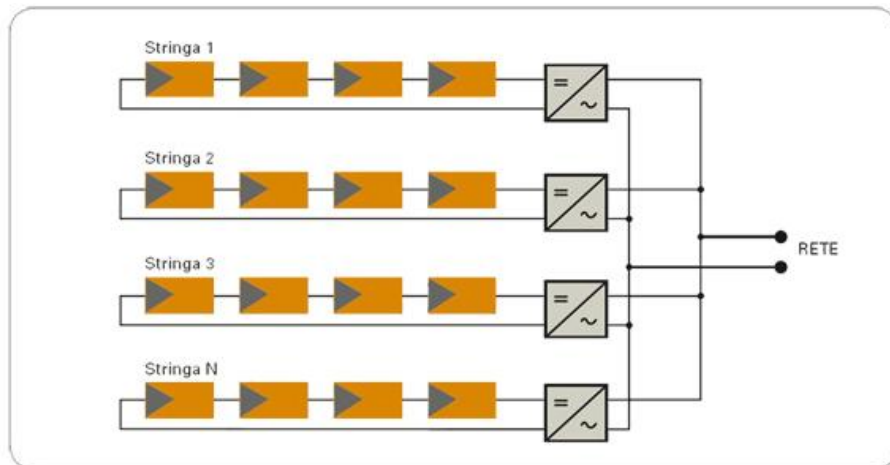


Figura 5. Inversor de cadena

- Inversor multicadena

Esta tipología se interpone entre los inversores centralizados y los de cadena permitiendo la conexión de dos o tres cadenas para cada unidad con orientaciones, inclinaciones y potencias diferentes. Del lado del generador CC las cadenas están conectadas a entradas específicas controladas por MPPT independientes y del lado de la introducción en la red funcionan como un inversor centralizado optimizando el rendimiento.

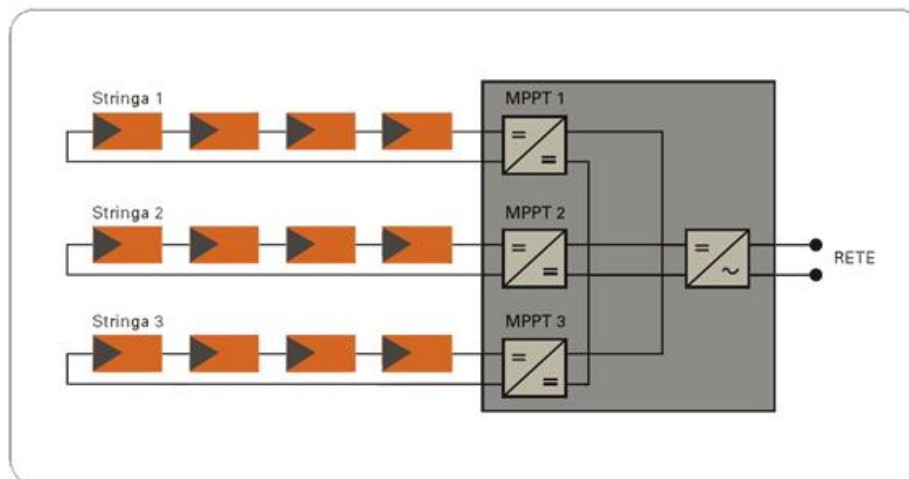


Figura 6. Inversor multicadena

4 INTRODUCCION A LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

4.1 INTRODUCCIÓN

La Energía solar, es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol. La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es una de las llamadas energías renovables particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud.

La energía solar es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar. Sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones. La irradiancia directa normal (o perpendicular a los rayos solares) fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de 1354 W/m² (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de 1395 W/m² y un valor mínimo en el afelio de 1308 W/m²).

4.1.1 El efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico (FV) es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas.

Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula FV. Pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a su través sin ser aprovechados por la célula solar. Únicamente una parte de los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un que se sitúa en la banda de valencia del material semiconductor con el que está fabricada la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de dicha banda y pasar a la banda de conducción del material. Finalmente, si dicho electrón puede extraerse de la célula mediante el electrodo apropiado, pasaría a formar parte de una corriente externa en un circuito eléctrico, capaz de realizar trabajo sobre una carga (load) determinada.

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de materiales semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo p y tipo n) para formar un gradiente interno de campo eléctrico. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser movidos por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican partir de este tipo de materiales. Desdichadamente no hay un tipo de material ideal para todos los tipos de células y aplicaciones. Además de los semiconductores las células solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contrato para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulado transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa anti reflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

Las células FV convierten pues, la energía de la luz en energía eléctrica. El rendimiento de conversión, esto es, la proporción de energía proveniente de la luz solar que la célula convierte en energía eléctrica, es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar FV una energía más o menos competitiva con otras fuentes, según sea el caso.

Estas células conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico. Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje (normalmente 12 o 24 V). La corriente producida depende del nivel de insolación y el punto de trabajo (nivel de corriente y tensión en el que se sitúa el módulo iluminado y conectado a una carga dada)

La estructura del marco y encapsulado del módulo protege a las células del medio ambiente y son muy durables y fiables. Aunque un módulo puede ser suficiente para muchas aplicaciones, dos o más módulos pueden ser conectados para formar un generador FV. Los generadores o módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie o en paralelo para poder producir cualquier combinación de corriente y tensión. Un módulo o generador FV por sí mismo no bombea agua o ilumina una casa durante la noche.

Para ello es necesario un sistema FV completo que consiste en un generador FV junto a otros componentes, conjuntamente conocidos como "resto del sistema" o BOS (del inglés "balance of system"). Estos componentes varían y dependen del tipo de aplicación o servicio que se quiere proporcionar. Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar como autónomos o conectados a la red eléctrica. En definitiva y cómo podemos ver, nos encontramos ante una fuente de energía, que además de renovable se nos presenta como una clara apuesta de futuro de cara al planteamiento energético en los próximos años.

4.1.2 La radiación solar

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. El sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde infrarrojo hasta ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la tierra. Su unidad es el W/m^2 (watio x metro ²).

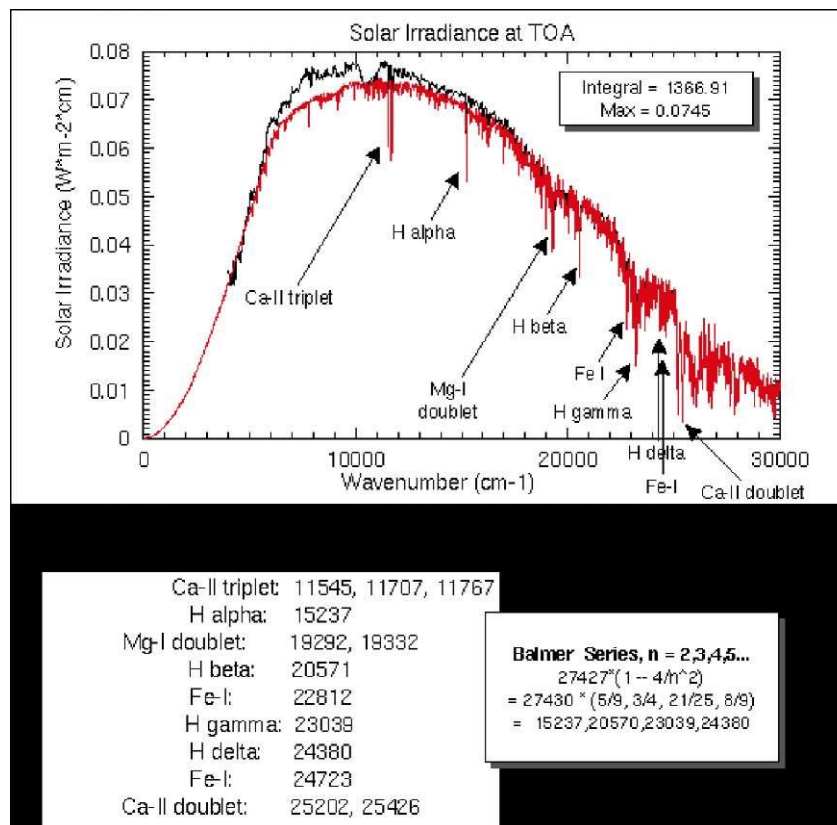


Figura 7. Espectro de la Irradiancia solar.[6]

Generación de la radiación solar

El sol es la estrella más cercana a la tierra y está catalogada como una estrella enana amarilla. Sus regiones interiores son totalmente inaccesibles a la observación directa y es allí donde ocurren temperaturas de unos 20 millones de grados necesarios para producir las reacciones nucleares que se producen su energía. La capa más externa que es la que produce casi toda la radiación observada se llama fotosfera y tiene una temperatura de 6000 K. Tiene solo una anchura entre 200 y 300 km. Por encima de ella está la cromosfera con una anchura de unos 15.000 Km. Más exterior aún es la corona

solar una parte muy tenue y caliente que se extiende varios millones de kilómetros y que solo es visible durante los eclipses solares totales. La superficie de la fotosfera aparece conformada de un gran número de gránulos brillantes producidos por las células de convección. También aparecen fenómenos cíclicos que conforman la actividad solar como manchas solares, fáculas, protuberancias solares, etc. Estos procesos que tienen lugar a diferentes profundidades, van acompañados siempre de una emisión de energía que se superpone a la principal emisión de la fotosfera y que hace que el sol se aleje ligeramente en su emisión de energía del cuerpo negro a cortas longitudes de onda por la emisión de rayos X y a largas longitudes por los fenómenos nombrados, destacando que no es la emisión igual cuando el sol está en calma que activo. Además la cromosfera y corona absorben y emiten radiación que se superpone a la principal fuente que es la fotosfera.

Distribución espectral de la radiación solar

La aplicación de la Ley de Planck al sol con una temperatura superficial de unos 6000 K nos lleva a que el 99% de la radiación emitida está entre longitudes de onda 0,15 micrómetros o micras y 4 micras. Como 1 angstrom $1 \text{ \AA} = 10^{-10} \text{ m} = 10^{-4} \text{ micras}$ resulta que el sol emite principalmente en un rango de 1500 \AA hasta 4000 \AA . La luz visible se extiende desde 4000 \AA a 7000 \AA . La radiación ultravioleta u ondas cortas iría desde los 1500 \AA a los 4000 \AA y la radiación infrarroja u ondas largas desde las 0,74 micras a 4 micras.

La atmósfera de la tierra constituye un importante filtro que hace inobservable radiaciones de longitud de onda inferior a las 0,29 micras por la fuerte absorción del ozono y oxígeno. Ello nos libra de la radiación ultravioleta más peligrosa para la salud. La atmósfera es opaca a toda radiación infrarroja de longitud de onda superior a las 24 micras, ello no afecta a la radiación solar pero sí a la energía emitida por la tierra que llega hasta las 40 micras y que es absorbida. A este efecto se conoce como efecto invernadero. Pero la emisión solar difiere de la de un cuerpo negro sobre todo en el ultravioleta. En el infrarrojo se corresponde mejor con la temperatura de un cuerpo negro de 5779 °C y en el visible. Ello nos habla de que la radiación solar no se produce en las mismas capas y estamos observando la temperatura de cada una de ellas donde se produce la energía.

Historia

El término fotovoltaico proviene del griego *phos*, que significa "luz" y voltaico, que proviene de la electricidad, en honor al científico italiano Alejandro Volta, (que también proporcionar el término voltio a la unidad de medida de la diferencia de potencial en el Sistema Internacional de Medidas). El término fotovoltaico comenzó a usarse en Inglaterra desde el año 1849. El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Becquerel, pero la primera célula solar no se construye hasta 1883. Su autor fue Charles Fritts, quién recubrió una muestra de selenio semiconductor con un pan de oro para formar el empalme. Este primitivo dispositivo

presentaba una eficiencia de solo un 1%. Russel Ohl patentó la célula solar moderna en el año 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado, con anterioridad, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles. La era moderna de la tecnología de potencia solar no llegó hasta el año 1954 cuando los laboratorios Bell, descubrieron de manera accidental que los semiconductores de silicio dopado con ciertas impurezas, eran muy sensibles a la luz.

Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de, aproximadamente el 6%. La URSS lanzó su primer satélite espacial en el Año 1957, y los EEUU un año después. En el diseño de éste se usaron células solares creadas por Peter Lles en un esfuerzo encabezado por la compañía Hoffman Electronics. La primera nave espacial que uso paneles solares fue el satélite norteamericano Vanguard, lanzado en Marzo de 1958.

Este hito generó un gran interés en la producción y lanzamiento de satélites geoestacionarios para el desarrollo de las comunicaciones, en los que la energía provendría de un dispositivo de captación de la luz solar. Fue un desarrollo crucial que estimuló la investigación por parte de algunos gobiernos y que impulsó la mejora de los paneles solares. EN 1970 La primera célula solar con etéreo estructura de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente se desarrollo en la extinguida URRS por Zhore Alferov y su equipo de investigación.

La producción de equipos de deposición química de metales por vapores orgánicos o MOCVD (Metal Organic Chemical Vapor Deposition). No se desarrollo hasta los años 80 del siglo pasado, limitando la capacidad de las compañías en la manufactura de células solares de arseniuro de galio.

La primera compañía que manufacturó paneles solares en cantidades industriales, a partir de uniones simples de GaAs, con una eficiencia de AM0 (Air Mass Zero) del 17% fue la norteamericana ASEC (Applied solar Energy Corporation), La conexión dual de la celda se produjo en cantidades industriales por ASEC en 1989, de manera accidental, como consecuencia de un cambio del Ga As sobre los sustratos de Ga As a Ga As sobre sustratos de germanio. El dopaje accidental de germanio (Ge) con GaAs como capa amortiguadora creó circuitos de voltaje abiertos, demostrando el potencial del uso de los sustratos de germanio como otras celdas. Una celda de uniones simples de Ga As llego al 19% de eficiencia AMO en 1993. ASEC desarrolló la primera celda de doble unión para las naves espaciales usadas en EEUU, con una eficiencia de un 20% aproximadamente. Estas celdas no usan el germanio como segunda celda, pero usan una celda basada en GaAs con diferentes tipos de dopaje. De manera excepcional, las células de doble unión de GaAs pueden llegar a producir eficiencias AMO del orden del 22%. Las uniones triples comienzan con eficiencias del orden del 24% en el 2000, 26% en el 2002, 28% en el 2005, y han llegado, de manera corriente al 30% en el 2007. En 2007, dos compañías norteamericanas Emcore Photovoltaics y Spectrolab, producen el 95% de las células solares del 28% de eficiencia.

4.1.3 Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas

Ventajas: La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo. Comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son claras: es no contaminante, no tiene partes móviles que analizar y no requiere mucho mantenimiento.

No requiere de una extensa instalación para operar. Los generadores de energía pueden ser instalados de una forma distribuida en la cual los edificios ya construidos, pueden generar su propia energía de forma segura y silenciosa. No consume combustibles fósiles. No genera residuos. No produce ruidos es totalmente silenciosa. Es una fuente inagotable. Ofrece una elevada fiabilidad y disponibilidad operativa excelente.

En resumen, la energía fotovoltaica es generada directamente del sol. Los sistemas fotovoltaicos no tienen partes móviles, por lo tanto no requieren mantenimiento y sus celdas duran décadas. Además de las **ventajas ambientales** también debemos tener en cuenta las **socio-económicas**. Instalación simple. Tienen una vida larga (Los paneles solares duran aproximadamente 30 años). Resisten condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad. No existe una dependencia de los países productores de combustibles. Puede instalarse en zonas rurales desarrollo de tecnologías propias. Se puede utilizar en lugares de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general. Puede venderse el excedente de electricidad a una compañía eléctrica. Puede aumentarse la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

Inconvenientes: De este sistema de generación de energía, no es tanto el origen de dicha energía que es el Sol, que tiene reservas que exceden de nuestras necesidades, ni tampoco la materia prima de donde se extrae el silicio, que consiste en arena común muy abundante en la naturaleza: se trata de la técnica de construcción y fabricación de los módulos fotovoltaicos que es complejo y caro. Requiere una importante inversión inicial. Es una energía de difícil almacenamiento. No es económicamente competitiva con otras energías actuales. Producción variable según climatología del lugar y época del año. Otro inconveniente es el rendimiento obtenido y el espacio de terreno ocupado por los elementos captadores: el rendimiento final se estima en solo un 13%.

4.2 DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

4.2.1 El desarrollo fotovoltaico

El desarrollo global de esta tecnología ha alcanzado unos ritmos de crecimiento del orden del 40%, que coincide con el ritmo de crecimiento en España. Aún con este crecimiento, la contribución actual de la energía eléctrica de carácter fotovoltaico para cubrir nuestras necesidades energéticas es ínfima y lo será los próximos años. Esta perseverancia nos llevaría a un futuro como puede ser el que vaticinan muchos modelos de entidades con reputación como la empresa de energía Shell, o como el que se muestra a continuación: el de los expertos designados el año 2003 por el Gobierno alemán para estudiar el cambio climático.

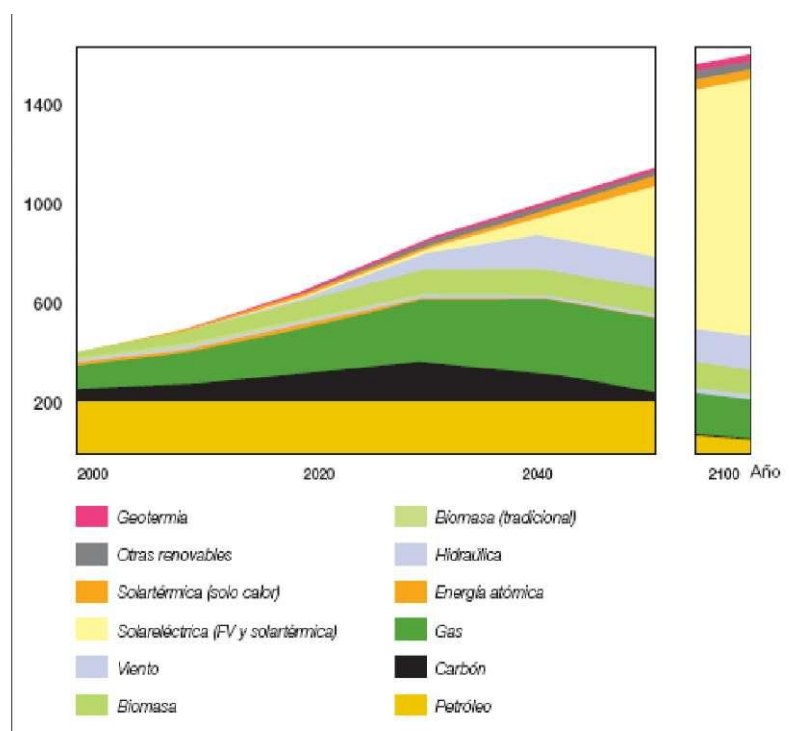


Figura 8. Previsión de la energía primaria mundial consumida anualmente

Parece prudente diversificar las opciones energéticas no desechando ninguna alternativa que demuestre su potencial. Con este principio, la energía solar fotovoltaica pide un sitio dentro de los esfuerzos globales para cambiar o adaptar nuestro modelo energético, y lo pide porque su propia naturaleza la hace idónea para responder a los problemas medioambientales del modelo actual y porque el coste para apoyar su desarrollo es asumible, al ser, por ejemplo, una pequeñísima parte del coste de las catástrofes debidas al cambio climático (el director de los programas medioambientales de las Naciones Unidas y ex-ministro alemán de Medio ambiente Klaus Topfer estimó, en 100.000 millones de euros, el coste en el Año 2001, de los daños ocasionados por el cambio climático).

Según el Informe Stern^[7] sobre la economía del cambio climático (Stern Review on the Economics of Climate Change en su título original) realizado por el economista Sir Nicholas Stern en 2006 por encargo del Ministerio de Hacienda del Reino Unido, evalúa el impacto del cambio climático y calentamiento global sobre la economía a través de una perspectiva internacional.

En la estructura del documento se pueden identificar dos grandes secciones:

- En primer lugar se examina la información relativa a las consecuencias económicas del cambio climático, a la vez que se explora la economía de la estabilización de los gases de efecto invernadero (GEIs) en la atmósfera.
- En segundo lugar se estudian los complejos retos para la política que conlleva la transición a una economía baja en carbono y los esfuerzos que deben realizarse para adaptarse a aquellas consecuencias del cambio climático que son inevitables.

Además, el informe analiza de tres formas diferentes los costes económicos de las consecuencias del cambio climático y los costes y beneficios de las medidas de reducción de emisiones de GEIs:

- Uso de técnicas desagregadas: considera las consecuencias físicas del cambio climático sobre la economía, la vida humana y el medio ambiente y examina los costes de distintas tecnologías y estrategias para reducir las emisiones.
- Uso de modelo económico para calcular el impacto económico del cambio climático y de la transición a sistemas energéticos bajos en carbono.
- Uso de comparaciones del nivel actual y futuro del “coste social del carbono” (coste de las repercusiones asociadas con una unidad adicional de emisiones de GEIs) y del coste de una reducción marginal (coste asociado a reducciones incrementales en unidades de emisiones).

La principal conclusión que se deriva del Informe Stern es que los beneficios de una acción firme y pronta en materia de mitigación de emisiones superan con creces los costes.

Dentro de unos años no será necesaria esta contribución al alcanzarse el objetivo de que el coste de generar electricidad en nuestro propio tejado fotovoltaico sea igual al precio que nos cobra la compañía eléctrica comercializadora. En este momento, y según

el modelo, la penetración del mercado de la generación solar fotovoltaica se acercaría al 8% del consumo actual.

Debemos recordar que muy pocas tecnologías estratégicas de las que ahora disfrutamos fueron rentables desde el primer momento y se desarrollaron en un contexto a merced de las leyes del mercado, sin necesitar apoyo de la sociedad y de sus gobiernos en sus primeras décadas de existencia; al contrario la mayoría de ellas lo necesitaron: el ferrocarril, los automóviles, la aviación, las telecomunicaciones y no solo sus satélites, la energía nuclear de fisión y, si tiene éxito, la habrá tenido la energía nuclear de fusión caliente, el ordenador, e incluso internet que necesito apoyo total durante sus primeros 30 años de vida. Con unos niveles de insolación tan favorables como tenemos en España y con una dependencia energética del exterior, el apoyo de la energía solar en nuestro país es especialmente fructífero, pues nuestras instalaciones solares son muy eficientes, y ayudan a nuestra independencia energética. Teniendo en cuenta los precios presentes de algunos productos energéticos que debemos importar, se podría decir que la ayuda actual a las energías autóctonas resulta menor de lo que pagamos ahora por nuestra vulnerabilidad energética. Nuestro actual presidente del gobierno ha dicho en el discurso con motivo de la ratificación del Protocolo de KYOTO que el poco apoyo a las energías renovables es un tema de inteligencia y debido, entre otras razones, a la naturaleza de la tecnología muy benigna con el medio-ambiente, a nuestra latitud geográfica y a la importante industria que tenemos, la ayuda perseverante de la sociedad española a la energía fotovoltaica cae de lleno en esta aseveración.

Un punto importante que debemos destacar es que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1kg de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4kg de CO₂ en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones que se propone en el Protocolo de Kioto citado anteriormente

4.2.2 El desarrollo Fotovoltaico en España

El recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la energía solar fotovoltaica, con áreas de alta irradiancia. La situación respecto a otros países europeos como Alemania es comparativamente muy favorable.

La principal característica de este recurso es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando no obstante condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.

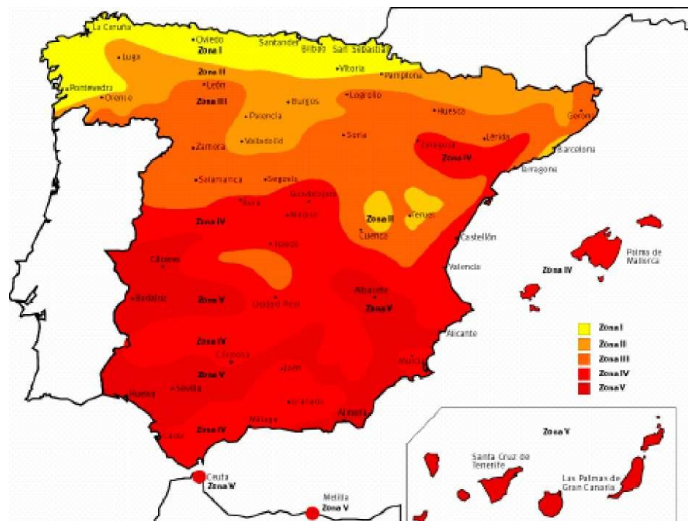


Figura 9 **Figura:** Irradiación media diaria en España según zonas climáticas
Fuente: INM. Generado a partir de isólinas de radiación solar global anual sobre superficie horizontal

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	VI
RRADIACIÓN MEDIA DIARIA (KWh/m ²)	< 3,8	3,8 – 4,2	4,2 – 4,6	4,6 – 5,0	> 5,0

Con motivo de alcanzar los objetivos dictados por el Protocolo de Kyoto y reforzar la política de energías limpias en España, se elaboró el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, el cual mostraba que aproximadamente el 12,1% de la energía primaria consumida en 2010 sería proporcionada por las energías renovables, debido a esta frontera ambiciosa hubo de revisarse dicho plan en 2004 y se creó el actual Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005-2010.

Centrándonos en el sector solar fotovoltaico, el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2005-2010 establecía una cifra de 400MW de potencia instalada en este tipo de energía. En 2004, la potencia total instalada de energía solar fotovoltaica en España, según los datos disponibles, superó los 37MWp, presentado un incremento cercano al 55% respecto a la potencia instalada en el año 2003.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN ACTUAL 2004 (MWp)	INCREMENTO 2005- 2010 (MWp)	POTENCIA EN 2010 (MWp)
ANDALUCÍA	7, Si)	43,3S	5],24
ARAGÓN	0,67	16,0®	16,75
ASTURIAS	0,34	8,93	9,27
BALEARES	1,33	16,41	17,74
CANARIAS	1,20	16,04	17,24
CANTABRIA	0,07	5.14	9,21
CASTILLA Y LEÓN	2,71	25,60	28,3.1
CASTILLA - LA MANCHA	1,78	11,64	13,42
CATALUÑA	4,11	S2,4B	56,50
EXTREMADURA	0,54	12,35	13,39
GALICIA	0,51	23,49	24,00
MADRID	2,3£	29,31	31,71
MURCIA	1,03	19,01	20,06
NAVARRA	5,44	14,20	10,64
LA RIOJA	0,15	9,0S	9,23
COMUNIDAD VALENCIANA	2,81	11,25	14,08
PAÍS VASCO	2,40	23,70	26.10
NO REGIONALIZABLE	0,77	-	0,77
TOTAL (MYV)	37	363	400

Figura 10. Objetivos fotovoltaicos para el año 2010. Fuente: Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010.

Los objetivos señalados por el Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010, para energía solar fotovoltaica se alcanzaron en 2007 con 3 años de antelación, el crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica está siendo muy superior al esperado según la Comisión Nacional de Energía (CNE).

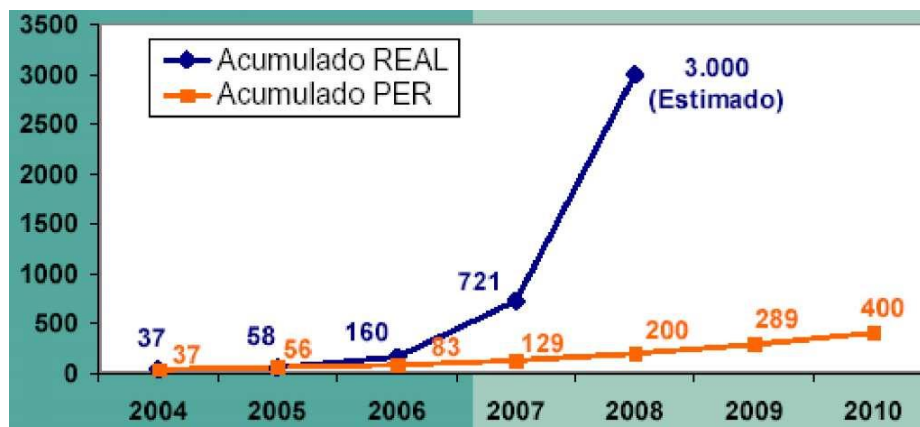


Figura 10. Expansión prevista de la energía solar fotovoltaica. (Fuente: IDEA)

La rápida evolución ha comportado numerosas inversiones industriales relacionadas con la tecnología solar fotovoltaica, desde la fabricación de silicio policristalino, obleas y módulos hasta los seguidores o los inversores, de manera que actualmente en España se pueden producir todos los elementos de la cadena que interviene en una instalación solar fotovoltaica.

Se hace necesario dar continuidad a estas inversiones, pero también definir una pauta de implantación de esta tecnología, para garantizar el control y cumplimiento de los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y de los que fije el nuevo PER 2011-2020, para ello se elaboró el Real Decreto 1578-2008 en el cual se expresa que se asignará una determinada cantidad de potencia máxima a instalar en el territorio nacional de este tipo de energía en cada trimestre del año.

4.2.3 El desarrollo fotovoltaico mundial

La producción de paneles solares fotovoltaicos sigue estando dominada por las células de silicio cristalino las cuales presentan una madurez tecnológica total en nuestros días. La producción española es toda ella de silicio cristalino.

El silicio es el elemento, tras el Oxígeno más abundante y distribuido de nuestro planeta, pero no se encuentra aislado, ni puro, si no combinado con oxígeno, por ejemplo en la cuarcita- con un 90% de óxido de silicio (SiO_2), y de la que se debe extraer el oxígeno y las impurezas para obtener en una primera etapa, el silicio de grado metalúrgico con pureza del orden del 90%.

Del silicio de grado metalúrgico obtenido por la industria metalúrgica se debe obtener un silicio con menos impurezas, no más de unas pocas partes por millón, para que pueda servir para las industrias electrónica y solar. La forma de hacerlo es mediante una transformación del silicio metalúrgico sólido en gas silano o triclorosilano del cual se extrae el silicio sólido con la pureza adecuada. La escasez de silicio de grado solar es coyuntural porque no hay limitaciones de silicio, ni silicio metalúrgico- las necesidades actuales de silicio solar son menos del 2% de la producción del silicio metalúrgico, ni del capital dispuesto a invertir en una industria como es la de la purificación que tiene un gran futuro y es rentable. Esta rentabilidad la proporciona, entre otras razones, el hecho que, por la escasez actual, el silicio de grado solar haya subido de precio y haga las inversiones atractivas (ha pasado a finales del pasado año de 25\$/kg. Al orden de los 40\$/kg. Y puede que el silicio de grado solar llegue a los 50\$/kg.). El aumento de un 100% del precio de esta materia prima, dependiendo de las tecnologías, repercute en un 10% aproximadamente en el módulo, y si el coste del módulo es del 50% del precio final del sistema llave en mano, la subida de la materia prima supone un incremento del 5% en el sistema fotovoltaico. Como se verá más adelante, esa subida, en los sistemas fotovoltaicos vendidos en el mercado español, están siendo compensadas por la bajada de precios que supone el mayor volumen y maduración del mercado en nuestro país.

4.3 INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED ELECTRICA

4.3.1 Fotovoltaica conectada a la red

Más de un 90% de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética. Esto evita que instalaciones que necesiten baterías y constituyen una aplicación más directa y eficiente de la tecnología. Ya hay cientos de miles de sistemas fotovoltaicos conectados a la red que demuestran que la conexión a red es técnicamente factible y muy fiable. En países como Alemania, Japón o EE.UU., un número cada vez más de personas y empresas están interesadas en instalar un sistema fotovoltaico y conectado a la red. Las motivaciones para dar un paso semejante son diversas algunos lo hacen para ganar dinero con la venta de la electricidad solar; otros para ahorrar electricidad en los picos de demanda o para dar estabilidad al consumo si el suministro que reciben es inestable; muchos otros justifican en todo o parte la inversión por conciencia ambiental.

Formas de conectarse a la red.

Para la conexión a red se utiliza un inversor que convierte la corriente continua de los paneles en corriente alterna. El inversor cumple además otras funciones monitoriza el sistema y lo desconecta de la red si hay algún funcionamiento anormal. Hay dos formas de conectarse a la red:

Facturación neta

La electricidad solar se usa primero para consumo propio y los excedentes, si los hay, se inyectan a la red. El sistema fotovoltaico se conecta cerca del contador, pero en el lado del consumidor, reduciendo la necesidad de comprar electricidad; por lo tanto, disminuye la factura de la compañía eléctrica, que suministra sólo la energía que no aportan los paneles. Cuando se produce un excedente, esa producción eléctrica se vierte en la red y puede recibir la tarifa fotovoltaica correspondiente, si lo contempla la regulación.

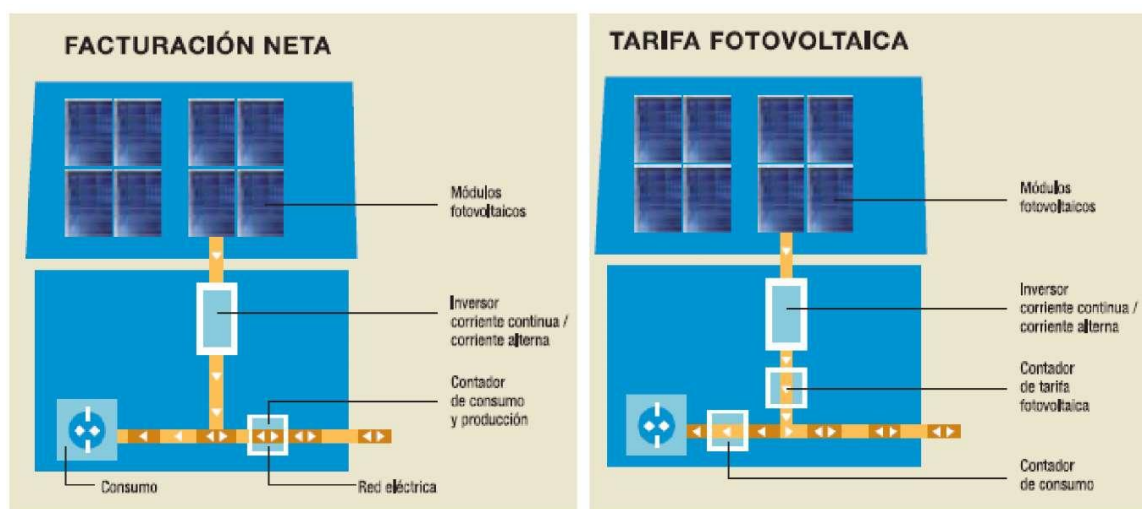


Figura 11. Esquemas facturación fotovoltaica

Tarifa fotovoltaica

En los países donde la legislación obliga a las compañías eléctricas a aceptar la generación que conecta a sus redes y existe una tarifa para recompensar el Kwh. de origen fotovoltaico, el sistema solar se suele conectar directamente a la red eléctrica, de modo que se inyecta el 100% de la energía producida.

En la práctica, las dos formas logran que la electricidad generada se consuma en el lugar que se produce, ya sea en el propio edificio que aloja los paneles o por los consumidores cercanos a una instalación sobre suelo o sobre un elemento constructivo; sin embargo, financiera y administrativamente son dos casos muy distintos. En el caso de la tarifa fotovoltaica, mucho más eficaz para promover la fuente renovable, se tiene que emitir una factura y se tiene que llevar una contabilidad (En España, además, hay que hacer todos los trámites de una actividad económica, con la independencia del tamaño de la instalación), en el caso de la facturación neta, en cambio, se obtiene un ahorro de consumo que no conlleva ninguna carga burocrática.

Cabe destacar la ausencia de normativa en España actualmente y la mala perspectiva que se abre si el borrador recién anunciado acaba transformándose en normativa en vigor.

4.3.2 Fotovoltaica en edificación

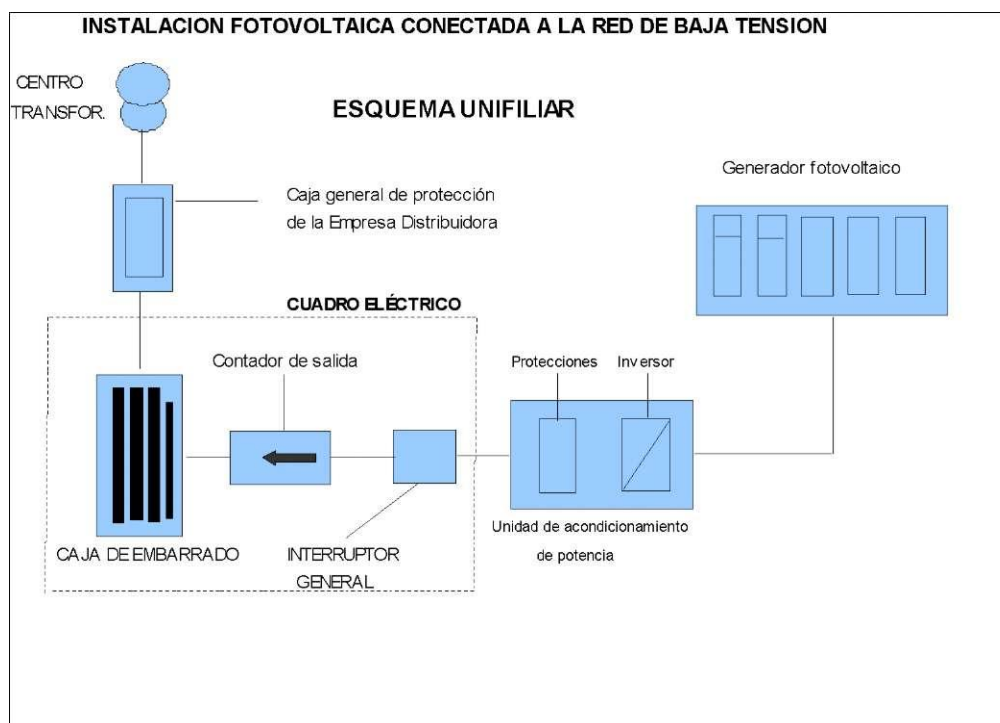
La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centros comerciales, naves industriales...) se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera que un creciente número de instalaciones se integren directamente en el cerramiento de los inmuebles, incorporándose a tejas y otros materiales de construcción.

Los sistemas fotovoltaicos sobre tejados y cubiertas son de pequeño a mediano tamaño, esto es de 5 kw. a 200 kw. aunque a veces se supera este valor y se alcanzan dos o tres MW. Los sistemas fotovoltaicos también pueden reemplazar directamente a los componentes convencionales de las fachadas. Las fachadas solares son elementos enormemente fiables que aportan un diseño moderno e innovador al edificio y, al mismo tiempo, producen electricidad. En varios países son elementos que contribuyen a la imagen de prestigio y al prestigio corporativo de las empresas.

Asimismo la fotovoltaica puede integrarse en otros elementos de la construcción: lamas parasoles, lucernarios, pérgolas, marquesinas, etc.

4.3.3 Elementos que componen la instalación

Adjuntamos esquema unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red de baja tensión y que no contempla la posibilidad de interconectar con los cuadros de distribución de consumo interno.



Esquema 12. Esquema instalación fotovoltaica conectada a red

Los elementos que conforman la instalación son los siguientes:

Generador fotovoltaico

Que transforma la energía solar en energía eléctrica. Está constituido por paneles solares y estos a su vez están formados por varias células iguales conectadas eléctricamente entre si, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministradas por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

Paneles Solares

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (Células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, como se mencionaba anteriormente, y que son:

- Radiación de 1000 W/m^2
- Temperatura de célula de 25° C (no temperatura ambiente)

Las placas fotovoltaicas se dividen en:

- **Cristalinas**

- **Monocristalinas:** se componen de secciones de un único cristal de silicio o de otro material semiconductor (especialmente aleaciones III-V) (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los cuatro lados cortos, si se observa se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).

- **Policristalinas:** cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas, normalmente de silicio.

- **Amorfas:** Cuando el silicio no se ha cristalizado, suelen ser células de capa delgada hechas de diferentes tipos de material: silicio, CdTe u otras aleaciones.

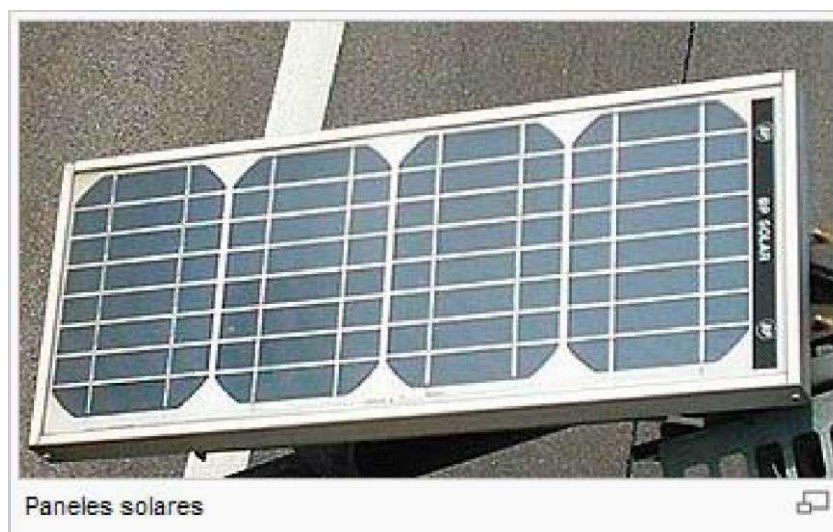


Figura 8 Fotografía paneles solares

La mayoría de las células solares están constituidas de silicio mono o policristalino. Las células solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido, este tipo de células son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de células solares siendo éste de entre el 15% y el 18%. Debido a su alto coste, está empezando a utilizarse de forma masiva el silicio policristalino, mucho más barato de fabricar ya que está formado por un conjunto de estructuras macrocristalinas de silicio además su rendimiento es bastante próximo al de las células monocristalinas, en torno al 12% y 14%. Por último existe otra familia de células solares constituidas de silicio amorfo que aparecen debido a que la fabricación de células solares de silicio cristalino sigue siendo muy alta, la fabricación de este tipo de células es mucho más simple y por lo tanto son mucho más baratas pero aunque tienen un buen comportamiento ante agentes externos, se degradan más rápidamente y su rendimiento es bastante inferior al de las células cristalinas, inferior al 10%.

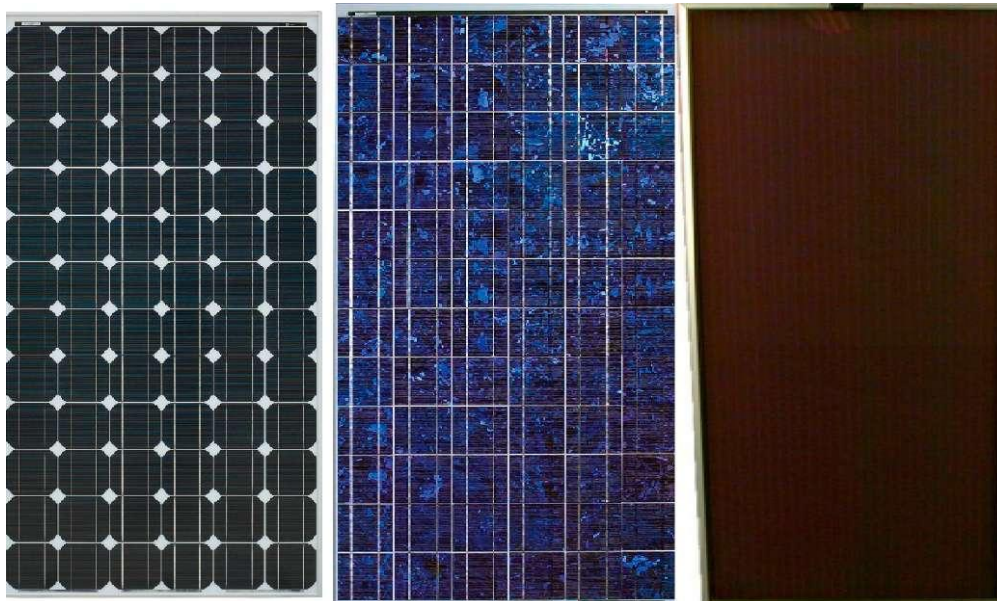


Figura 14. De izquierda a derecha; panel de silicio monocristalino, panel de silicio policristalino y panel de silicio amorfo.

Figura 15: Elementos de un Panel Fotovoltaico.

A la hora de dimensionar nuestra instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): es la máxima intensidad que se genera en el panel iluminado cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): es la máxima tensión que proporciona el panel iluminado cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.

- Punto de máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.
- Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar en su punto de funcionamiento óptimo, que viene dado por el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) y la tensión de máxima potencia (V_{mpp}), dividido por el producto de V_{oc} e I_{sc} . Este parámetro sirve para evaluar la calidad de los paneles gracias a la forma de la curva característica I-V de los paneles. Un FF muy alto nos dará una curva I-V con un codo más “cuadrado” y viceversa.
- Eficiencia y rendimiento (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente sobre el panel.

Se pueden mostrar todos los parámetros fundamentales de un panel o módulo fotovoltaico mediante su curva "voltaje-corriente", ésta curva muestra los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}), tensión a circuito abierto (V_{oc}) y corriente de cortocircuito (I_{sc}) de un panel y como varían respecto a la irradiancia que incide sobre ellos con temperatura de condiciones estándar de medida ($25^\circ C$).

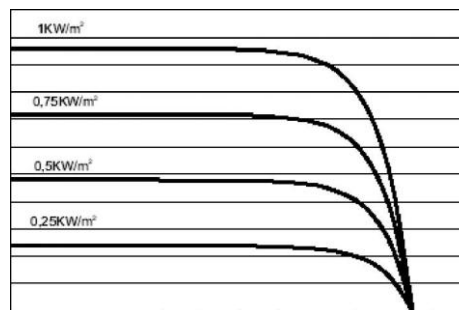


Figura 16: Curva I-V para diferentes irradiancias a $25^\circ C$. Fuente: Módulo A-65 ATERSA.

Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los paneles fotovoltaicos.

Así pues, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las de estándar de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación puede verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- Coeficiente de temperatura v_{oc} : es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga

conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta. Cada fabricante suele dar un valor exacto para cada uno de sus módulos.

- Coeficiente de temperatura I_{sc} : es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura. Con estos coeficientes de temperatura, puede representarse el comportamiento de los paneles ante variaciones de temperatura observando cómo cambian la tensión y corriente de máxima potencia, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito en la gráfica anterior de "voltaje-corriente" tomando como referencia la irradiancia en condiciones estándar de medida ($1000\text{W}/\text{m}^2$)

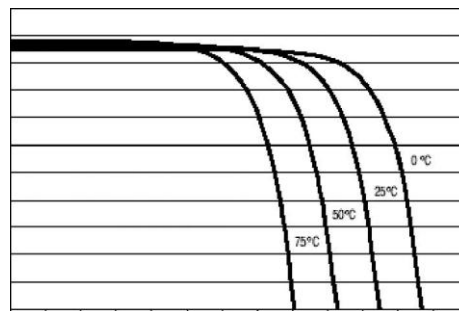


Figura 17. Curva I-V para diferentes temperaturas a una irradiancia de $1000\text{W}/\text{m}^2$.
Fuente: Módulo A-65 ATERSA.

Inversor

Anteriormente se ha visto que los paneles solares fotovoltaicos generan potencia a partir de la radiación solar que captan, esta potencia eléctrica no es alterna sino continua con unos valores de tensión y corriente continua que depende de la disposición de los paneles. A la hora de entregar la energía eléctrica a la red, es necesario tratarla para que cumpla las características establecidas para inyectarla a dicha red, como que debe ser senoidal, con una frecuencia de 50Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones en a la red de suministro.

El inversor es el equipo electrónico que permite inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por el generador fotovoltaico. Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de éstas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 97%, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye con forme disminuye o aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma. Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- Protección contra calentamiento excesivo; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.
- Protección de funcionamiento modo isla; para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén por fuera de unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.
- Protección de aislamiento; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- Protección contra inversión de polaridad; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

Equipo de medida

Es el encargado de controlar numéricamente la energía generada y volcada a la red para que con los datos obtenidos se puedan facturar a la Compañía a los precios acordados.

Estructura de soporte de las placas

Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente se colocarán sobre la denominada estructura soporte, dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación) y las pautas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

Podemos tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de la instalación, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las optimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas "huertas solares" donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol.

Ésta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

Caja General de Protección

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o punta de intensidad la cual afectaría a todos los componentes conectados a la red. Esta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles.

Puesta a tierra

La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Las tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Cableado de Interconexión

Es el encargado de conectar los distintos paneles solares con las cajas de interconexión y con otra instrumentación.

Este cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado evidentemente tendrá que cumplir con el reglamento técnico de baja tensión. Las conexiones, cables, equipos y demás elementos tendrán que tener el grado de protección IP.535, concepto que se define en la norma UNE 20-234.

Los cables utilizados tendrán una última capa de protección con un material resistente a la intemperie y la humedad, de tal forma que no le afecten internamente los agentes atmosféricos.

Entre las conexiones eléctricas entre paneles usaremos siempre terminales. Los terminales de los paneles pueden ser bornas en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda del mismo. En el primer caso tendremos capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. La caja de terminales es una buena solución en el caso de que cumpla con el grado de protección IP.535.

En instalaciones donde se monten paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24V instalaremos diodos de derivación.

La sección del cable de conexión no debe de ser superior a 6mm. Es necesario también cuidar los sistemas de paso de los cables por muros y techos para evitar la entrada de agua en el interior. Las técnica y tendido para la fijación de los cables han de ser las habituales en una instalación convencional. Los conductor pueden ir bajo tubo al aire, en el primer caso puede ir empotrado o no. La sujeción se efectuará mediante bridas de sujeción, procurando no someter un excesivo dobléz a los radios de curvatura. Los empalmes se realizarán con accesorios a tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible.

Protecciones

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento.

La implantación de protecciones deberemos llevarla a cabo atendiendo a la reglamentación vigente para éste tipo de instalaciones, artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 y al Reglamento Electrotécnico de Baja tensión:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
- 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.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- Podrán instalarse en el inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor diferencial automático, si se cumplen las siguientes condiciones:
 - a) Las funciones serán realizadas mediante un contacto cuyo rearme será automático, una vez se restablezca las condiciones normales de suministro de la red.

- b) El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.
- c) El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
- d) En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión, el fabricante del inversor deberá certificar:
 - Los valores de tara de tensión.
 - Los valores de tara de frecuencia.
 - El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
 - Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

Al tener tanto potencia continua como potencia alterna, además de equipar la instalación con las protecciones anteriores, serán necesarios dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso que se definirán en el apartado de cálculos del proyecto:

- a) *Protecciones de continua:* Este tipo de aparamenta se instalará en la fase de potencia continua de la instalación fotovoltaica, es decir, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.
- b) *Protecciones de alterna:* Estas protecciones se instalarán en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, desde el inversor hasta el punto de conexión de la red de suministro.

4.3.4 Acometida eléctrica

Es la parte de la instalación de red de distribución, que alimenta la caja general de protección o unidad funcional equivalente (CGP). Los conductores serán de cobre o aluminio. Esta línea está regulada por la ITC-BT-11.

Atendiendo su trazado, al sistema de instalación y a las características de la red, la acometida será subterránea. Los cables serán aislados, de tensión asignada 0,6/1 KV, y podrán instalarse directamente enterrados o enterrados bajo tubo.

Se remarca que la acometida será parte de la instalación constituida por la Empresa Suministradora, por lo tanto el diseño y trazado se basará en las normas propias y particulares de la misma.

El centro de transformación al que se conectará la instalación es objeto de un proyecto totalmente diferenciado y que se ajustará a las mejores condiciones de servicio propuestas por la Empresa Distribuidora.

4.3.5 Instalación de enlace

Caja de protección y medida

Por tratarse de un suministro a un único usuario, se colocará en un único conjunto la caja general de protección y el equipo de medida. El fusible de seguridad situado antes del contador coincidirá con el fusible que incluye una CGP.

Las cajas de protección y medida se instalarán en lugares de libre y permanente acceso. La situación se fijará de común acuerdo entre la propiedad y la empresa suministradora.

Se instalará un nicho de pared, que se cerrará con una puerta metálica, con un grado de protección IH10 según UNE-EN 50.102, revestida exteriormente de acuerdo con las características del entorno y estará protegida contra la corrosión, disponiendo de una cerradura normalizada por la empresa suministradora.

Los dispositivos de lectura de los Equipos se situarán en una altura comprendida entre 0,70 y 1,80 m. Se dejarán previstos los orificios necesarios para alojar los conductos de entrada a la acometida. Las cajas de protección y medida a utilizar corresponderán a uno de los tipos recogidos en las especificaciones técnicas de la empresa suministradora. Dentro de los mismos se instalarán cortocircuitos fusibles en los conductores de fase, con poder de corte igual o superior a la corriente de cortocircuito previsto en el punto de instalación.

Las cajas de protección y medida cumplirán todo lo que indica en la Norma UNE-EN 60.349-1, y tendrán un grado de protección IP43 según UNE 20.324 Y IK 09 según UNE-EN 50.102 y serán precintable.

El envoltente deberá disponer de la ventilación interna necesaria que garantice la no formación de condensaciones. El material transparente para la lectura será resistente a la acción de los rayos ultravioleta.

Las disposiciones generales de este tipo de caja quedan recogidas en la ITC-BT-13. El contador será de cuatro cuadrantes y dispondrá de un código de barras que será proporcionado por la compañía eléctrica.

Dispositivos generales e individuales de comando y protección

Los dispositivos generales de mando y protección se situarán lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual. Se colocará una caja para el interruptor de control de potencia inmediatamente antes de los otros dispositivos, en compartimento independiente y precintable. Esta caja se podrá colocar en el mismo cuadro donde se coloquen los dispositivos generales de comando y protección.

La altura a la que se situarán los dispositivos generales e individuales de comando y protección de los circuitos, medida desde el nivel del suelo, estará comprendida entre 1 y 2 metros. Los envolventes de los cuadros se ajustarán a las normas UNE 20.451 Y UNE-EN 50493-3, con un grado de protección mínimo de IP 30 según UNE 20.324 y IK07 según UNE-EN 50.102. El envoltorio para el interruptor del control de potencia será precintable y sus dimensiones estarán de acuerdo con el tipo de suministro y tarifa a aplicar. Sus características y tipo serán de un modelo aprobado oficialmente.

El instalador fijará de forma permanente sobre el cuadro de distribución una placa, impresa con caracteres indelebles, en la cual conste su nombre o marca comercial, fecha de realización de la instalación, así como la intensidad asignada del interruptor general automático. Los dispositivos generales e individuales de comando y protección serán, como mínimo: Un interruptor general automático de corte omnipolar, de intensidad nominal 160 A que permite su accionamiento manual y dotado de elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos según (ITC-BT-22). Tendrá poder de corte suficiente para la intensidad de corto circuito que pueda producirse en cualquier punto de la instalación.

Un relé diferencial general, con transformador toroidal asociado al interruptor general, destinado a la protección contra contactos indirectos de todos los circuitos (según ITC-BT-24).

4.3.6 Reglamentación

- R.D. 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial.
- R.D. 1663/2000, de 29 de Septiembre, que establece las normas de conexión a red de baja tensión de instalaciones fotovoltaicas.
- R.D. 1578/2008, de 26 de Septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red (PCT) establecidas por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) en Octubre de 2002.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por el R.D. 842/2002 de 2 de Agosto e Instrucciones Técnicas complementarias (ITC).
- Código Técnico de Edificación.
- Normas específicas de conexión a red de Unión Fenosa.

4.3.7 Mantenimiento de la instalación

Como se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, deberá realizarse un plan de mantenimiento adecuado en la instalación solar fotovoltaica para asegurar el correcto funcionamiento y óptima explotación de la instalación, además de estos objetivos, con dicho plan de mantenimiento conseguiremos aumentar la eficiencia y la duración de la instalación.

Dentro del plan se deberán realizar dos tipos de mantenimiento:

- **Mantenimiento preventivo:** este tipo de mantenimiento consiste en inspeccionar visualmente la instalación solar y verificar que los distintos equipos como inversores y paneles solares y dispositivos como protecciones de la instalación funcionan correctamente.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, si la instalación es de potencia inferior a 5kWp, debe realizarse una visita al año como mínimo, mientras que si la instalación fotovoltaica es de potencia superior, deberá realizarse una visita cada seis meses a la instalación, en la cual deberán comprobarse las protecciones eléctricas, el estado de los módulos solares así como sus conexiones, el estado del inversor y estado de los aislamientos de los conductores.

- **Mantenimiento correctivo:** en este plan de mantenimiento entran todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Ambos tipo de mantenimiento deberá realizarse por personal cualificado para este tipo de instalaciones fotovoltaicas y todas las operaciones llevadas a cabo deberán ser registradas en un informe técnico.

5 DISEÑO Y SIMULACION DEL DISEÑO FOTOVOLTAICO

5.1 Situación y emplazamiento de la instalación

La instalación estará situada en la cubierta de una nave industrial situada en el Polígono Industrial Cabezo Beaza, parcela D-4 en Cartagena.

Esta nave industrial está orientada al sur con un desvío de 10° al oeste. Nuestra instalación será montada obviando este pequeño desvío debido a que las existencias de sombra es prácticamente nula en la cubierta de la nave, ya que no existe ningún edificio mayor en altura u otro objeto que pudiera proyectar sombras.

Debido a que nuestro factor limitador es el propio espacio de la cubierta, no podemos desperdiciar metros colocando las placas con el ángulo justo para que los rayos del sol incidan perpendicularmente, por tanto la solución adoptada es colocar las placas en perpendicular al eje de la nave ya que el desvío es ínfimo.

Las coordenadas de nuestra instalación son:

Latitud: 37°37'29'' Longitud: 0°57'47''



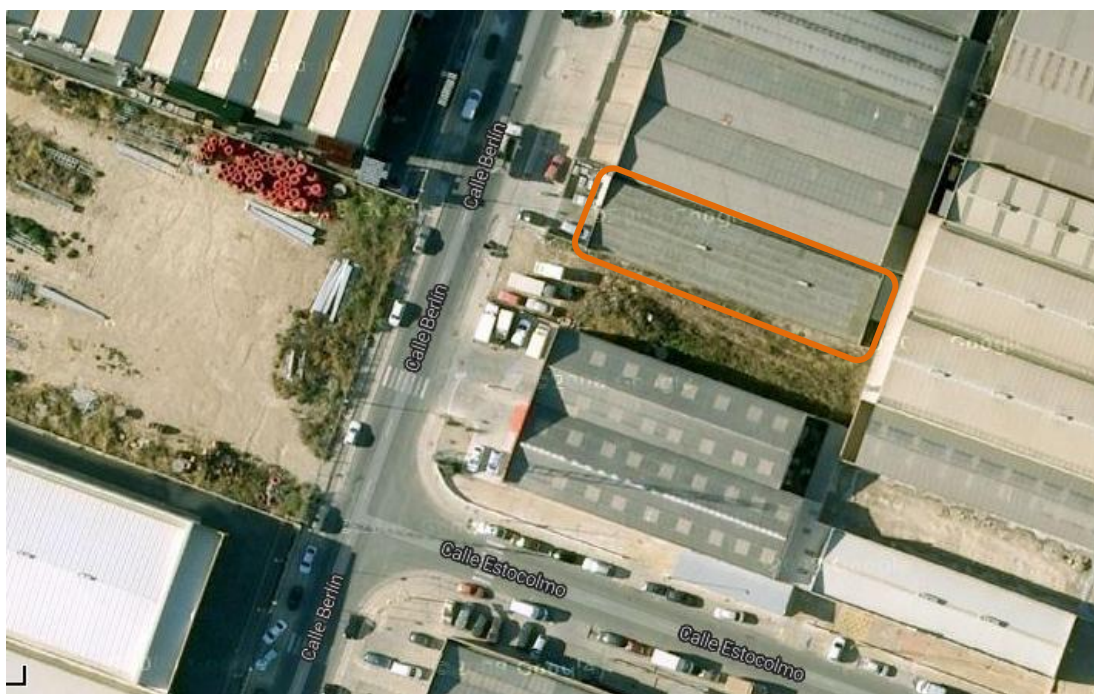


Figura 18. Imágenes por satélite de la ubicación de la nave industrial (fuente: Google Maps)

5.2 Descripción de la actividad y del edificio

La empresa para la cual va destinado este proyecto es un almacén al por mayor de material y mobiliario de oficina, consumibles de informática e imprenta.

Dentro de toda la maquinaria presente en la nave hay maquinaria como: ordenadores, luminarias, aires acondicionados, que tienen un funcionamiento continuo durante 9 horas diarias.

Después de un análisis y toma de datos de todos los aparatos eléctricos que podemos encontrar en la nave realizamos la siguiente tabla:

CALCULO DE LA POTENCIA EN LA NAVE								
TOTAL	UTILIZADOS	TIPO	POTENCIA (W)	MEDIA DE HORAS/DIA	CONSUMO DIARIO (KW*h/dia)	CONSUMO AL MES (KW*h)	PRECIO	POTENCIA EQUIPOS TOTAL KWh
9	9	Ordenador	200	8	14,40	317	44 €	1.800
9	9	Monitores	100	8	7,20	158	22 €	900
9	9	SAI	50	8	3,60	79	11 €	450
1	1	Servidor	250	24	6,00	132	18 €	250
2	2	TPV	50	9	0,90	20	3 €	100
2	2	Fotocopiadora	800	4	6,40	141	20 €	1.600
1	1	Impresora multifuncion Brother	100	8	0,80	18	2 €	100
3	3	Impresora matricial	100	4	1,20	26	4 €	300
1	1	Impresora RISO	400	2	0,80	18	2 €	400
1	1	Plotter	850	4	3,40	75	10 €	850
2	2	Plotter color	150	6	1,80	40	6 €	300
1	1	Plotter Roland	790	3	2,37	52	7 €	790
1	1	Escaner HP	100	0	0,00	0	0 €	100
1	1	Plegadora de planos 920/HS	650	3	1,95	43	6 €	650
1	1	Plastificadora A3	650	1	0,65	14	2 €	650
1	1	Plastificadora 1 metro	2.400	0,5	1,20	26	4 €	2.400
1	1	Plastificadora automatica	800	0	0,00	0	0 €	800
2	2	Perforadora espiral	150	3	0,90	20	3 €	300
1	1	Maquina estampación	600	0	0,00	0	0 €	600
1	1	Maquina de tarjetas plasticas	200	0	0,00	0	0 €	200
1	1	Grabadora de llaveros	50	0	0,00	0	0 €	50
1	1	Taladro electrico	150	0	0,00	0	0 €	150
1	1	Frigorifico	90	24	2,16	48	7 €	90
1	1	Tostador	1.450	1	0,73	16	2 €	1.450
1	1	Cafetera	200	1	0,20	4	1 €	200
266	110	Luminaria	36	9	35,64	784	110 €	3.960
76	35	Luminaria	18	9	5,67	125	17 €	630
4	4	Aire acondicionado grande	2.000	0	0,00	0	0 €	8.000
3	3	Aire acondicionado pequeño	1.700	0	0,00	0	0 €	5.100
1	1	Cizalla 4850-95	1.100	1	1,10	24	3 €	1.100
1	1	Escaner Epson	40	0	0,00	0	0 €	40
1	1	RIP IS700C	600	0	0,00	0	0 €	600
1	1	Plegadora tripticos	50	0	0,00	0	0 €	50
1	1	Maquina de sellos Brother	120	0	0,00	0	0 €	120
4	4	Vitrinas	60	3	0,72	16	2 €	240
TOTAL					99,79	2.195	307 €	35.320

Figura 19. Tabla de consumos

El mayor consumo en un día laborable, como podemos observar es el de la luminaria, aunque apenas se conecta el cincuenta por ciento de las luces disponibles.

Debemos de tener en cuenta la variable estacional, por lo que en verano e invierno estará en funcionamiento el aire acondicionado o la calefacción, por lo que el mayor consumo en estas fechas será de los aparatos calefactores.

Durante el último semestre de 2012, debido al cambio de contadores digitales de la empresa eléctrica, ha habido diversos problemas con el alto consumo de electricidad en la nave debido a que el contrato con la empresa eléctrica se ajusta mucho a la energía total consumida, por lo que ha provocado en diferentes ocasiones el corte de luz, lo que ha provocado el parón de trabajo en un momento dado.

Debido a esto, se tomaron decisiones como mantener encendidas menos luces, la no utilización del aire acondicionado y mantener encendidas solo las maquinas que fuesen necesarias para las ejecuciones de los trabajos.

Esto ha provocado un descenso en el consumo de la electricidad y se ha visto reflejado en la factura de la empresa eléctrica.

CONSUMO ELECTRICIDAD PAPELERIA ROSI 2009			
AÑO	MES	CONSUMO (KW*h)	GASTO
2009	Julio	5.103	585,47 €
2009	Agosto	5.450	625,28 €
2009	Septiembre	4.187	480,37 €
2009	Octubre	5.527	634,11 €
2009	Noviembre	5.290	606,92 €
2009	Diciembre	5.001	573,76 €
TOTAL		30.558	3.505,92 €

CONSUMO ELECTRICIDAD PAPELERIA ROSI 2010			
AÑO	MES	CONSUMO (KW*h)	GASTO
2010	Enero	2.871	329,39 €
2010	Febrero	3.733	428,29 €
2010	Marzo	3.716	426,34 €
2010	Abril	3.733	428,29 €
2010	Mayo	3.565	409,01 €
2010	Junio	5.226	654,08 €
2010	Julio	6.006	751,70 €
2010	Agosto	5.226	654,08 €
2010	Septiembre	4.683	586,12 €
2010	Octubre	5.923	741,32 €
2010	Noviembre	2.050	298,43 €
2010	Diciembre	2.057	299,45 €
TOTAL		48.789	6.006,51 €

CONSUMO ELECTRICIDAD PAPELERIA ROSI 2011			
AÑO	MES	CONSUMO (KW*h)	GASTO
2011	Enero	3.773	549,27 €
2011	Febrero	3.783	550,72 €
2011	Marzo	1.909	277,91 €
2011	Abril	3.767	548,39 €
2011	Mayo	1.711	249,08 €
2011	Junio	5.733	834,60 €
2011	Julio	4.049	589,45 €
2011	Agosto	5.660	823,97 €
2011	Septiembre	2.258	328,72 €
2011	Octubre	3.527	513,45 €
2011	Noviembre	1.855	270,05 €
2011	Diciembre	3.998	582,02 €
TOTAL		42.023	6.117,62 €

CONSUMO ELECTRICIDAD PAPELERIA ROSI 2012			
AÑO	MES	CONSUMO (KW*h)	GASTO
2012	Enero	1.549	225,50 €
2012	Febrero	2.999	436,59 €
2012	Marzo	3.637	529,47 €
2012	Abril	2.956	430,33 €
2012	Mayo	2.148	312,70 €
2012	Junio	4.983	725,42 €
2012	Julio	5.823	847,70 €
2012	Agosto	5.914	860,95 €
2012	Septiembre	2.885	419,99 €
2012	Octubre	2.412	351,13 €
2012	Noviembre	2.089	304,11 €
2012	Diciembre	1.784	259,71 €
TOTAL		39.179	5.703,60 €

CONSUMO ELECTRICIDAD PAPELERIA ROSI 2013			
AÑO	MES	CONSUMO (KW*h)	GASTO
2013	Enero	1.968	286,50 €
2013	Febrero	1.686	245,44 €
2013	Marzo	1.758	255,93 €
2013	Abril	1.812	263,79 €
2013	Mayo	1.980	288,24 €
TOTAL		9.204	1.339,90 €

CONSUMO MEDIO		
AÑO	CONSUMO ANUAL (KW*h)	CONSUMO MENSUAL (KW*h)
2009	30.558	5.093
2010	48.789	4.066
2011	42.023	3.502
2012	39.179	3.265
2013	9.204	1.841
MEDIA CONSUMO MENSUAL		3.553
MEDIA CONSUMO ANUAL		42.639

Actualmente hay contratada una potencia de 6,9KW, pero debido a que la empresa eléctrica ha cambiado a contadores digitales están teniendo cortes de luz a menudo y necesitan ampliar dicha potencia, por lo que el propósito de este proyecto es ajustar a las necesidades de la empresa una instalación fotovoltaica conectada a red con el propósito de generar un balance neto lo más ajustado posible.

El edificio es una nave de estructura metálica con un revestimiento de placa de hormigón y una zona donde están las oficinas que está construida con estructura de hormigón y cerramiento de ladrillo.

La estructura donde va a ir anclada la instalación fotovoltaica es la chapa de la cubierta de la nave. Teniendo en cuenta que el coeficiente de seguridad adoptado por el proyectista de la nave industrial para los pilares metálicos de la nave es del 1.25. Considero que no se debe hacer ningún cálculo de resistencia ni pruebas de estrés a la estructura metálica existente, ya que dicha estructura soportara sin problemas el peso adicional de la instalación fotovoltaica.

5.3 Componentes de la instalación

En relación a los componentes que vamos a emplear en la instalación los vamos a definir uno por uno y serán los siguientes:

- **Placa fotovoltaica:** La placa fotovoltaica será de la marca Trina Solar, modelo TSM-PC05 la cual nos dará una potencia de 245W, con una eficiencia del 15% y con una garantía de 25 años. El tipo de placa es de silicio-monocristalino. Con un peso de 18,6Kg y unas medidas de 1650x941x35 mm.
- **Inversor:** el inversor que he decidido utilizar es de marca SMA, modelo SUNNY TRIPOWER 10000TL cuya potencia máxima de entrada son los 10,4Kw. con una eficiencia europea del 97,5%. con salida de AC en trifásica directamente. Este inversor tiene unos límites de DC de 800V de máxima, 150V de mínima, 11A de máxima en serie y 22A de máxima en paralelo. Por la parte de la salida AC será de 230V o 400V con una intensidad por fase de 16A.
- **Cableado:** tendremos dos tipos de cableado, en la parte de DC tendremos un cable de 4mm exigido por el fabricante de la placa. Y en la parte de AC tendremos un cableado que soporte la intensidad de salida de los inversores.
- **Protecciones:** En este apartado tendremos varias protecciones reguladas por el REBT ITC-BT-40: nos exige unas protecciones mínimas: Protección magneto-térmica contra sobre intensidad, Protección contra sobretensiones. Protección contra subtensiones y protección de frecuencia. Para la primera protección de sobre intensidad montaremos un magneto-térmico PLZ6-B50/1N que actúe sobre una fase y el neutro, y montaremos otros 2 de un polo cada uno tipo PLS6-B50. De esta forma conseguimos una protección individual por fase. Para la protección de sobretensión utilizaremos 3 protectores de 1 polo más neutro para trifásico, uno por fase. En cuanto a la protección de subtensión y la de frecuencia se encargará el inversor escogido. Dichas protecciones estarán recluidas en un cuadro al que se tenga acceso en caso de mantenimiento o emergencia.
 - **Estructura soporte placas:** Las placas irán sujetas a la cubierta mediante estructura de sujeción de aluminio reforzado diseñada para tal efecto. La cubierta existente se trata de una cubierta de chapado metálico. Los soportes que constituyen la estructura de sujeción de los módulos irán cogidos a dicha estructura de chapa. Se dispondrá de un elemento de unión entre la estructura de soporte y la chapa de la cubierta. Este elemento de unión se trata de una pieza de acero inoxidable que se adapta al dibujo de la chapa y se sujeta a ella mediante cuatro tornillos autoroscantes de acero inoxidable.

La información sobre los componentes de la instalación se dará con más detalle en los anexos correspondientes al final del proyecto.

5.4 Solución adoptada. Diseño de la instalación

El proyecto tiene como finalidad diseñar una instalación que abastezca de la demanda de energía eléctrica requerida para que la nave industrial no necesite aporte eléctrico convencional. El modelo aplicado de 30kw de potencia nominal será de autoconsumo sin almacenamiento local, de forma que se vierte la producción en la red eléctrica y se consume a la vez de la misma red eléctrica.

La solución en cuanto a placas que se ha optado es la de una placa fotovoltaica de silicio- monocristalino debido a que son las que mejor eficiencia tienen y debido a que nuestro factor limitativo en este proyecto es la superficie necesitamos un sistema que sea capaz de obtener la mayor cantidad de energía posible.

La solución adoptada para la instalación fotovoltaica será la instalación de 3 inversores con 3 ramales de 14 paneles cada uno, un total de 126 placas. Los paneles estarán conectados en serie en cada ramal. De esta forma aumentaremos la tensión pero no la intensidad y estaremos dentro de los parámetros establecidos por el fabricante del inversor. Los datos de entrada a los inversores serán de 604V a 8.68 A. y la salida del inversor será de a 400V y 16 A.

Las placas de cada ramal estarán conectadas entre ellas y al inversor por un cable de sección 4mm^2 exigido por el fabricante. En cuanto a la salida del inversor el cableado será de una sección mínima de 4mm^2 por fase. Los inversores evacuarán la electricidad generada a un punto en común donde ira instalado el cuadro de protección. Del cuadro de protección saldrá directamente al contador.

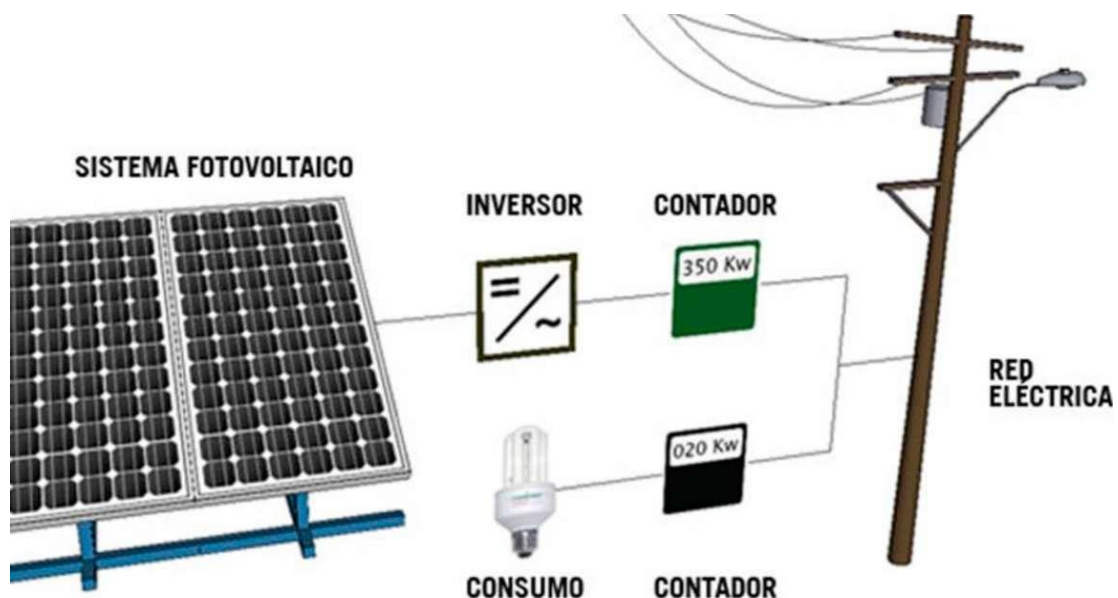


Figura 20. Esquema simple de una instalación.

5.6 Documentación

La documentación que hemos utilizado para la realización de este proyecto se basa casi exclusivamente en catálogos de fabricante para la elección de cada uno de los componentes de la instalación. Los catálogos de placas, inversor, cableado y protecciones estarán en los anexos de este proyecto.

5.7 Cálculo de Radiación solar (PVGIS)

Para el estudio de la radiación incipiente en nuestra instalación hemos utilizados dos métodos distintos. El primer método ha sido el obtener los valores de radiación mediante el sistema PVGIS: para este cálculo hemos utilizado las coordenadas de situación de nuestra nave y el ángulo que tenemos previsto darle a las placas.

Irradiación solar mensual

PVGIS estimaciones de las medias mensuales a largo plazo

Lugar: Calle Berlín Parcela D-4 Polígono Industrial Cabezo Beaza.

Latitud: 37°37'29" Norte

Longitud: 0°57'47" Oeste

Elevación: 40 m.s.n.m.

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

El ángulo de inclinación óptimo es: 34 grados

Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.1%

Mes	H_h	H_{opt}	$H(34^\circ)$	DNI	I_{opt}	T_D	T_{24h}
Enero	2.560	4.280	4.280	3.970	62	13,2	11,6
Febrero	3.520	5.200	5.200	4.910	54	14,2	12,5
Marzo	4.810	5.980	5.980	5.560	41	16,6	14,8
Abril	6.190	6.630	6.630	6.860	27	18,6	16,8
Mayo	7.140	6.800	6.800	7.360	13	21,6	20,1
Junio	8.030	7.230	7.230	8.580	4	25,9	24,3
Julio	7.870	7.270	7.270	8.480	8	28,2	26,7
Agosto	6.880	7.040	7.040	7.410	20	28,6	27,1
Septiembre	5.380	6.350	6.350	6.120	36	25,6	24
Octubre	3.990	5.520	5.520	5.230	50	22,2	20,4
Noviembre	2.810	4.560	4.560	4.380	60	17	15,2
Diciembre	2.490	4.270	4.270	3.790	64	13,9	12,4
Año	5.150	5.930	5.930	6.060	34	20,5	18,8

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

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

$H(34)$: Irradiación sobre plano inclinado:34grados (Wh/m²/día)

DNI : Irradiación directa normal (Wh/m²/día)

I_{opt} : Inclinación óptima (grados)

T_D : Temperatura media del día (°C)

T_{24h} : Temperatura media diaria (24h) (°C)

En otro método de cálculo de la irradiación que hemos utilizados es el método LIU-JORDAN: Este método se basa en la relación observada entre la curva horaria de radiación difusa para un día y la curva horaria de radiación extraterrestre para un día. Se puede proponer que:

$$\frac{I_d}{H_d} = \frac{\pi}{24} \times \frac{\cos \omega_1 \times \cos \omega_s}{\text{sen} \omega_s \times -(\pi/180) \times \omega_s \times \cos \omega_s}$$

MÉTODO LIU-JORDAN (UPM)

	Sup. Horiz.	Sup. Incl. 34°	
	KWh/m ² día	k	KWh/m ² día
Enero	2,56	1,190	3,047
Febrero	3,52	1,599	5,627
Marzo	4,81	1,175	5,652
Abril	6,19	1,034	6,402
Mayo	7,14	0,959	6,846
Junio	8,03	0,922	7,401
Julio	7,87	0,937	7,377
Agosto	6,88	1,007	6,930
Septiembre	5,38	1,120	6,024
Octubre	3,99	1,252	4,994
Noviembre	2,81	1,391	3,909
Diciembre	2,49	1,420	3,536
MEDIA	5,147		5,642

Debido a que los dos cálculos de radiación son muy próximos hemos optado por hacer una intermediación de los dos y utilizaremos los siguientes valores

PROMEDIO

	Sup. Horiz.	Sup. Incl.30°	
	KWh/m ² día	k	KWh/m ² día
Enero	2,560	1,190	3,664
Febrero	3,520	1,599	5,414
Marzo	4,810	1,175	5,816
Abril	6,190	1,034	6,516
Mayo	7,140	0,959	6,823
Junio	8,030	0,922	7,315
Julio	7,870	0,937	7,324
Agosto	6,880	1,007	6,985
Septiembre	5,380	1,120	6,187
Octubre	3,990	1,252	5,257
Noviembre	2,810	1,391	4,235
Diciembre	2,490	1,420	3,903
MEDIA	5,147		5,787

5.8 Cálculo de la orientación, inclinación y sombras.

Para intentar aprovechar la máxima radiación posible los paneles se tienen que orientar con un acimut lo más próximo posible al sur y con un ángulo de inclinación lo más próximo a la latitud, desviada $+10^\circ$ si el consumo es preferente en invierno y -10° si es preferente en verano.

La ubicación para la realización del proyecto está en el Polígono industrial Cabezo Beaza en la ciudad de Cartagena con una longitud $0,96^\circ$ y una latitud de $37,62^\circ$. Como el lugar donde se van a instalar las placas solares es un comercio, se consume más en verano por la utilización de aire acondicionado. Por esta razón, y por la inclinación que ya tiene la vertiente del tejado que es de 30° y para evitar los costes de los soportes de las placas, la inclinación que se ha elegido para el emplazamiento es de 30° .

En lo que se refiere a la orientación y siguiendo las recomendaciones del CTE para evitar pérdidas de radiación por orientación e inclinación, y también por la posición del edificio hemos elegido una orientación de 20° en dirección oeste con respecto al sur.

En nuestro caso, para un ángulo de inclinación de 30° y un acimut de 20° nos da un resultado de rendimiento entre el 95-100%, según la figura publicada por el CTE para el cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación distinta de la óptima y por sombras, que adjuntamos en el anexo correspondiente.

Para la comprobación de los valores que hemos escogido, adjuntamos a continuación la figura publicada por el CTE para el cálculo del factor "FS", que considera las pérdidas por orientación e inclinación distinta de la óptima

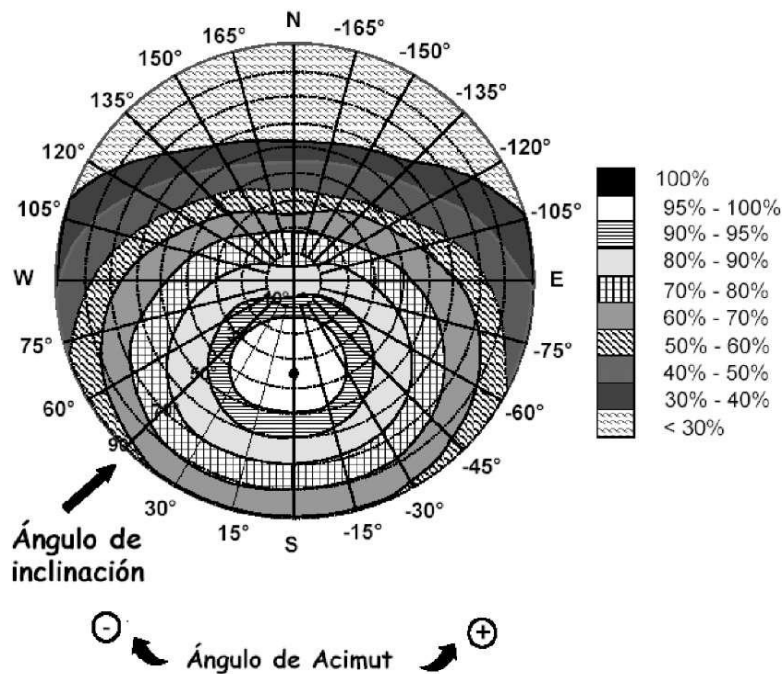


Figura 22. Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y Código Técnico de la Edificación (CTE). 2009.

5.9 Dimensionado y diseño del sistema fotovoltaico

5.9.1 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

La instalación se caracteriza por medio de su potencia nominal (P_n) que es la suma de las potencias nominales de los inversores. He elegido el inversor de conexión a red SMA SUNNY TRIPOWER 10000TL con una potencia máxima de entrada de 10,4 kW con una eficiencia europea del 97,5%. Para obtener la potencia de 30KW tendremos que poner 3 inversores.

Numero de módulos:

Hemos elegido los módulos solares TRINA SOLAR TSM-PC05 para la instalación fotovoltaica. Para definir el número de módulos necesarios dividimos la potencia de 30kW por la potencia del módulo solar y obtendremos el número de módulos fotovoltaicos necesarios.

Como tenemos de diferentes módulos con diferentes potencias, vamos a calcularlos para todas (230w – 235w -240w -245w):

$$N^{\circ} \text{Módulos} = \frac{P_{\max DC}}{P_{\text{panel}}}$$

$$N^{\circ} \text{Módulos} = \frac{P_{\max DC}}{P_{\text{panel}}} = \frac{30000w}{230w} = 130,43 \cong 131$$

$$N^{\circ} \text{Módulos} = \frac{P_{\max DC}}{P_{\text{panel}}} = \frac{30000w}{235w} = 127,65 \cong 128$$

$$N^{\circ} \text{Módulos} = \frac{P_{\max DC}}{P_{\text{panel}}} = \frac{30000w}{240w} = 125$$

$$N^{\circ} \text{Módulos} = \frac{P_{\max DC}}{P_{\text{panel}}} = \frac{30000w}{245w} = 122,44 \cong 123$$

Elegimos los módulos de 245w debido al problema de espacio en la cubierta de la nave, así el total de módulos sería 123.

Como hemos mencionado anteriormente tendremos 3 inversores, cada uno de ellos con 41 módulos fotovoltaicos y de este modo no pasaremos la potencia máxima del inversor.

5.9.2 Performance ratio

Para el cálculo del Performance Ratio nos basaremos en datos obtenidos por la experiencia en otras instalaciones así como en datos proporcionados por el fabricante de los componentes. El primer cálculo lo realizaremos para las pérdidas por temperatura. Se detalla en el siguiente cuadro:

	T ^a Media(°C)	T ^a Célula(°C)	Rto temperatura
ENERO	11,6	42,85	94,6%
FEBRERO	12,5	48,125	93,1%
MARZO	14,8	50,425	92,4%
ABRIL	16,8	52,425	91,8%
MAYO	20,1	55,725	90,8%
JUNIO	24,3	59,925	89,5%
JULIO	26,7	62,325	88,8%
AGOSTO	27,1	62,725	88,7%
SEPTIEMBRE	24	59,625	89,6%
OCTUBRE	20,4	56,025	90,7%
NOVIEMBRE	15,2	50,825	92,3%
DICIEMBRE	12,4	48,025	93,1%

El resto de rendimientos son: rendimiento de cableado, punto máxima potencia, inversor, polvo, conversión, dispersión en datos, otros (orientación...) Y los detallamos a continuación:

	Rto _{temp}	Rto _{cab}	Rto _{pol}	Rto _{dis}	Rto _{pmp}	Rto _{inv}	Rto _{conexiones}	Rto _{otros}	PR
ENERO	94,6%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	79,6%
FEBRERO	93,1%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	78,3%
MARZO	92,4%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	77,7%
ABRIL	91,8%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	77,2%
MAYO	90,8%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	76,4%
JUNIO	89,5%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	75,3%
JULIO	88,8%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	74,7%
AGOSTO	88,7%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	74,6%
SEPTIEMBRE	89,6%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	75,4%
OCTUBRE	90,7%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	76,3%
NOVIEMBRE	92,3%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	77,6%
DICIEMBRE	93,1%	98,86%	97%	97%	98%	98,1%	96,0%	98%	78,3%
								Valor medio	76,8%

Como podemos observar en la tabla el Performance Ratio es bastante bueno y realista. La mayor fuente de pérdidas será por las temperaturas. Este dato es muy importante porque a mayor temperatura el módulo aumenta más la corriente y disminuye la tensión con lo que las pérdidas de distribución hasta los inversores de red aumentan.

Si los cables son finos y la distancia es elevada puede provocar pérdidas de rendimiento muy importantes. Pero también debemos de tener en cuenta que cuanto más grueso sea el cableado, más cara nos costará la instalación.

5.9.3 Energía generada

	Gdm(0) (kWh/m ² día)	Gdm(0,30) (kWh/m ² día)	PR	Egen (kWh/día)	Eper (kWh/día)	Egen (kWh/mes)	Beneficios (€/mes)	Dias mes
ENERO	2,56	3,047	0,796	24,263	4,944	752,1	112,8	31
FEBRERO	3,52	5,627	0,783	44,055	9,563	1.233,5	185,0	28
MARZO	4,81	5,652	0,777	43,922	9,789	1.361,6	204,2	31
ABRIL	6,19	6,402	0,772	49,426	11,266	1.482,8	222,4	30
MAYO	7,14	6,846	0,764	52,288	12,353	1.620,9	243,1	31
JUNIO	8,03	7,401	0,753	55,740	13,760	1.672,2	250,8	30
JULIO	7,87	7,377	0,747	55,114	13,939	1.708,5	256,3	31
AGOSTO	6,88	6,930	0,746	51,704	13,129	1.602,8	240,4	31
SEPTIEMBRE	5,38	6,024	0,754	45,417	11,177	1.362,5	204,4	30
OCTUBRE	3,99	4,994	0,763	38,104	9,031	1.181,2	177,2	31
NOVIEMBRE	2,81	3,909	0,776	30,341	6,793	910,2	136,5	30
DICIEMBRE	2,49	3,536	0,783	27,692	6,004	858,4	128,8	31
Total	61,670	67,746	-	518,07	121,75	15746,93	2362,04	
Promedio	4,850	4,386	0,768	43,17	10,15	1312,24		365,00
						TOTAL		

Como podemos comprobar la generación de energía nos va a producir **15.746,93 kWh** al año por inversor, así que la suma total de los 3 inversores tendremos que se producirá **47240KW/h** al año con una generación media mensual de **3936 kWh/h**.

Actualmente el coste de la electricidad es de 0,145578 kWh por lo que nos ahorraríamos unos 6.500€ anuales, que es según las tablas anteriores lo que se ha ido consumiendo en los últimos años.

Como podemos observar la energía total generada corresponde a una medida real mientras que el valor promedio se desvía un poco de la realidad al utilizar el valor medio del Performance Ratio.

5.9.4 Cálculo de conexiones entre módulos

En condiciones de funcionamiento nominal (NOCT) y según el folleto de especificaciones técnicas, los módulos TRINA SOLAR TSM-PC05 de 230 Wp tienen una tensión nominal de 26,8V y una intensidad de 6,64A.

El inversor trifásico SUNNY TRIPOWER 10000 TL, por otra parte y según sus especificaciones técnicas, tiene un rango de tensiones de entrada entre 150 y 800 V.

Los paneles se distribuirán de modo tal que cumplan las características exigidas por los inversores donde van a ser conectados. Todos los datos que aparecen a continuación son obtenidos de las hojas de características del fabricante que se encuentra en el apartado hojas de características en el anexo.

$$\text{Paneles mínimos/máximos en serie} = \frac{V_{DC1}}{V_{mpp}}$$

$$\text{Paneles mínimos en serie} = \frac{150}{26,8} = 5,59 \cong 6 \text{ módulos}$$

$$\text{Paneles mínimos en serie} = \frac{800}{26,8} = 29,85 \cong 29 \text{ módulos}$$

V_{DC1}, V_{DC2} = Valores máximo y mínimo de corriente continua del inversor.

V_{mpp} = Valor de voltaje máximo pico, que soporta el panel.

$$\text{N}^\circ \text{ máximo/mínimo en paralelo} = \frac{P_n/V_{DC1}}{I_{mpp}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ máximo en paralelo} = \frac{10400/150}{6,64} = 10,44 \cong 11$$

$$\text{N}^\circ \text{ mínimo en paralelo} = \frac{10400/800}{6,64} = 1,95 \cong 2$$

P_n = Valor de la potencia de entrada al inversor

I_{mpp} = valor de la intensidad máxima pico que soporta el panel

En estas condiciones resulta que se pueden montar entre 6 y 29 módulos en serie (ya que cada uno da 26,8 V) y ello hace que haya que poner entre 2 y 11 series de módulos en paralelo.

Como hay 3 inversores (que deben tener la misma carga), elegimos poner por cada inversor 41 módulos distribuidos en 3 filas en paralelo de 14 módulos en dos filas y 13 módulos en otra fila.

Cada inversor tiene dos entradas, A y B por lo que quedaría de la siguiente manera:

- Entrada A del inversor: dos filas de 14 módulos en serie. ($2 \times 6,64A = 13,28A$) < 22A
- Entrada B del inversor: una fila de 13 módulos en serie. ($1 \times 6,64A = 6,64A$) < 11A

6 PLIEGO DE CONDICIONES

6.1 Objeto

El objeto de este pliego es la ordenación de las condiciones técnicas que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relativas a la construcción de nuestra instalación solar fotovoltaica conectada a red. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación, así como a la obra civil necesaria para su construcción.

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

6.2 Documentos que definen las obras

Los documentos contractuales que definen las obras y que la propiedad entregará al Contratista, son los Planos, Pliego de Condiciones, Presupuesto y Memoria, que se incluyen en el presente Documento.

Cualquier cambio en el planteamiento de la Obra que implique un cambio sustancial respecto de lo proyectado deberá ponerse en conocimiento del proyectista o técnico competente para que lo apruebe, si procede, y redacte el oportuno proyecto reformado.

En caso de contradicción entre los Planos y el Pliego de Condiciones, prevalecerá lo prescrito en este último documento. Lo mencionado en los Planos y omitido en el Pliego de Condiciones o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviera expuesto en ambos documentos.

6.3 Componentes y materiales

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.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

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. 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.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. 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.

Las marcas comerciales nombradas en la memoria, son recomendaciones a título orientativo. La elección de las mismas queda como responsabilidad del instalador, en función de la disponibilidad, existencia en el momento de la ejecución o preferencia de trabajo del instalador.

Los materiales seleccionados cumplirán con todas las características de diseño y la normativa aplicable. En el caso de que no fuese posible elegir un componente que cumpla con los requisitos de este proyecto, será necesario el visto bueno del proyectista o de un técnico cualificado que evalúe su idoneidad y efecto en el resto de componentes.

La aceptación final de los materiales y componentes se realizará con la firma del propietario del presupuesto presentado por el contratista.

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.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano.

6.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. 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.

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. Los marcos laterales, en caso de existir, serán de aluminio o acero inoxidable.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y con las mismas características de las células, incluidas las características físicas (color, dimensiones, etc.).

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo. 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.

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 del generador. La estructura del generador se conectará a tierra.

6.3.2 Estructura de soporte

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el código técnico de la edificación CTE. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

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

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. 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. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

La estructura soporte será calculada según el código técnico de la edificación CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

6.3.3 Generador Fotovoltaico

La ubicación, orientación e inclinación del generador fotovoltaico serán las descritas en la Memoria. En cualquier caso, formará parte del proyecto constructivo, el cálculo de la producción eléctrica esperada y su justificación en base a datos de radiación estadísticos y algoritmos de cálculo reconocidos.

6.3.4 Inversor

Será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutado.

- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- Incorporarán vigilante de aislamiento y separación galvánica.

El inversor cumplirá 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.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor al circuito de CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

- El autoconsumo en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, deberá inyectar en red.
- Tendrá un grado de protección mínima IP 20 para instalaciones en el interior de edificios y lugares inaccesibles e IP 65 para instalaciones en exterior.
- Estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

6.3.5 Cableado

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 de continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 0.5 % y los de la parte de alterna para que la caída de tensión sea inferior del 1 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

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

Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas. El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo en cada panel para formar las conexiones en serie y el inversor se efectuará mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cables utilizados cumplirán con la normativa vigente en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular han de poseer un aislamiento mayor de 1000V y ser de doble aislamiento (clase II). 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.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada una de los paneles estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura ambiente. Los cableados estarán adecuadamente etiquetados, identificados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

6.3.6 Conexión a red

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, así como lo prescrito por la compañía distribuidora.

En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

6.3.7 Medidas

La medida de consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación. Los contadores se deberán señalar de forma indeleble.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora. No obstante, en caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la empresa eléctrica, siendo en este caso obligatorio informar a la empresa distribuidora con carácter inmediato.

Cuando el titular de la instalación se acoja al modo de facturación que tiene en cuenta el precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica, definido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, serán de aplicación el Reglamento de Puntos de Medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, y sus disposiciones de desarrollo. Además de las prescripciones anteriores, los equipos de medida deberán cumplir con todas las especificaciones de la compañía distribuidora.

6.3.8 Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

Artículo 11: Protecciones

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 3, incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magneto térmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.*
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continúa de la instalación.*
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión y conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.*
- 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 podrán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones a las que hacen referencia los artículos 6 y 7.*
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.*
- Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las siguientes condiciones:*

a) Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.

b) El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.

c) El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.

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

- Los valores de tara de tensión.
- Los valores de tara de frecuencia.
- El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
- Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites de establecidos de tensión y frecuencia. Mientras que, de acuerdo con la disposición final segunda del presente Real Decreto, no se hayan dictado las instrucciones técnicas por las que se establece el procedimiento para realizar las mencionadas pruebas, se aceptarán a todos los efectos los procedimientos establecidos y los certificados realizados por los propios fabricantes de los equipos.

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

- 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.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Además de las prescripciones anteriores, los equipos de protección instalados deberán cumplir con todas las especificaciones de la compañía distribuidora.

6.3.9 Puesta a tierra.

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.

Artículo 12: Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.

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.

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.

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.

6.4 Condiciones de ejecución de las obras

6.4.1 Replanteo de la obra

Antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de la mismas, con especial interés en los puntos singulares, detallando la situación de las cimentaciones y arquetas, situación de los puntos de anclaje de la estructura de soporte en el tejado, distribución de los módulos etc., de manera que se fije completamente la ubicación de todas las instalaciones antes de comenzar las obras.

6.4.2 Ejecución del trabajo

Durante el transcurso de las obras se realizará, entre otras cosas, las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos, tales como módulos, inversores, equipos auxiliares y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etc.
- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en el que se ubican.
- Comprobación de la instalación y estética general.

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberá realizarse conforme a criterios de calidad reconocidos.

6.4.3 Estructuras de fijación de los módulos

Es responsabilidad del instalador la fijación de las estructuras de sujeción de los paneles a la cubierta de la nave, su cálculo e instalación.

6.4.4 Conexiones.

Todas las conexiones de los conductores entre sí y con los aparatos y dispositivos se efectuarán mediante conectores con la protección IP adecuada al ambiente en el que se encuentren.

Los conductores desnudos, preparados para efectuar una conexión estarán limpios, carentes de toda materia que impida un buen contacto, y sin daños sobre el conductor a la hora de quitar el revestimiento del cable. En ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento empleándose para ello fichas, petacas y demás dispositivos existentes en el mercado.

6.4.5 Protección del Medio Ambiente

En el proceso de instalación de los equipos se observarán, además de todas las normas ambientales aplicables, las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista, debiendo declarar por escrito al Ayuntamiento todos los residuos peligrosos generados al finalizar los trabajos.

Se observarán todas las medidas preventivas necesarias para respetar el medio ambiente circundante al ámbito de actuación (flora, fauna, aguas, suelos, calidad del aire, etc.). En caso de observarse daños en fauna, flora, contaminación de suelo, aire o agua, o derroche de agua, será obligatorio restaurar el medio ambiente afectado, independientemente del expediente sancionador correspondiente al que hubiera lugar.

6.5 Recepción y pruebas

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 Castellano.

Las pruebas a realizar por el instalador, serán, como mínimo, las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

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

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

6.6 Mantenimiento

6.6.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual e incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

El Plan de mantenimiento preventivo debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

El Plan de mantenimiento correctivo debe incluir todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, incluyendo:

- La visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento
- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

6.6.2 Mantenimiento a realizar por el propietario

Sin menoscabo de lo que indique el instalador autorizado, sería conveniente que como mínimo, el propietario realizase las siguientes de mantenimiento preventivo:

- *Supervisión general:* Comprobación general de que todo está funcionando correctamente. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con lo que se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna.
- *Limpieza:* Eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas.
- *Verificación visual del campo fotovoltaico:* Comprobación de eventuales problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos, aparición de zonas de

oxidación, etc.

· *Verificación de las medidas:* La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura.

El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual podría indicar que se está produciendo un mal funcionamiento.

6.7 Garantías

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años como mínimo, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años como mínimo, contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

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

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

6.7.1 Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de 8 años. Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

6.7.2 Condiciones económicas

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra. Quedan incluidos los siguientes gastos:

- Tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

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

6.7.3 Anulación de la garantía

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

6.7.4 Lugar y tiempo de la prestación

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

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

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

7 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

7.1 MEMORIA

7.1.1 Objeto

Este documento contiene el Estudio de Seguridad y Salud para la conexión de una instalación de producción de energía fotovoltaica de baja tensión situada en una nave industrial del Polígono Industrial Cabezo Beaza de Cartagena.

7.1.2 Normativa

Como consecuencia de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales el MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA ha aprobado el REAL DECRETO 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, publicado en el B.O.E. núm. 256 de 25 de Octubre de 1997. En este Real Decreto se define el nuevo **ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD**, así como el **ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD** y el **PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO**.

Según el artículo 17 de este Real Decreto, **es obligatoria la inclusión del Estudio de seguridad y salud o del Estudio Básico de seguridad y salud en el proyecto de obra para poder visar dicho** proyecto y también para la expedición de la licencia municipal y de otras autorizaciones y trámites por parte de las diferentes Administraciones públicas.

La elaboración del **Estudio de Seguridad y Salud** será obligatorio en el caso de:

- a) presupuesto de ejecución para contrata igual o superior a 451.000 Euros.
- b) duración de la obra superior a 30 días laborables y presencia simultánea de más de 20 trabajadores en la obra.
- c) suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra superior a 500.
- d) obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

En el resto de proyectos de obras no incluidos en el apartado anterior, se tendrá que elaborar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

7.1.3 Características de la instalación

Descripción de la instalación y situación

La obra objeto de este estudio son las instalaciones eléctricas, obras y montajes asociados para la instalación de un conjunto de placas fotovoltaicas para generación de energía eléctrica.

Descripción de los procesos

Por orden cronológico los procesos a realizar son los siguientes:

- Montaje de sistemas para asegurar la seguridad de las personas y las cosas.

- Montaje de estructura de soporte anclada a la cubierta existente.
- Montaje de las placas fotovoltaicas.
- Tendido de cables de potencia y de control.
- Conexiones de la puesta a tierra.
- Instalación de Inversores y tendido de líneas de corriente continua y corriente alterna.
- Instalación del cuadro de contadores, protección y medida.
- Pruebas y puesta en marcha.

Número máximo previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación

La punta máxima de personal para las instalaciones eléctricas se prevé en 4 personas. La duración prevista para los trabajos es de 2 semanas.

7.1.4 Definición de los riesgos

Analizamos a continuación los riesgos previsibles inherentes a las actividades de ejecución previstas así como los derivados del uso de la maquinaria y medios auxiliares o de la manipulación de instalaciones, máquinas o herramientas eléctricas. Con el fin de no hacer innecesariamente repetitiva la relación de riesgos generales, analizaremos primero los riesgos generales, que puedan darse en cualquiera de las actividades, y seguiremos después con el análisis de los específicos de cada actividad, incluyendo los que puedan afectar a terceras personas ajenas a la obra.

De esta forma se pretende, por un lado, hacer operativo este Plan ya que permite una visión general de los riesgos sobre los que habrá que insistir sistemáticamente añadiéndole la actuación sobre otros factores con base a actividades concretas.

Riesgos generales

Entendemos como riesgos generales aquellos que afectan a todas las personas que trabajen en las actividades objeto de este Plan, independientemente de la actividad concreta que realicen. Se prevé que puedan darse los siguientes:

- Caída de objetos, o componentes de la instalación sobre personas.
 - Caída de personas a distinto nivel (por un hueco, desde plataformas).
 - Caída de personas al mismo nivel
- Proyecciones de partículas a los ojos- Conjuntivitis por arco de soldadura u otros
- Heridas, en manos o pies, por el manejo de materiales
 - Sobreesfuerzos
 - Golpes y cortes por el manejo de herramientas

- Heridas por objetos punzantes o cortantes
- Golpes contra objetos
- Atrapamiento entre objetos
- Quemaduras por contactos térmicos.
- Exposición a descargas eléctricas.
- Atrapamiento por vuelco de máquinas
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento
- Polvo, ruido, etc.

Riesgos específicos

Hacemos referencia a los riesgos propios de actividades concretas que afectan solo al personal que realiza trabajos en la misma.

Este personal estará expuesto a los riesgos generales antes relacionados, más los específicos de su actividad.

En consecuencia, analizamos a continuación las actividades más significativas.

Albañilería y pintura

En la realización de estos trabajos, además de los generales, pueden darse los siguientes riesgos añadidos:

- Aumento de posibilidades de caídas de altura, de materiales o personas, a causa de la continua movilidad del trabajo.
- Intoxicación por inhalación de vapores tóxicos.
- Salpicaduras, principalmente a los ojos, de productos irritantes
- Incendios de vapores combustibles.

Transporte de materiales y equipos dentro de la obra

En esta actividad, además de los riesgos generales, anteriormente descritos, son previsibles los siguientes:

- Desprendimiento y caída de la carga, o de una parte, por ser ésta excesiva o estar mal sujeta.
- Golpes contra partes salientes de la carga.
- Atropellos de personas.
- Vuelcos.
- Choques contra otros vehículos o máquinas.
- Golpes de la carga contra instalaciones.

Trabajos de ferralla

Los riesgos más comunes, que además de los generales, se prevén en la manipulación y montaje de ferralla son:

- Caída de barras durante el izado y transporte de los paquetes. Cortes y heridas en el manejo de las barras o alambres.
- Atrapamiento durante las operaciones de carga y descarga de paquetes de barras o en la colocación de las mismas.
- Torceduras de pies, tropiezos y caídas al mismo nivel al caminar sobre las armaduras.
- Roturas eventuales de barras durante el doblado o estirado.

Montajes electromecánicos de equipos y de accesorios

Además de los riesgos generales, son previsibles los siguientes:

- Caída de materiales por mala ejecución de maniobras de elevación y acoplamiento de los mismos o fallo mecánico de los equipos.
- Caída de los materiales.
- Caída de personas desde escaleras de mano o desde tuberías o estructuras.
- Explosiones o incendios debido al uso de gases en trabajos con soplete.

Riesgos derivados del uso de máquinas y medios auxiliares

Analizaremos en este apartado los riesgos que, además de los generales, pueden presentarse en el uso de la maquinaria las herramientas eléctricas o mecánicas y los medios auxiliares, con el fin de que este plan sea lo más operativo posible, analizaremos los riesgos previsibles en estos medios auxiliares de ejecución clasificándolos en los siguientes grupos:

Máquinas fijas, herramientas y cuadros eléctricos:

Los riesgos más significativos son:

- Los característicos de trabajos en elementos con tensión eléctrica en los que pueden producirse accidentes por contactos tanto directos como indirectos.
- Lesiones por uso inadecuado, o malas condiciones, de máquinas giratorias o de corte.
- Proyecciones de partículas
- Cortes en manos por manipulación de material residual.

Medios de elevación:

Consideramos como riesgos específicos de estos medios, los siguientes:

- Caída de la carga por deficiente estrobo.
- Rotura de cable, gancho, estrobo, grillete o cualquier otro medio auxiliar de elevación.
- Golpes o aplastamientos por movimientos incontrolados de la carga.
- Vuelco de la grúa.
- Exceso de carga con la consiguiente rotura, o vuelco, del medio correspondiente.
- Fallo de elementos mecánicos o eléctricos.
- Caída de personas a distinto nivel durante las operaciones de movimiento de cargas.

Atrapamiento de cualquier cuerpo durante las operaciones de estrobo o colocación de la carga.

Medios de transporte:

Nos referimos en este apartado a los medios de transporte interno de materiales, tales como plataformas, camiones, etc. y a los riesgos previsibles tales como:

- Los ya mencionados en el punto "Transporte de materiales y equipos dentro de la obra".
- Cualquier accidente o incidente que pudiera producirse por fallo de frenos, dirección señalización de maniobras, etc.

Andamios, plataformas y escaleras:

Son previsibles los siguientes riesgos:

- Caídas de personas a distinto nivel.
- Vuelcos de andamios por fallos de la base o faltas de arriostramiento.
- Derrumbamiento de andamios por fallo de los soportes de sujeción.
- Vuelcos o deslizamiento de escaleras.
- Caída de materiales o herramientas desde el andamio.

Equipos de soldadura y corte:

- Incendios.
- Quemaduras.
- Explosión de botellas de gases.
- Proyecciones incandescentes.

7.1.5 Medidas de protección y prevención

Medidas preventivas colectivas y de carácter general

Se adoptaran las medidas preventivas propias de la obra, como son:

- Andamios metálicos.
- Redes: Se colocarán redes a lo largo de toda la nave, encima de la cubierta existente, de manera que se impida la caída de personas a distinto nivel.
- Líneas de vida: Se colocarán líneas de vida para cada diente de la nave industrial. Todos los trabajadores deberán estar unidos en todo momento a dichas líneas de vida mientras trabajen sobre la cubierta.
- Escaleras de mano.
- Plataformas de trabajo

Las generales de la obra a prevenir por el contratista constructor y las específicas del trabajo de instalación eléctrica prevista.

En las fases de ayudas al paleta se tendrá un especial interés en arreglar las superficies de tránsito y evacuar los escombros.

El montaje de aparatos eléctricos siempre se realizará con personal especializado. La iluminación con luces portátiles se hará mediante portalámparas estanco con mango aislante y reja de protección de la bombilla, alimentado a 220 V.

No se podrán establecer conexiones de conductores en los cuadros provisionales de obra sin enchufes macho-hembra.

Las escaleras de mano serán del tipo tijera, con zapatillas antideslizantes y cadena limitadora de la abertura. Se prohíbe expresamente la formación de andamios utilizando escaleras de mano. No se podrán utilizar escaleras de mano o andamios de capitel en lugares con riesgo de caídas desde una altura, si antes no se han instalado las redes o protecciones de seguridad correspondientes.

Las herramientas a utilizar estarán protegidas con material aislante normalizado contra contactos con energía eléctrica.

Se retiraran inmediatamente las herramientas con el aislamiento defectuoso, cambiándolas con otras en buen estado.

Las pruebas de funcionamiento de la instalación eléctrica se anunciarán por escrito antes de que empiecen a todo el personal de la obra, para así poder evitar posibles accidentes. Antes de conectar la instalación eléctrica se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y uniones de todos los cuadros eléctricos y aparatos. Antes de la operación anterior se comprobará la existencia real en las salas del centro de transformación, del taburete y de las perchas de maniobra, extintores de polvo seco, carteles avisadores y botiquín. Los operarios tendrán que llevar los equipos de protección personal.

Medidas preventivas personales

Indicamos la indumentaria para la protección personal, siendo su utilización más frecuente en esta fase de la obra.

- Casco de polietileno homologado para utilizarlo dentro de la obra de forma permanente.
- Botas aislantes. (CONEXIONES)
- Botas de seguridad.
- Guantes aislantes.
- Ropa de trabajo.
- Faja elástica para la sujeción de la cintura.
- Banqueta de maniobra aislante.
- Comprobadores de tensión.
- Herramientas aislantes

7.2 PLIEGO DE CONDICIONES

7.2.1 Disposiciones legales aplicables

Serán de obligado cumplimiento las disposiciones que están dentro de las siguientes reglamentaciones:

- Estatuto de los trabajadores.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo (O.M.9.3.71) (B.O.E. 16.3.71)
- Plan Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo (O.M.9.3.71) (B.O.E. 11.3.71)
- Comités de Seguridad e Higiene en el trabajo (Decreto 432/71 11.3.71) (B.O.E. 16.3.71)
- Reglamento de Seguridad e Higiene en la industria de la construcción (O.M. 20.5.52) (B.O.E.15.6.52).
- Reglamento de los servicios Médicos de Empresa (O.M.21.11.59) (B.O.E.27.11.59)
- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M.28.8.70) (B.O.E. 5/7/8/9/9.70)
- Homologación de los medios de protección personal de los trabajadores (P.M.17.5.74) (B.O.E.29.5.74)
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (O.M. 20.9.73) (B.O.E. 9.10.73).
- Reglamento de aparatos elevadores para obras (O.M.23.5.77) (B.O.E 14.6.77).
- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción.
- Obligatoriedad de la inclusión de un Estudio de Seguridad e Higiene en el trabajo, en los proyectos de edificación y obras públicas (Real Decreto 555/1986, 21.2.86) (B.O.E.21.3.86).
- Ley de prevención de riesgos laborales (LEY 31/1995,8.11.95).
- Reglamento de Alta Tensión (R.D.3275/1982,1.12.1982).

7.2.2 Condiciones para los medios de protección

Todas las piezas de protección personal y los elementos de protección colectiva tendrán un período de vida útil. Una vez finalizado este elemento se sustituirá por otro nuevo.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido de lo previsto en una determinada pieza o equipo, será repuesto inmediatamente, será rehusado y sustituido inmediatamente.

Se sustituirán las piezas y los equipos que a causa del uso se hayan deformado y no tengan la forma que recomienda el fabricante.

El uso de una pieza o de un equipo de protección, nunca representará un riesgo en sí mismo.

7.2.2.1 Protecciones personales

A continuación se describen las características de la indumentaria de protección personal más usual:

- **Casco**

El casco ha de ser de uso personal y obligado en las obras de construcción.

Tiene que ser homologado de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T. 1. (Resolución de la D.G. De Trabajo de 14/12/74, B.O.E. 312 DEL 30.12.74). Las principales características son:

- Clase N: se puede hacer servir en trabajos de riesgo eléctrico, a tensiones inferiores o iguales a 1000 V.
- Peso: no ha de sobrepasar de 450 gramos.

Los que hayan sufrido impactos violentos o que tengan más de 10 años, aunque no hayan sido utilizados, han de ser sustituidos por unos de nuevos.

En casos extremos los podrán utilizar diversos trabajadores, siempre que se cambien las partes interiores en contacto con la cabeza

- **Botas**

Debido a que los trabajadores del ramo de la construcción están sometidos al riesgo de accidentes, y que hay posibilidad de perforación de las suelas por clavos, es obligado el uso de calzado de seguridad (botas, zapatos o sandalias) homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.5. (Resolución de la D.G. De Trabajo del 31.01.08, B.O.E. Núm. 37 del 12.02.80).

Las características principales son:

- Clase III: calzado con puntera y plantilla.
- Peso: no sobrepasaran los 800 gramos.

Cuando se trabaje en tierras húmedas donde se puedan recibir salpicaduras de agua o mortero, las botas serán de goma, Norma Técnica Reglamentaría M.T.27, Resolución de la D.G. De Trabajo del 03.12.81, B.O.E. núm. 305 del 22.12.81, Clase E.

- **Guantes**

Para evitar agresiones en las manos de los trabajadores (dermatosis, cortes, arañazos, picaduras, etc.) se utilizarán guantes. Pueden ser de diferentes materiales como por ejemplo:

- Algodón punto: trabajos ligeros
- Cuero: manipulación en general
- Malla metálica: manipulación de chapas cortantes.
- Lona: manipulación de maderas, etc.

Para la protección contra las agresiones químicas, han de estar homologados según la Norma Técnica Reglamentaría M.T.11 (Resolución de la D. G. de trabajo del 06.05.77) B.O.E núm. 158 del 04.07.77.

Para los trabajos en los que pueda haber riesgos de electrocución, se utilizarán guantes homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaría M.T.4 (Resolución de la D.G. de Trabajo del 28.07.75. B.O.E. núm. 2111 del 03.11.75).

- **Cinturones de seguridad**

Cuando se trabaje en un lugar alto y con peligro de caídas eventuales, es preceptivo el uso de cinturones de seguridad homologados de acuerdo con las Normas Técnicas Reglamentarias siguientes:

M.T.13. (Resolución de la D.G. De trabajo del 08.06.77, B.O.E. núm. 210 del 02.09.77)

M.T. 21 (Resolución de la D.G. De trabajo del 21.02.81, B.O.E. núm.654 del 16.03.81)

M.T. 22 (Resolución de la D.G. De Trabajo del 23.02.81, B.O.E. núm. 65 del 17.03.81)

Las características principales son:

Clase A: cinturón de sujeción.

Se utilizarán cuando el trabajador no tenga que desplazarse o cuando sus desplazamientos sean limitados. El elemento de enganche estará siempre tirante para impedir caída libre.

Clase B: cinturón de suspensión.

Se utilizará cuando el trabajador pueda quedar suspendido, pero solo con la posibilidad de esfuerzos estáticos (peso del trabajador), nunca existirá la posibilidad de caída libre.

Clase C: cinturón de caída.

Se utilizará cuando el trabajador pueda desplazarse y exista la posibilidad de caída libre. Se tiene que vigilar de forma especial la seguridad del punto de anclaje y su resistencia.

Dispositivos contra caídas

Cuando los trabajadores hagan operaciones de elevación y descenso, se usarán dispositivos contra caídas según la clasificación, regulada a la Norma Técnica Reglamentaría M.T.28 (Resolución a la D.G. De trabajo del 25.09.82, B.O.E.núm. 229 del 14.12.82).

Clase A: El trabajador hará operaciones de elevación y descenso y necesita libertad de movimientos.

Clase B: Para operaciones de descenso o en las ocasiones en que haga falta una evacuación rápida de personas.

Clase C: Para trabajos de duración corta y sustituyendo andamios.

Protectores auditivos

Cuando los trabajadores estén en un lugar o área de trabajo con un nivel de ruido superior a los 80 dB (A), es obligatorio el uso de protectores auditivos que siempre son de uso individual. Estos protectores estarán homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaría M.T.2. (Resolución de la D. G. de TRABAJO DEL 28.07.85 B.O.E.. núm.209 del 01.09.75). Los protectores auditivos pueden ser: tapones, orejeras o cascos contra el ruido. Según los valores de atenuación se clasifican en las categorías A,B,C,D,E.

Protectores de la vista

Cuando los trabajadores están expuestos a la proyección de partículas, polvo y humo, salpicaduras de líquidos, radiaciones peligrosas o deslumbramientos, se tendrán que proteger la vista con gafas de seguridad y /o pantallas. Las gafas y oculares de protección han de estar homologadas de acuerdo con las Normas Técnicas Reglamentarías M.T.16 (Resolución de la D.G. de Trabajo del 28.06.78, B.O.E. núm.216 del 09.09.78)

Las pantallas contra la proyección de cuerpos físicos han de ser de material orgánico, transparente, libre de estrías, rayas o deformaciones.

En el caso de pantallas de soldador se ajustarán a las homologaciones recogidas en las Normas Técnicas Reglamentarias M.T.3 (Resolución de la D.G. De Trabajo del 28.07.70) y M.T.18 (Resolución de la D.G. De trabajo del 19.01.79, B.O.E..núm...33 del 07.09.70) y M.T.19 (Resolución de la D.G. De Trabajo del 24.05.79, B.O.E.núm.148 del 27.06.79)

Las gafas protectoras tendrán el cristal doble; será oscuro y retráctil para facilitar que las partículas no las rallen o piquen.

Estas pantallas pueden ser de mano, con arnés propios para que los trabajadores se las ajusten a la cabeza, o acopladas al casco de seguridad.

Protectores de las vías respiratorias

Consideramos como más frecuentes en este sector la inhalación de polvo en las operaciones de corte con disco de piezas cerámicas o de prefabricados de hormigón. Para proteger las vías respiratorias de los trabajadores dedicados a este trabajo, se harán servir caretas con filtro mecánico homologado de acuerdo con las Normas Técnicas Reglamentarias M.T.7. (Resolución de la D.G. de Trabajo del 28.07.75.B.O.E. núm. 215 de 08.09.75) y M.T.9 (Resolución de la D.G. de trabajo del 28.08.75. B.O.E. núm. 216 de 09.09.75)

Ropa de trabajo

Los trabajadores utilizarán ropa de trabajo facilitada gratuitamente por la empresa. La ropa será de un tejido ligero y flexible, ajustada al cuerpo, sin elementos adicionales y fáciles de limpiar.

Herramientas manuales para trabajos eléctricos en B.T.

Si se han de hacer trabajos eléctricos e instalaciones de B.T., las herramientas manuales utilizadas, como destornilladores, alicates, tenazas, etc. Han de estar homologadas de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaría M. T. 26 (Resolución de la D.G. de trabajo del 03.09.81.B.O.E. núm. 243 de 10.10.81

Barandillas

Han de estar colocadas alrededor del perímetro de los agujeros donde trabajan los instaladores eléctricos o mecánicos en los que hay peligro de que caigan las personas. Las otras las suministrará el constructor de la obra civil como ya se ha explicado al inicio de este estudio Tendrán una altura de 90 cm. Con una barra intermedia de rodapiés. Estarán ancladas y dimensionadas de forma que garanticen la retención de las personas, sin deformación permanente ni fractura.

Redes perimétricas de forjado y verticales de escalera

Se entiende las proveerá el Contratista de la obra civil en las condiciones señaladas al principio de este estudio.

Plataformas de trabajo

- Variedades: Andamios de capitel, castillos de hormigón, plataformas móviles voladas, plataformas móviles (con ruedas), etc.
- Materiales: plataforma generalmente de madera (excepto en casos especiales de ambientes donde hay peligro de combustión).
- Los castillos pueden ser indistintamente de madera o metálicos. Los segundos son más manejables que los primeros. Las plataformas voladas pueden ser de madera o metálicas, pero los sistemas de fijación serán metálicos.
- Uso prácticamente durante la ejecución de la obra de estructuras, cerramientos interiores, cerramientos exteriores reculados, fase de acabado e instalaciones, etc.

Condiciones constructivas; están definidas en el artículo 20 del O.G.S.H.T.

- Uso prácticamente durante la ejecución de la obra de estructuras, cerramientos interiores, cerramientos exteriores reculados, fase de acabado e instalaciones, etc.

- "Las plataformas de trabajo fijas o móviles, estarán hechas de materiales sólidos, su estructura y resistencia serán proporcionadas a las cargas fijas o móviles que hayan de soportar".
- "Los pisos y pasillos de las plataformas de trabajo serán antideslizantes, manteniéndolos libres de obstáculos y estarán provistos de un sistema de drenaje que permita la eliminación de productos resbaladizos".
- "Las plataformas que ofrezcan peligro de caídas desde más de 2 metros de altura estarán protegidas en todo su alrededor con barandillas y zócalos, atendiendo a las condiciones que se señalan en el artículo 23".
- "Cuando se trabaje sobre plataformas móviles se utilizarán dispositivos de seguridad que eviten el desplazamiento o caídas.
- Estas condiciones se complementan con el artículo incluido en la subsección 2a. "Andamios" de la Ordenanza Laboral de la Construcción.

Art. 206

"Los tablones que formen la plataforma de los andamios se dispondrán de tal forma que no se pueda mover ni tampoco bascular, deslizarse o hacer cualquier movimiento peligroso".

Art. 212

"Hasta 3 m. de altura se pueden utilizar andamios de caballetes metálicos fijos, sin trabas. Entre 3 y 6 metros de altura máxima permitida para este tipo de andamios se harán servir caballetes metálicos armados de bastidores metálicos trabados".

Tendrán un mínimo de 60 cm. de ancho y estarán sujetos sólidamente a los puntos de anclaje, de tal manera que no puedan resbalarse ni volcarse.

Las plataformas que estén situadas a dos o más metros de altura, tendrán barandillas perimétricas completas de 90 cm. de altura, formadas por pasamanos, barra intermedia y rodapiés.

Solo podrán estar sin barandilla los lados de la plataforma o andamios situados de manera permanente a 30 cm. o menos de un parámetro vertical sólido.

Cables de fijación de los cinturones de seguridad y puntos fuertes de anclaje

Tendrán una resistencia suficiente para poder resistir los esfuerzos que puedan recibir como consecuencia de su función de protección.

Escaleras de mano

Tipos:

Sencilla: Para superar alturas que no sobrepasen los 5 metros.

Reforzada: Para superar alturas que no sobrepasen los 7 metros.

Extensible: No se utilizan en el ramo de la construcción.

De tijera: Para trabajos puntuales.

Materiales:

De hierro: No se hacen servir para trabajar en presencia de corriente eléctrica, solo se utilizan para la función principal (desplazamientos).

De aluminio: Son ligeras y manejables.

De madera: Son las más recomendables para la industria de la construcción, tanto por su función principal como por la secundaria.

Uso:

Durante toda la obra y especialmente en las fases de estructura y acabado.

Condiciones constructivas: Definidas en el artículo 19 de la O.G.S.H.T.

- "La escalera de mano tendrá siempre las garantías que hagan falta por lo que hace a solidez, estabilidad y seguridad, y si es el caso, de aislamiento e incombustión".
- "Cuando los montantes son de madera serán de una sola pieza y sus escalones estarán bien encajados y no solamente enclavados".
- "Las escaleras de mano solamente se podrán pintar con barniz y no con pintura, debido a que con ésta pueden quedar escondidos posibles defectos".
- "Se prohíbe empalmar escaleras" (exceptuando las extensibles que están garantizadas por los respectivos fabricantes).
- "Han de estar provistas de tacones, puntas de hierro, grapas y otros mecanismos antideslizantes en los pies, o de ganchos de sujeción en la parte superior". Los diferentes elementos de fijación serán en función del terreno donde se aguanten.

Ejemplos: superficies pintadas con tendencia a deslizamiento (talones de goma, arena o tierra, puntas metálicas), tierra irregular: grapas con soporte de goma articuladas.

Herramientas portátiles

Teniendo en cuenta la importancia y duración del uso que de estas herramientas tienen para los trabajos de instalaciones destacamos cuatro tipos, basándose en la fuente de alimentación.

- Herramientas portátiles eléctricas.
- Herramientas portátiles neumáticas.
- Herramientas portátiles de combustión.
- Herramientas manuales propiamente llamadas.

Herramientas portátiles eléctricas

De corte: Trepadoras. De abrasión: De abrasión. Por calentamiento: Soldaduras.

Solo comentaremos los peligros que tienen las herramientas en sí mismas, y no tendremos en cuenta los que se derivan de las superficies de trabajo, los andamios, etc., que se usan para trabajar con estas herramientas portátiles.

Análisis de los riesgos:

- Contacto eléctrico directo.
- Contacto eléctrico indirecto.
- Cortes y erosiones.
- Enganches.
- Proyección de partículas (incandescentes o no).
- Golpes o cortes por rebotes violentos de las herramientas.
- Quemaduras.
- Ambiente con polvo.

Medidas preventivas:

- Los cables eléctricos de alimentación tendrán aislamientos en un estado de conservación correcto. Si se hacen servir prolongaciones serán con conectores adecuados y nunca se empalmarán provisionalmente aunque se haga servir cinta aislante como protector.
- Las herramientas portátiles tendrán los siguientes sistemas de seguridad: doble aislamientos, toma de tierra de las masas (PTM) o utilización con transformador de seguridad o separación de circuitos.
- Se llevará ropa ajustada, no se llevará anillos o cadenas ni nada que conlleve la posibilidad de engancharse o pillarse.
- Se utilizarán estas herramientas con cuidado, especialmente las de abrasión, que tienen una velocidad de rotación muy alta. Un contacto accidental de la carcasa o del mango mientras se trabaja, un enganche ligero o una parada pueden hacer que la herramienta rebote de repente y con violencia, llegando a cortar o a erosionar la parte del cuerpo que encuentre en su trayectoria.
- No se tocarán las brocas, discos, etc. Inmediatamente después de que hayan trabajado, porque están muy calientes. El caso de los soldadores es especial, ya que se pondrán en un soporte especial una vez desconectados, para evitar quemaduras.
- Teniendo en cuenta que la emisión de polvo es puntual, cuando se trabaje se llevarán caretas.
- Al trabajar se utilizará herramientas con mucho cuidado, con las brocas y los discos bien apretados, manteniendo las trayectorias de corte bien perpendiculares a la superficie de trabajo y con un centrado correcto del punto de trabajo, etc.

Herramientas portátiles neumáticas:

- Que actúan por percusión: Martillo picador.
- Que actúan por impacto: Pistola clavadora, grapadora, etc.

Análisis de los riesgos:

- Golpes por rotura de la manguera.
- Golpes, cortes y perforación en general.
- Estrés sonoro.
- Vibraciones.
- Proyecciones de partículas.

Medidas preventivas:

- Revisar las mangueras de alimentación de aire, cambiar inmediatamente las que estén resquebrajadas o con fisuras, y en general todas las que hayan perdido elasticidad al doblarlas.
- Colocar válvulas de seguridad (por desahogo de presión) con la finalidad de evitar latigazos cuando se rompan las mangueras.
- No se pondrá ninguna parte del cuerpo en el mismo lado del punto de operación en general ni en la trayectoria de las pistolas clavadoras en particular.
- Se utilizarán protectores de las orejas cuando el nivel de ruido supere los 80 dB (A) tanto si es seguido como si es intermitente (por impacto).
- Se utilizarán anti vibratorios cuando se trabaje con martillos picadores.
- Se utilizará calzado de seguridad con puntas metálicas para evitar golpes en los pies.
- También y como norma los trabajadores llevará gafas de seguridad y cuando haya emanaciones de polvo caretas.
- Todos los trabajos que se realicen con estas herramientas exigen el uso de guantes de cuero.

Herramientas portátiles de combustión

Básicamente son los sopletes.

Análisis de riesgos:

- Quemaduras
- Incendios.

Medidas preventivas:

- Todos los trabajos que se realicen con estas herramientas exigen el uso de guantes de cuero.
- Controlar que el soplete esté en buen estado y correctamente fijado al depósito de combustible, ya que actualmente lo más frecuente es que sean bombonas de butano.
- Controlar que la manguera de conexión esté en buen estado.
- Regular adecuadamente la presión el quemador para que la llama no sea demasiado larga.
- No trabajar cerca de materias combustibles.
- Tener una buena ventilación en locales cerrados.
- Hacer servir gafas o pantallas de protección o guantes.

Herramientas manuales

Son muy variadas, tanto por su función como por su utilización. Tipos más comunes:

- Punzantes: Escarpa.
- De percusión: Martillos
- De cortes: Sierras y cizallas
- Otras: Destornilladores, pata de cabra, etc.

Análisis de riesgos:

- Golpes, cortes, pinchazos.
- Proyección de partículas

Medidas preventivas:

- Correcto estado de conservación de las herramientas, mangueras, etc.
- Conocimiento y uso adecuado por parte de los familiares de los que las usen.
- Limpieza y conservación, tanto en el almacén como en el trabajo, manteniéndolas limpias y en buen estado de uso.
- Control periódico de su estado (comprobación y mantenimiento).
- Uso de la indumentaria para la protección personal con referencia al riesgo: gafas de seguridad, botas, protectores de las manos, etc.

Pistola clavadora

En realidad es una herramienta portátil, pero por sus características puede ser considerada un arma de fuego, por este motivo hay que extremar las precauciones cuando se use.

Análisis de riesgos:

- Heridas punzantes por: rebotes, proyecciones o perforaciones.

Medidas preventivas:

- Hacer servir la carga adecuada según las instrucciones que el fabricante. Solo con esto quedan eliminados un importante número de perforaciones y rebotes.
- Hacer servir una campana protectora incluso con los martillos clavadores, en los que la velocidad de salida es menor que en las pistolas.

- Nunca se ha de clavar en: esquinas (habrá una distancia mínima de 10 cm.) en superficies curvadas, materiales fácilmente perforables, materiales elásticos o muy duros o muy frágiles.

Su uso comporta:

- No apuntar a nadie.
- No tenerla cargada en la mano.
- Transportarla boca abajo y descargada.
- Efectuar el disparo desde detrás de la herramienta y nunca de lado.
- Mantener la herramienta en un estado de conservación adecuado.
- Hacer servir siempre casco y gafas de seguridad

Extintores:

Será de polvo seco polivalente, de 5 Kg. Y 10 Kg.

7.2.3 Servicios de prevención

Servicio técnico de seguridad y salud.

El instalador tendrá un servicio de asesoramiento para los temas de seguridad y salud.

Servicio médico

El instalador tendrá un Servicio Médico de Empresa propio o compartido.

7.2.4 Instalaciones médicas

Se revisará el botiquín mensualmente, reponiendo el material gastado.

7.3. PUESTA EN PRACTICA SEGUIMIENTO Y CONTROL

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra tendrá que llevar a cabo la puesta en práctica, el seguimiento y del control de manera integrada con la dirección facultativa y siguiendo las pautas del coordinador durante el proyecto de los elementos de seguridad y salud.

De todas las tareas asignadas será necesario describir un manual estandarizado de las normas de seguridad a seguir para cada tarea en concreto, y habrá que hacer un seguimiento para verificar su cumplimiento.

Se redactarán unos panfletos a completar por el encargado o responsable de cada trabajo donde se escriba el seguimiento de cada una de las pautas de seguridad seguidas, y que tendrá que firmar el mismo responsable.

También se prevé la creación de unos cursos para concienciar y educar a los trabajadores en materia tanto de seguridad como de salud. Aquí se expondrán los métodos de trabajo y los riesgos que estos pueden ocasionar, juntamente con las medidas de seguridad que habrá que usar para evitarlos. A estos cursos o charlas tendrán que asistir todos los trabajadores de forma periódica.

También se impartirá un curso de socorrismo y primeros auxilios.

Se prevé la promoción de iniciativas y actuaciones de cualquier persona de la obra para que pueda plantear los posibles problemas o impedimentos a la aplicación de las medidas de seguridad, así como la existencia de riesgos innecesarios, circunstancias especiales y su resolución.

Es necesario remarcar por último que para llevar a cabo todas estas normas hace falta una buena organización, un control exhaustivo de todas las actividades y una descripción clara de los deberes y de cada nivel del personal, fomentando la cooperación y la instrucción de todos los agentes incluidos en la construcción, explotación y mantenimiento de las instalaciones descritas en el proyecto.

8 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Hoy en día es generalmente aceptado que el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera es una de las principales causas del cambio climático y que este cambio puede tener un elevado impacto económico. Se estima que el CO₂ es el principal gas de efecto invernadero (60%-85% del impacto total), siendo los combustibles fósiles los principales causantes de su emisión.

Los líderes de los gobiernos integrantes del Consejo Europeo han decidido situar la Unión Europea a la cabeza de la lucha contra el cambio climático, fijando para 2020 un objetivo firme de reducción de emisiones del 20% frente a las de 1990, que podría ser ampliado hasta el 30% en función de las acciones de otros países. Adicionalmente, se ha fijado el objetivo de incrementar la cuota de energías renovables desde el 7% actual, hasta el 20% en 2020.

España, al igual que el resto de países de la Unión Europea, ha asumido este compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Este compromiso, concretado en las directivas europeas 96/61/CE y 2003/CE ha sido adoptado por la Administración Española en el Real Decreto 5/2004 y modificado por la ley /2005 y desarrollado en numerosos Reales Decretos a posteriori.

Actualmente, España está un 34% por encima del nivel de emisiones de gases de efecto invernadero necesarios para cumplir sus compromisos.

8.1 Impacto ambiental de la instalación

Las instalaciones de conexión a red tienen un impacto medioambiental que podemos considerar prácticamente nulo. Si analizamos diferentes factores, como son el ruido, emisiones gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento, veremos que su impacto, solo se limitará a la fabricación pero no al funcionamiento.

Impacto ambiental relacionado con el funcionamiento:

Ruidos

- *Módulos fotovoltaicos:* La generación de energía de los módulos fotovoltaicos, es un proceso totalmente silencioso.
- *Inversor:* trabaja a alta frecuencia no audible por el oído humano.

Emisiones gaseosas a la atmósfera

La forma de generar de un sistema fotovoltaico, no requiere ninguna combustión para proporcionar energía, solo de una fuente limpia como es el sol.

Dstrucción de flora y fauna

Ninguno de los equipos de la instalación tiene efecto de destrucción sobre la flora o fauna.

Residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento

Para funcionar los equipos de la instalación no necesitan verter nada al sistema de saneamiento, la refrigeración se realiza por convección natural.

8.2 Impacto ambiental en la fabricación

En todo proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos, componentes electrónicos para los inversores, estructuras, cables, etc. Es donde las emisiones gaseosas a la atmósfera y vertidos al sistema de saneamiento, pueden tener mayor impacto sobre el medio.

Los residuos tóxicos y peligrosos están regulados por el Real Decreto 833/1988 de 20 de Julio. En este documento se encuentra reglamentadas las actuaciones en materia de eliminación de este tipo de residuos, que se resume en un correcto etiquetado y en su almacenamiento hasta la retirada por empresas gestoras de residuos, ya que no se pueden verter al sistema de saneamiento.

Esto se traduce en costes asociados a los procesos de fabricación de manera que el diseño de procesos hay que tener en cuenta los posibles residuos. Los principales residuos de esta clase son: disoluciones de metales, aceites, disolventes orgánicos restos de los dopantes y los envases de las materias primas que han contenido estos productos.

Los ácidos y los álcalis empleados en los procesos de limpieza pertenecen a la clase de residuos que se eliminan a través del sistema integral de saneamiento. Estos están regulados por la ley 10/1993 de 26 de Octubre. Esta ley limita las concentraciones máximas de contaminantes que es posible verter, así como la temperatura y el pH. Las desviaciones con respecto a los valores marcados por la ley se reflejan en el incremento de la tasa de depuración. En cuanto a la energía consumida en el proceso de fabricación tenemos el dato que en un tiempo entre 4 y 7 años los módulos fotovoltaicos devuelven la energía consumida en la fabricación, muy inferior a la vida prevista para estos que es superior a los 20 años.

8.3 Emisiones evitadas por el uso de sistemas Fotovoltaicos

- Los sistemas fotovoltaicos solo generan emisiones en fase de fabricación directa y sobre todo, indirectamente, por la energía invertida.
- Una vez amortizada la inversión energética, la energía producida durante el resto de su vida útil (la energía neta) está libre de emisiones.
- Por tanto, se evitan las emisiones que se producirían si se generara esta energía con energía convencional.

A parte del punto de vista económico, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones, como en el balance energético.

Todos los Kwh. que se generan con un sistema fotovoltaico equivalen a un ahorro de energía generada con otras fuentes de energía, con toda probabilidad con mayor o menor grado de poder contaminante, lo que conlleva, por lo tanto, a una reducción de emisiones. La concentración atmosférica de CO₂ ha sufrido un considerable aumento en el siglo XX, especialmente en sus últimas décadas. Antes de la revolución Industrial la concentración de CO₂ en la Atmósfera era de unas 280 partes por millón. (0,028%). Ahora en la actualidad alcanza unas 400 partes por millón (0,04) es por esta razón, que este gas que produce el efecto invernadero, e incide gravemente en el cambio climático de la tierra cualquier reducción de emisiones del mismo comporta beneficios ambientales muy significativos. Para calcular el ahorro de CO₂ que se obtiene gracias a la generación de Kw. de un sistema fotovoltaico, podemos utilizar la emisión media por unidad de Kw. eléctrico generado en España, que se considera que es aproximadamente de 0,464 Kg. de CO₂ por Kwh. eléctrico generado.

En nuestro caso, para la cubierta solar fotovoltaica conectada a red y con una producción anual estimada 47.604,8 Kwh./año el ahorro total de CO₂ será:

	Energía Generada (kWh)	Emisiones Ahorradas	
		CO ₂ (Tm)	SOx(Kg)
ENERO	2.273,8	0,85	0,16
FEBRERO	3.729,2	1,39	0,26
MARZO	4.116,2	1,53	0,28
ABRIL	4.482,6	1,67	0,31
MAYO	4.900,3	1,82	0,34
JUNIO	5.055,2	1,88	0,35
JULIO	5.165,1	1,92	0,35
AGOSTO	4.845,5	1,80	0,33
SEPTIEMBRE	4.119,0	1,53	0,28
OCTUBRE	3.570,9	1,33	0,24
NOVIEMBRE	2.751,7	1,02	0,19
DICIEMBRE	2.595,2	0,97	0,18
Total	47.604,8	17,71	3,26

Energía cautiva de los paneles fotovoltaicos

La energía cautiva, o también llamada energía incorporada, es la energía consumida en todo el proceso de producción de un producto, desde el diseño, la obtención de las materias primeras, la construcción, el transporte... En el caso de los paneles fotovoltaicos la mayor parte de la energía se consume en el proceso de confección de las células de silicio cristalino (alrededor del 93% de la energía total).

¿Cuanto tardamos en recuperar la energía invertida?

El tiempo de recuperación de la energía invertida, **EPBT**, (*Energy PayBack Time*) se calcula dividiendo la energía cautiva de un panel entre la tasa de generación energética del sistema.

$$\text{EPTB} = \text{Energía cautiva (Kwh)} / \text{Generación energética anual (Kwh/año)}$$

Emisiones de CO ₂ globales de una instalación fotovoltaica de 1 kW	
Tipo de módulo	Emisiones en toneladas de CO ₂
Silicio policristalino	2,06
Silicio monocristalino	2,45
Capa fina (CdTe)	1,06

Fuente: elaboración propia a partir de Fthenakis y Alsema, 2006.

Nota: se considera una producción media de 1.600 kWh por kW instalado

$$\text{Energía cautiva} = 2,45\text{tCO}_2 * 17,71\text{tCO}_2 = 73,5\text{tCO}_2$$

$$\text{EPTB} = 73,5\text{tCO}_2 / 17,71\text{tCO}_2 = \underline{4,15 \text{ años}}$$

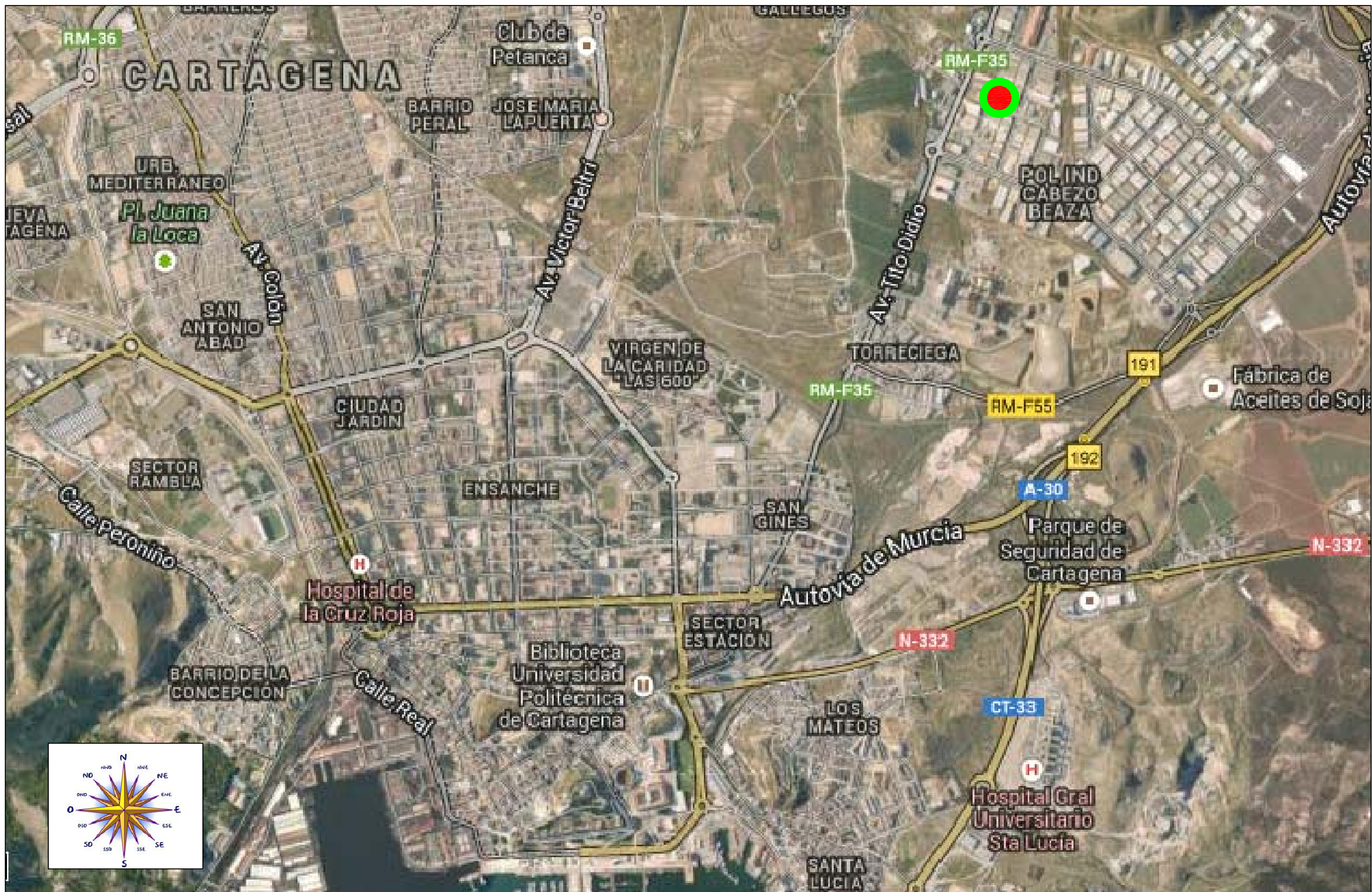
En conclusión, las emisiones de CO₂ que se generan en la producción de nuestra instalación es de tal envergadura que se compensan en un período aproximado de apenas 4 años. Esto quiere decir que durante los 21 años restantes de vida de la instalación se generará electricidad completamente libre de emisión de CO₂, 21 años de generación eléctrica absolutamente limpia.

Podemos mejorar el EPBT de nuestras placas

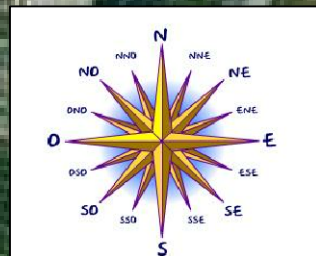
Aún así, tenemos que tener en cuenta que el EPBT variará según la radiación solar disponible en cada zona del planeta. Sin embargo, podemos afirmar que el EPBT medio global es de uno a tres años (algo más que la media sur europea, de 1 a 2 años). El tiempo de recuperación de la energía invertida también se minimizará con un mantenimiento e instalación adecuados. Es importante tener en cuenta el tamaño de los cables, la posición del panel para que reciba la máxima radiación posible y que esté aireado para que no se caliente demasiado la célula, cuidar que no crezcan plantas a su alrededor que le hagan sombras y mantenerlo libre de polvo.

Afortunadamente, la energía solar fotovoltaica es viable energéticamente, pero tenemos que tener en cuenta que las células están fabricadas con materiales como silicio, seleniuros de cobre y telurio de cadmio entre otros, y algunos de estos materiales ya empiezan a escasear en la corteza terrestre. Además, metales como el cadmio o el aluminio pueden ser muy tóxicos para el medio. Como en todo, un uso no controlado de esta tecnología sería perjudicial para el medio ambiente y para la salud, y conllevaría el riesgo de un uso irresponsable del territorio y de las materias primas. Ahora que nos enfrentamos a un próximo agotamiento de los combustibles fósiles, al calentamiento global producido por la combustión de éstos, y a desigualdades energéticas en todo el mundo, la energía solar tiene que tomar un papel importante, buscando siempre la manera más sostenible de implantarla.

9 PLANOS



UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA 	
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo conectada a la red eléctrica	
PLANO: 1 Situación	AUTOR: Pedro Pérez Montoro



UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA 	
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo conectada a la red eléctrica	
PLANO: 2 Situación	AUTOR: Pedro Pérez Montoro



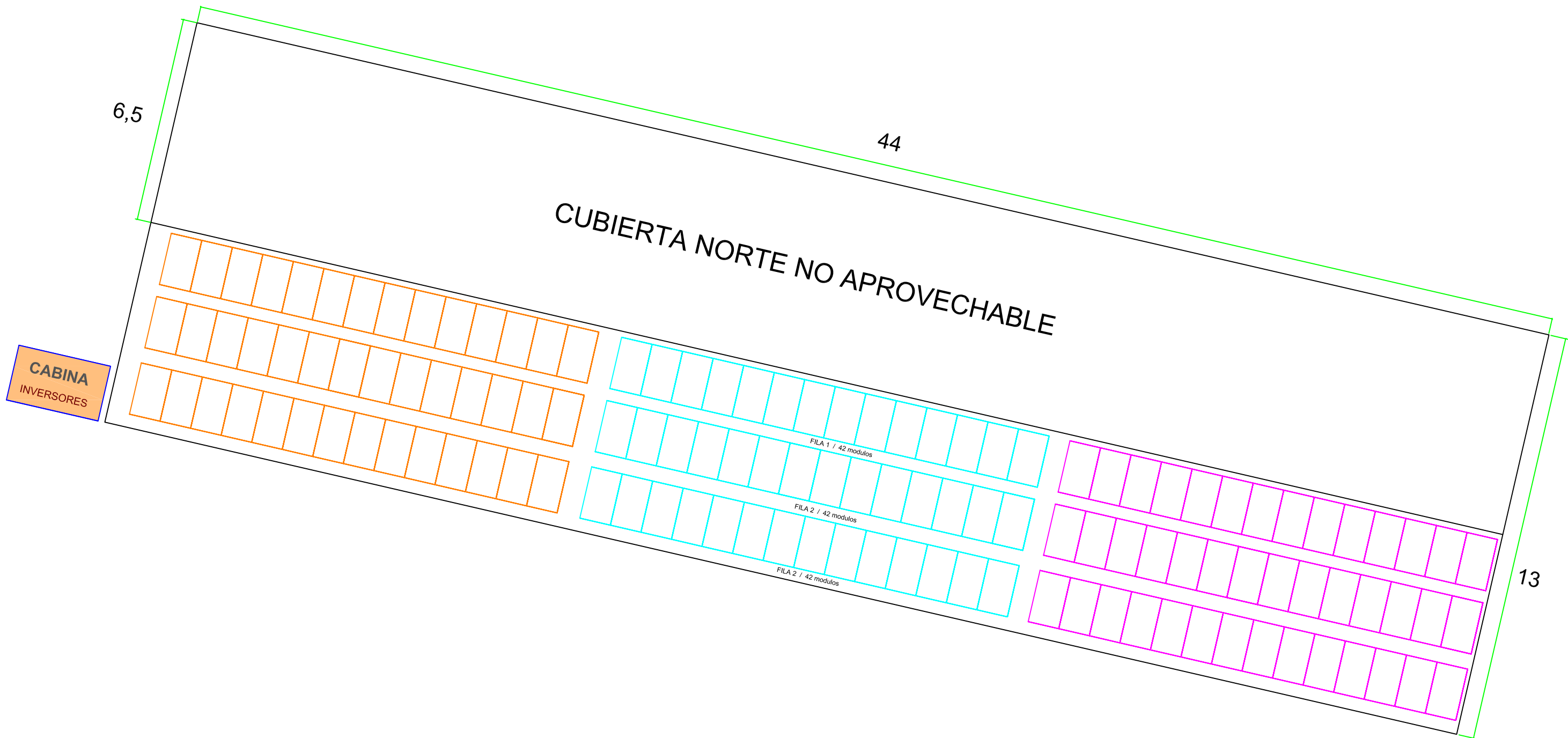
UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA



PROYECTO:
Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo
conectada a la red eléctrica

PLANO: 3
Planta

AUTOR:
Pedro Pérez Montoro



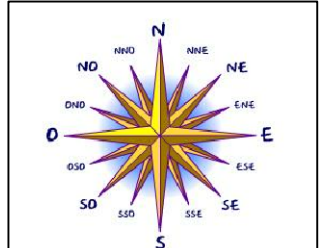
CABINA
INVERSORES


CUBIERTA NORTE NO APROVECHABLE

FILA 1 / 42 modulos

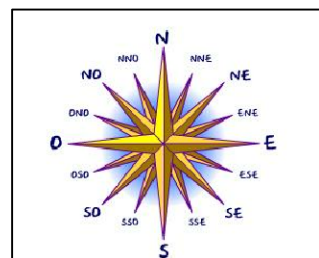
FILA 2 / 42 modulos

FILA 2 / 42 modulos



UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA 	
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo conectada a la red eléctrica	
PLANO: 4 Distribución de módulos	AUTOR: Pedro Pérez Montoro

CUBIERTA NORTE NO APROVECHABLE



INVERSOR

Marca: SMA
 Modelo: Sunny Tripower TL
 Potencia: 10.000w
 Potencia max: 10.400w
 Nº inversores: 3

MODULOS FOTOVOLTAICOS

Marca: TRINA SOLAR
 Modelo: TSM-PC05
 Potencia: 245w
 Nº Modulos: 120

CONFIGURACION GENERADOR

Nº Strings / Inversor:
 Entradas inversor: 2
 Potencia generador:
 Potencia nominal: 30.000w
 Energia generada:

LEYENDA

S1 - I1: String1 / Inversor 1
 S2 - I1: String2 / Inversor 1
 S3 - I1: String3 / Inversor 1
 S1 - I2: String1 / Inversor 2
 S2 - I2: String2 / Inversor 2
 S3 - I2: String3 / Inversor 2
 S1 - I3: String1 / Inversor 3
 S2 - I3: String2 / Inversor 3
 S3 - I3: String3 / Inversor 3

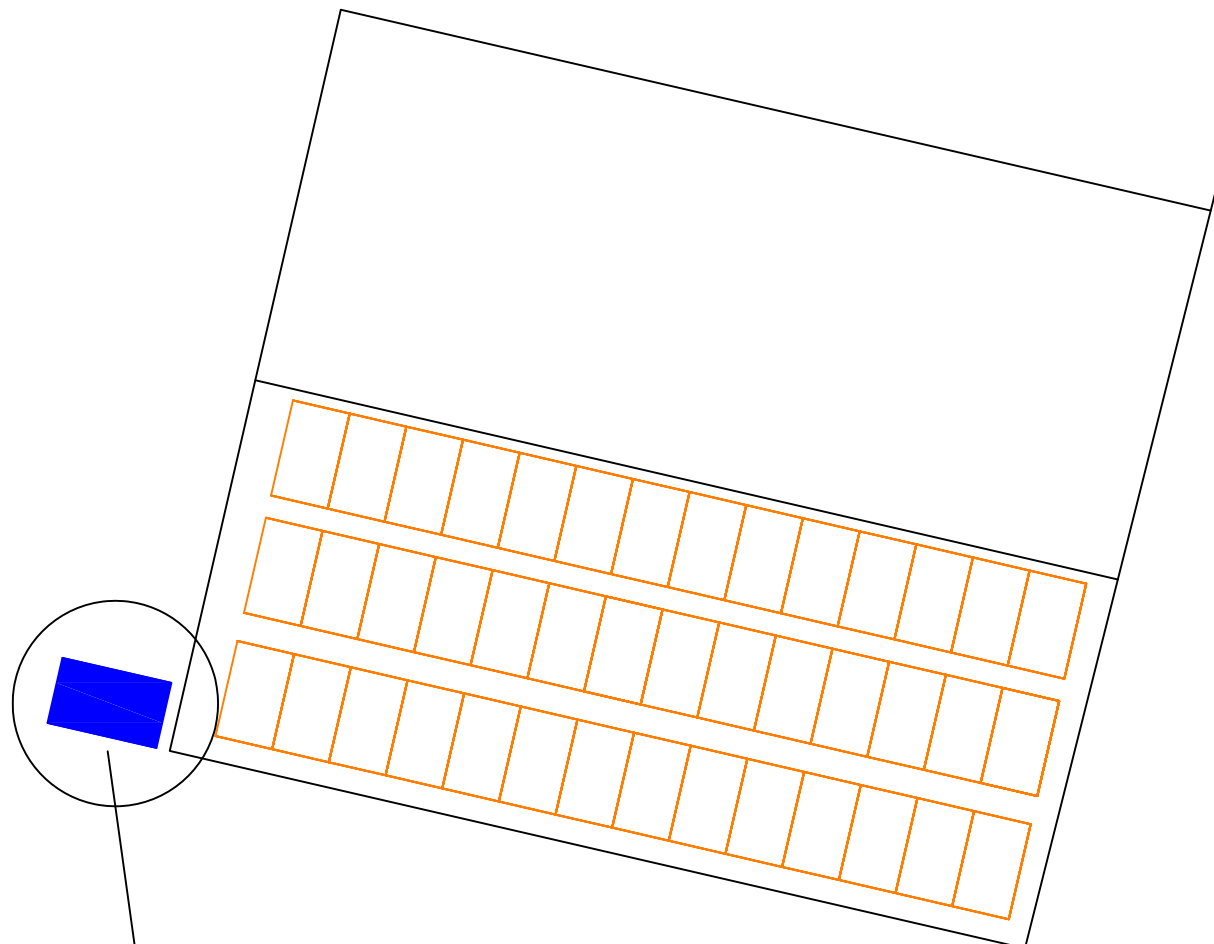
UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA



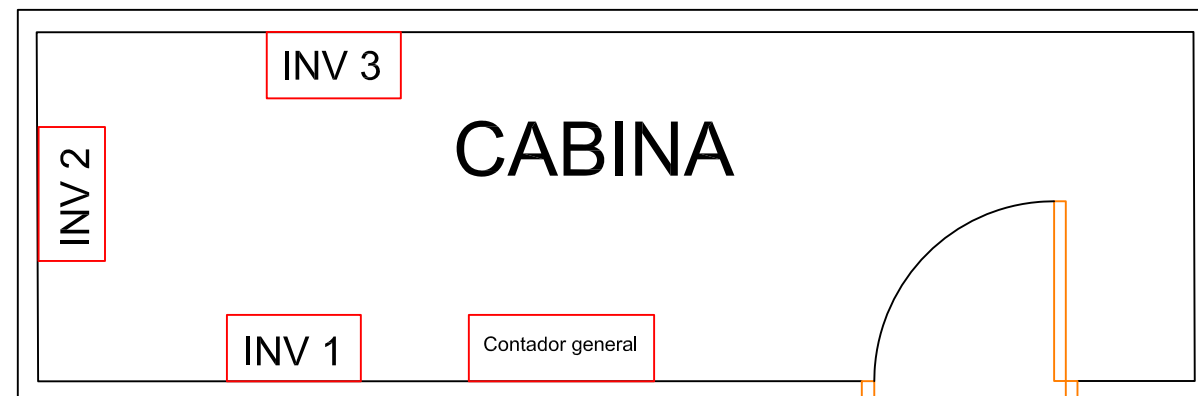
PROYECTO:
 Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo conectada a la red eléctrica

PLANO: 5
 Instalación eléctrica

AUTOR:
 Pedro Pérez Montoro



Ubicación cuarto de instalaciones: Inversores y protecciones

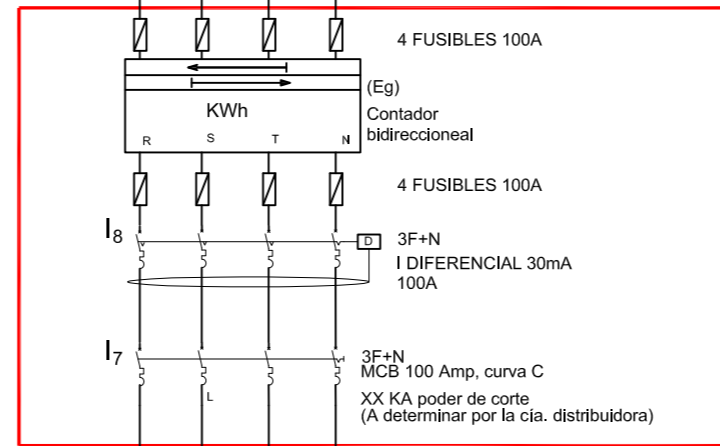


Nota: Todos los inversores cumplen los requisitos del R.D. 1663/2000 sobre "la conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión" en cuanto a:

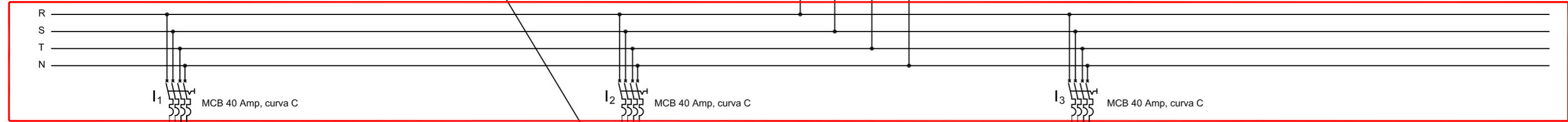
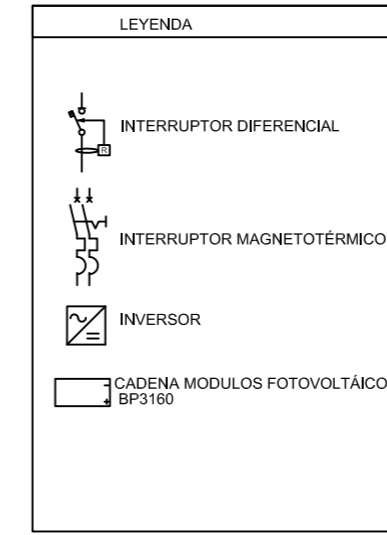
- 1) Vigilante de aislamiento= Protección de aislamiento de c.c. o fallo de aislamiento.
- 2) Relé de Frecuencia= Protección de frecuencia, (49-51 Hz).
- 3) Relé de Tensión= Protección de tensión.(0,85 x Unom - 1,1 x Unom).
- 4) Protección de desconexión de la red.
- 5) Transformador de aislamiento.

Estas protecciones no están accesibles al usuario.

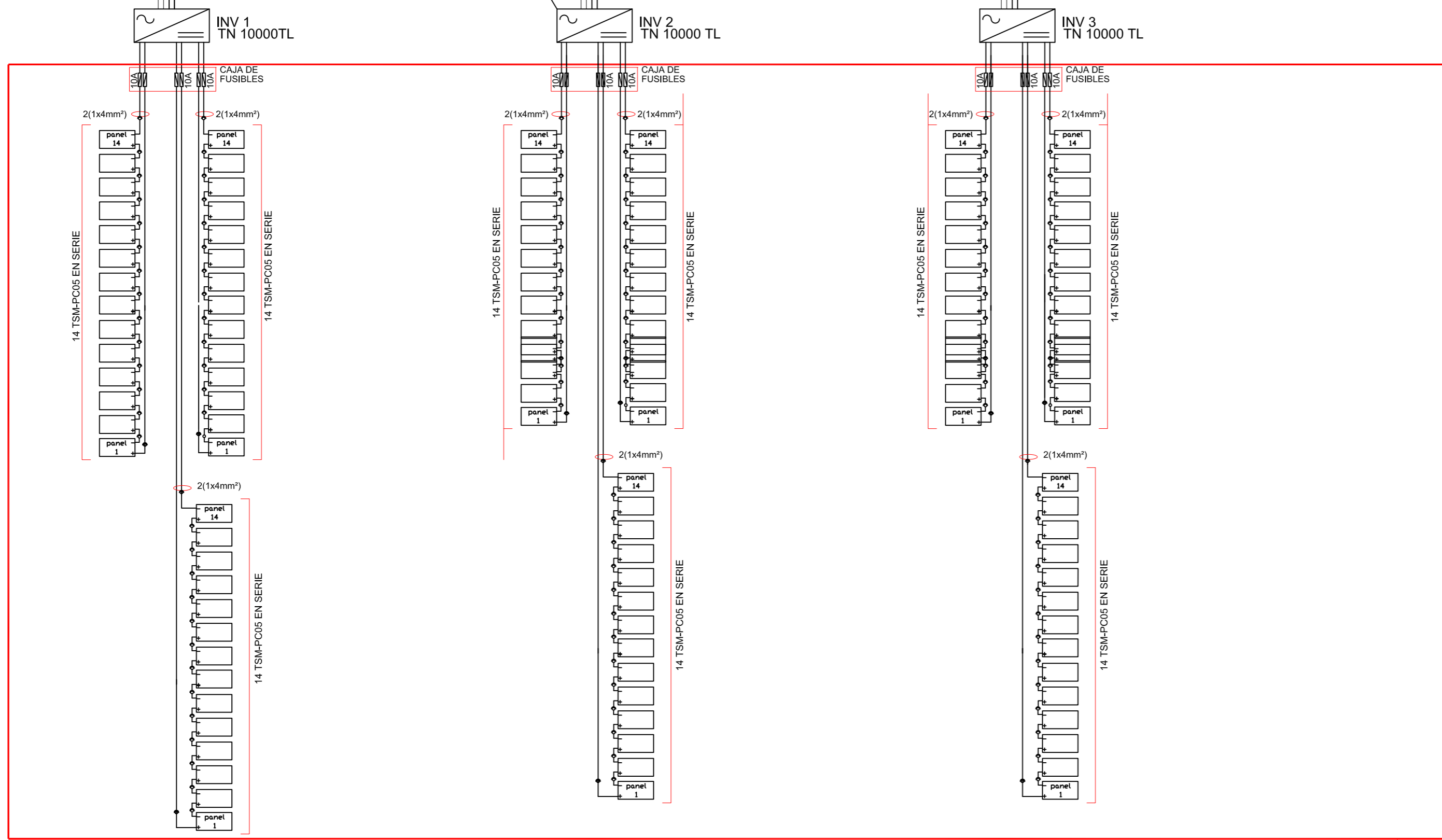
RED CIA ELÉCTRICA



CUADRO DE PROTECCIONES Y MEDIDA



PROTECCIONES AC



UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA		
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo conectada a la red eléctrica		
PLANO: 7 Esquema unifilar	AUTOR: Pedro Pérez Montoro	

10 Presupuesto

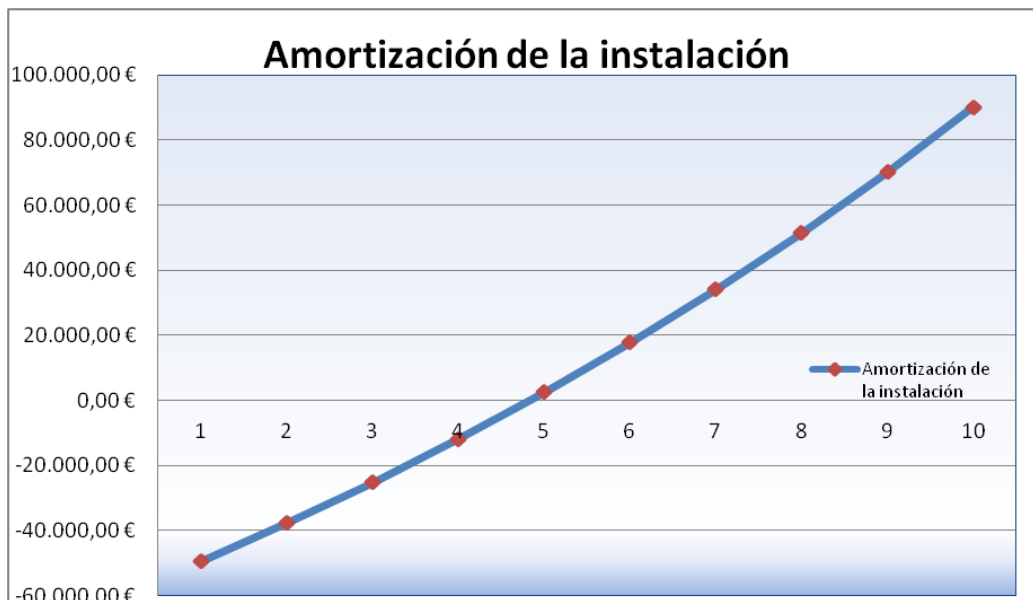
PRESUPUESTO			
ELEMENTOS	PRECIO	UNIDADES	IMPORTE
Panel fotovoltaico TRINA TSM PC05 245w POLY	177,62 €	120	21.314,40 €
Inversor SMA TRIPOWER SUNNY TRIPower 10000 TL	2.915,00 €	3	8.745,00 €
Estructura para sujeción de módulos	50,00 €	120	6.000,00 €
Conectores MC4 (4-6mm ²) para panel fotovoltaico (Pareja)	5,00 €	120	600,00 €
Metro lineal de cable flexible de cobre de 2x4mm ² de sección y tensión nominal 0,6/1kV tipo RV-K con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC	1,54 €	225	346,50 €
Metro lineal de cable flexible de cobre de 2x10mm ² de sección y tensión nominal 0,6/1kV tipo RV-K con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC	2,10 €	66	138,60 €
Caja general de proteccion y medida directa formada por un modulo de contadores, modulo CGP esquema 10 con puerta galvanica metaizada.	590,00 €	1	590,00 €
Montaje y conexionado	5.500,00 €	1	5.500,00 €
Total presupuesto ejecución y material	43.234,50 €		
Seguridad y salud	2.350,00 €	1	2.350,00 €
Proyecto de Ingeniería y dirección de obra	4.323,45 €	1	4.323,45 €
Base imponible	49.907,95 €		
Importe IVA (21%)	10.480,67 €		
TOTAL PRESUPUESTO INSTALACION	60.388,62 €		

Cálculo de amortizaciones

Generadores propuestos	Paneles	Potencia por panel	Kwh/Año (Bruto)
Instalación FV 30000Wp	120	245	51508,8
Perdidas de instalación	8,00%		
Coste de la instalación Iva Inc.	60.388,00 €	<i>(Paneles, Inversor, estructura, legal...)</i>	
Producción anual estimada	47.604,80	<i>Kw/h al año.</i>	
Coste Kw/H + impuesto elec.	0,231022 €	<i>Precio Punta + imp. eléctrico + Iva)</i>	
Incremento eléctrico anual	8,00%	<i>(Subida estimada del precio del Kw/h)</i>	
Horas solares/día	4,80	<i>Situación: Cartagena</i>	
Retorno de la inversión ROI:	4,95	<i>Años.</i>	

Años	Precio de la energía	Ahorro estim./Año	Saldo
1	0,231022 €	10.997,76 €	-49.390,24 €
2	0,249504 €	11.758,80 €	-37.631,44 €
3	0,269464 €	12.571,23 €	-25.060,22 €
4	0,291021 €	13.438,39 €	-11.621,83 €
5	0,314303 €	14.363,83 €	2.742,00 €
6	0,339447 €	15.351,35 €	18.093,35 €
7	0,366603 €	16.404,93 €	34.498,28 €
8	0,395931 €	17.528,85 €	52.027,13 €
9	0,427606 €	18.727,59 €	70.754,72 €
10	0,461814 €	20.005,95 €	90.760,67 €
11	0,498759 €	21.369,00 €	112.129,67 €
12	0,538660 €	22.822,09 €	134.951,76 €
13	0,581753 €	24.370,91 €	159.322,68 €
14	0,628293 €	26.021,49 €	185.344,17 €
15	0,678556 €	27.780,18 €	213.124,35 €
16	0,732841 €	30.002,60 €	243.126,95 €
17	0,791468 €	31.649,25 €	274.776,20 €
18	0,854786 €	33.774,27 €	308.550,47 €
19	0,923168 €	36.036,74 €	344.587,22 €
20	0,997022 €	38.445,05 €	383.032,27 €

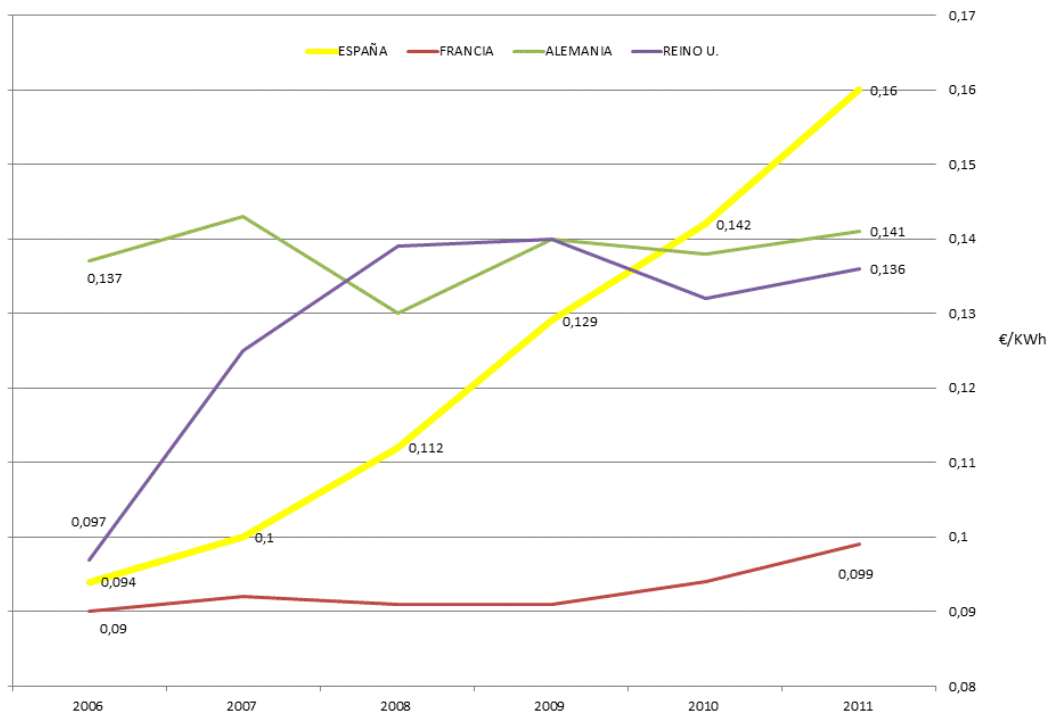
Grafico de la amortización de la instalación



Para el cálculo de la amortización se ha tenido en cuenta que debido a que la empresa tiene liquidez actualmente, no se pedirá ningún préstamo al bancario, por lo que se ahorrarán los intereses que esta operación acarrearía.

EL coste de electricidad que la compañía eléctrica esta cobrando actualmente, incluido el impuesto eléctrico y el IVA es de 0,23102€ Kw/h.

Hemos asumido una subida del 8% anual debido a que los precios, en el mercado Español, presentan un incremento anual durante los cinco años de una fuerte intensidad, +6%; +12%; +15%; +10% y +13% respectivamente, que ha representado una subida acumulada del 70% .



[8]Evolución del precio energía eléctrica en España, Francia, Alemania y reino unido periodo 2006-2011 mercado residencial

El retorno de nuestra instalación es de 5 años, lo cual en comparación con la vida útil estimada de esta, que es de unos 25 años, es buena. Por lo que podemos decir que sería una buena inversión.

11 CONCLUSIONES

En la presente memoria, presupuestos, cálculos justificativos, pliego de condiciones técnicas, planos, presupuesto y anexos; se ha descrito la instalación de un productor de energía eléctrica en régimen especial mediante la aplicación de la Energía solar fotovoltaica con autoconsumo sin almacenamiento local, de forma que se vierte la producción en la red eléctrica y se consume a la vez de la misma red eléctrica. Esta instalación cumplirá el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como las Normas Ordenanzas y medidas de Seguridad que le sean de aplicación.

Por lo tanto nuestra instalación de 30kw estará compuesta por 3 inversores de 10kw con 41 módulos fotovoltaicos conectados a cada inversor.

La energía que producirá la instalación fotovoltaica anualmente será de 47604,8Kwh con unas emisiones evitadas de 17,7t de CO₂ y con un presupuesto de 60.388€.

El ahorro eléctrico que tendremos con la implantación de este sistema fotovoltaico, será como hemos visto en el apartado 5.2 del presente proyecto de alrededor de 6000€ anuales, y la amortización será en unos 5 años.

La amortización es apenas 5 años, lo que es bastante bajo, lo cual es bueno y se compara muy bien con la vida útil estimada para la instalación. Esto nos permite considerar el gasto en la instalación como una buena inversión.

Las posibilidades de integración de este sistema de tecnología en un edificio ya construido son muy variadas, hoy en día existen múltiples opciones arquitectónicas posibles, así como gran variedad de soluciones. En este proyecto se ha analizado la opción más viable que era la de integrar el sistema fotovoltaico en la cubierta que ya estaba construida y respetando la inclinación de la misma, con el fin de conseguir una integración total en el edificio.

No podemos olvidar que lo que en este trabajo hemos venido desarrollando es meramente un estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica, en el momento actual, lo cual implica un contexto de crisis económica brutal. La energía solar, antes apoyada por las instituciones fuertemente (ya sea por un interés protector medioambiental políticamente muy bien visto, o por un mero intento de facilitar el acceso al erario público de ciertos inversores), ahora mismo ha caído en el olvido.

Cuando más apoyo debería de recibir este sector, el de las renovables (hasta hace escasamente un año en franco crecimiento mientras el grifo de las ayudas gubernamentales continuaba abierto), ha perdido en la actualidad gran parte del apoyo necesario por parte de las instituciones, de forma que al inversor privado se le hace "poco" o nada rentable meter su dinero en este tipo de instalaciones generadoras de energía limpia.

Está claro que los que debería valorar la reducción de sustancias contaminantes (tales como el CO₂, NO_x, SO₂...) son los estados, y no inversores privados que sólo se mueven en busca de beneficios económicos, nunca han dejado de hacerlo y nunca lo harán.

Si a la falta de impulso que la iniciativa pública ha dejado de prestar a las energías renovables, sumamos el contexto macroeconómico actual que ha llevado a que la inversión privada en ciertos países, entre ellos España, este retraída e impedida bajo el yugo de la ya famosa prima de riesgo. Sólo hay que ver el diferencial bancario que imposibilita el acceso a una financiación mínimamente amortizable, no sólo para el tipo de proyectos energéticos renovables como el que nos ocupa, sino cualquiera, o de cualquier tipo.

Es lógico suponer que el sector fotovoltaico experimentará un gran impulso en los próximos años, con el consiguiente beneficio ecológico y al mismo tiempo abrirá un gran abanico de posibilidades a la industria fotovoltaica y a los inversores públicos o privados que apuesten por esta tecnología.

12 Bibliografía

- [1] http://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_clim%C3%A1tico
- [2] http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica
- [3] http://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico
- [4] http://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico
- [5] http://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico
- [6] http://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n_solar
- [7] http://www.stopco2euskadi.net/documentos/informe_stern.pdf
- [8] <http://www.serviciosenergeticos.org/2012/03/la-subida-imposible-de-la-electricidad.html>

* REBT. REAL DECRETO 842/ 2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

* Código Técnico de la Edificación. Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.

* Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review. Mohamed A. Eltawi, Zhengming Zhao. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 112-129

* On-site characterisation and energy efficiency of grid-connected PV inverters. J. Muñoz, F. Martínez-Moreno and E. Lorenzo. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2011; 19:192-201.

* Partial Shadowing, MPPT Performance and Inverter Configurations: Observations at Tracking PV Plants. Miguel García, José Miguel Maruri, Luis Marroyo, Eduardo Lorenzo and Miguel Pérez. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2008; 16:529-536.

* Performance Assessment of a 2 kWp Grid-connected, Building-integrated, Amorphous Silicon Photovoltaic Installation in Brazil R. Ruether* and M. M. Dacoregio. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS Prog. Photovolt. Res. Appl.* 2000; 8: 257±266.

* Plan de Energías Renovables 2011- 2020. - IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. 2007.
<http://www.idae.es/index.php/relicategoria.3839/id.670/re/menu.303/mod.pags/mem.detalle> (accessed 8 Sep2011).

- * Gobierno de España, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría de Estado de Energía, La energía en España 2010.
- * SATEC, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial. 2005. 2005. <http://www.cne.es/cne>.
- * CNE - Comisión Nacional de Energía - <http://www.cne.es/cne/Home>.
- * Grid-connected power systems: technical and potential problems – A review. Mohamed A. Eltawil, Zhengming Zhao, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 112-129
- * Performance of a concentrating photovoltaic/thermal solar collector Joe S. Coventry. Solar Energy 78 (2005) 211-222
- * PCT_IDAE_solar_fotovoltaica_red_2002
- * Chapin54_PV_SiliconSolarCell

13 Anexos

Conectores MC4

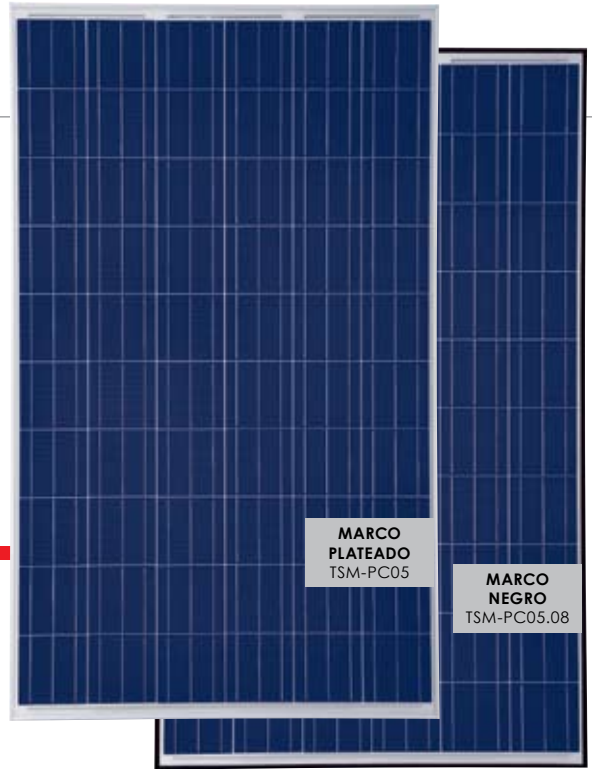
Inversor TRIPower-DEN092010

Modulo fotovoltaico TSM-PC05

TSM-PC05

TSM-PC05.08

EL MÓDULO UNIVERSAL



15,0%

MÁXIMA EFICIENCIA

245W

POTENCIA MÁXIMA

10 AÑOS

GARANTÍA DE PRODUCTO

25 AÑOS

GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

Trina Solar (NYSE: TSL) es un líder mundial en módulos fotovoltaicos, soluciones y servicios. Fundada en 1997 como una compañía de integración de sistemas, actualmente Trina Solar impulsa energía inteligente junto a instaladores, distribuidores, empresas eléctricas y desarrolladores de proyectos en todo el mundo. Su influyente posición en la industria se basa en la excelencia en la innovación, la calidad superior del producto, y la competencia en integración vertical y gestión ambiental.

Trina Solar Limited
www.trinasolar.com

Trinasolar
Smart Energy Together



El módulo puede soportar cargas de nieve de hasta **5400Pa** y cargas de viento de hasta **2400Pa**



Potencia de salida garantizada **0~+3%**



Alto rendimiento en condiciones de poca luz
Días nublados, amaneceres y atardeceres



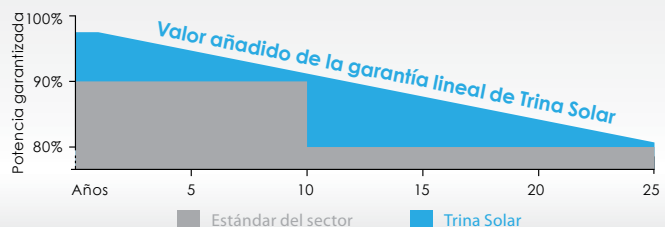
Fabricado de acuerdo con las normas internacionales de gestión de calidad y medioambiente **ISO9001 e ISO14001**



Conector fotovoltaico **original MC4** de alta fiabilidad

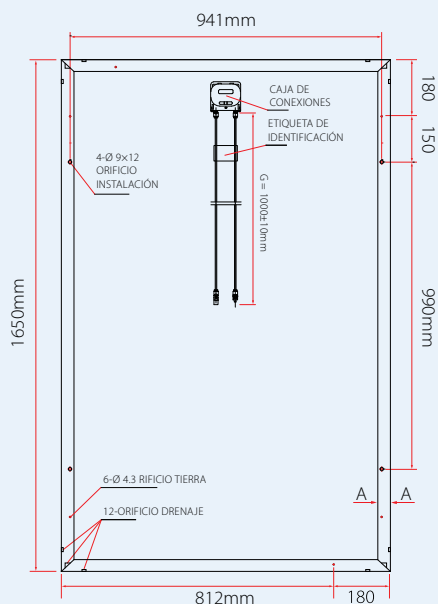
GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

10 años garantía de producto • 25 años garantía de potencia lineal

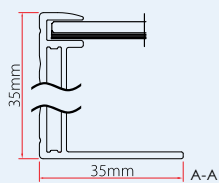


TSM-PC05/PC05.08 EL MÓDULO UNIVERSAL

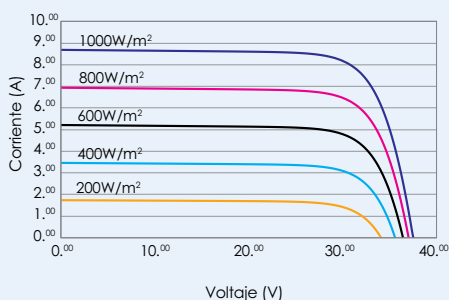
DIMENSIONES DEL MÓDULO FV TSM-PC05/PC05.08



Vista trasera

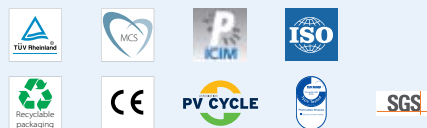


CURVAS I-V DEL MÓDULO FV TSM-245 PC05/PC05.08



Reducción media de la eficiencia de 4.5% desde 1000 W/m² a 200 W/m² según norma EN 60904-1.

CERTIFICACIONES



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-230 PC05/05.08	TSM-235 PC05/05.08	TSM-240 PC05/05.08	TSM-245 PC05/05.08
Potencia nominal-P _{máx} (Wp)	230	235	240	245
Tolerancia de potencia nominal (%)	0/+3	0/+3	0/+3	0/+3
Tensión en el punto P _{máx} -V _{MPP} (V)	29,2	29,3	29,7	30,2
Corriente en el punto P _{máx} -I _{MPP} (A)	7,90	8,03	8,10	8,13
Tensión en circuito abierto-V _{OC} (V)	37,1	37,2	37,3	37,5
Corriente de cortocircuito-I _{SC} (A)	8,53	8,55	8,62	8,68
Eficiencia del módulo η _m (%)	14,1	14,4	14,7	15,0

Valores en condiciones estándar de medida STC (masa de aire AM 1.5, irradiancia 1000 W/m², temperatura de la célula 25 °C).

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC	TSM-230 PC05/05.08	TSM-235 PC05/05.08	TSM-240 PC05/05.08	TSM-245 PC05/05.08
Potencia máx.-P _{MAX} (Wp)	167	171	174	178
Tensión en el punto P _{máx} -V _{MPP} (V)	26,3	26,4	26,6	26,8
Corriente en el punto P _{máx} -I _{MPP} (A)	6,35	6,48	6,55	6,64
Tensión en circuito abierto-V _{OC} (V)	33,9	34,0	34,1	34,2
Corriente de cortocircuito-I _{SC} (A)	6,95	6,97	7,04	7,10

TONC: Irradiancia a 800 W/m², Temperatura ambiente 20 °C, Velocidad del viento 1 m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células solares	Policristalinas 156 x 156mm
Distribución de las células	60 células (6 x 10)
Dimensiones del módulo	1650 x 992 x 35mm
Peso	18,6kg
Vidrio	Vidrio solar de alta transparencia 3,2 mm
Marco	Aluminio anodizado (TSM-PC05.08: negro)
Caja de conexiones	IP 65
Cables	Cable solar de 4,0 mm ² y 1000 mm de longitud
Conector	Original MC4

LÍMITES DE TEMPERATURA

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	45°C (±2°C)
Coefficiente de temperatura de P _{MAX}	- 0,43%/K
Coefficiente de temperatura de V _{OC}	- 0,32%/K
Coefficiente de temperatura de I _{SC}	0,047%/K

LÍMITES OPERATIVOS

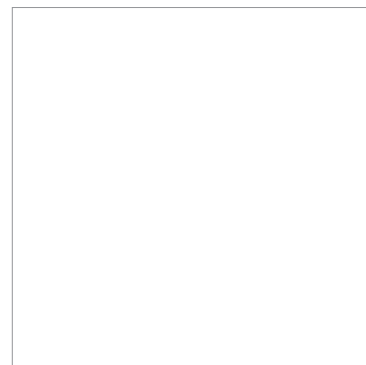
Temperatura de operación	-40~+85°C
Tensión máxima del sistema	1000V DC (IEC)
Capacidad máxima del fusible	15A

GARANTÍA

- 10 años de garantía de fabricación
 - 25 años de garantía de potencia lineal
- (Consulte la garantía de producto para más información)

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

- Módulos por caja: 29 uds.
- Módulos por contenedor de 40': 812 uds.



TSM_ES_FEB_2013

Efficient

- Maximum efficiency of 98 %
- Highest yields through OptiTrac and OptiCool

Safe

- Compatible with the BDEW guidelines
- Integrated ESS DC load-disconnecting unit
- Electronic String Fuse and String Failure Detection
- String Current Monitoring

Flexible

- DC Surge Protection Device (type II) can be integrated
- DC input voltage of up to 1000 V
- Flexible system design using two separate step-up converters

Simple

- Three-phase feed-in
- Cable connection without tools
- Innovative DC plug system
- Convenient wiring compartment
- Bluetooth® Communication



SUNNY TRIPOWER

With three phases for simple system planning

In a class of its own: packed with state-of-the-art technology, the Sunny Tripower makes for easy installation, high yield, and secure grid support. Thanks to its multi-string technology and the widest input voltage range, the three-phase inverter is suitable for every imaginable module configuration. In addition, it is highly flexible in terms of the plant design – from 10 kW up to the megawatt range. The Sunny Tripower presently fulfills the BDEW guideline requirements (medium voltage guideline), and in so doing, it participates in reliable grid management. A comprehensive security concept encompassing, among other things, string failure detection, electronic string fuses, and a surge protection function, providing the highest level of availability and reducing plant costs.

Technical Data

SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10
Input (DC)				
Max. DC power (at $\cos \phi = 1$)	10.4 kW	12.5 kW	15.6 kW	17.6 kW
Max. DC voltage	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
PV-voltage range, MPPT	150 - 800 V	150 - 800 V	150 - 800 V	150 - 800 V
Max. input current (input A / input B)	22 A / 11 A	22 A / 11 A	33 A / 11 A	33 A / 11 A
Number of MPPT trackers	2	2	2	2
Max. number of parallel strings (input A / input B)	4 / 1	4 / 1	5 / 1	5 / 1
Output (AC)				
Nominal AC output	10 kVA	12 kVA	15 kVA	17 kVA
Max. AC power	10 kVA	12 kVA	15 kVA	17 kVA
Max. output current	16 A	19.2 A	24 A	24.6 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 230 / 400V	3 / N / PE, 230 / 400V	3 / N / PE, 230 / 400V	3 / N / PE, 230 / 400V
AC grid frequency (self-adjusting) / range	50 Hz / 60 Hz / ± 4.5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4.5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4.5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4.5 Hz
Phase shift ($\cos \phi$), adjustable	0.8 leading ... 0.8 lagging	0.8 leading ... 0.8 lagging	0.8 leading ... 0.8 lagging	0.8 leading ... 0.8 lagging
AC connection	Three-phase	Three-phase	Three-phase	Three-phase
Efficiency				
Max. efficiency / Euro-Eta	98 % / 97.5 %	98 % / 97.5 %	98 % / 97.5 %	98 % / 97.5 %
Protection devices				
DC reverse polarity protection	●	●	●	●
ESS DC load-disconnecting switch	●	●	●	●
AC short-circuit protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●	●	●
DC surge protection device (type II) can be integrated	●	●	●	●
Electronic string fuse	●	●	●	●
String failure detection	●	●	●	●
General Data				
Dimensions (W / H / D) in mm	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265
Weight	approx. 65 kg	approx. 65 kg	approx. 65 kg	approx. 65 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Consumption: operating (standby) / night	< 12.5 W / < 1 W	< 12.5 W / < 1 W	< 12.5 W / < 1 W	< 12.5 W / < 1 W
Topology	transformerless	transformerless	transformerless	transformerless
Cooling concept	OptiCool	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Installation: Indoors / Outdoors (IP65 electronics)	●/●	●/●	●/●	●/●
Features				
DC connection: Phoenix Contact	●	●	●	●
AC connection: spring-type terminal (without tools)	●	●	●	●
Graphic display	●	●	●	●
Interfaces: Bluetooth / RS485	○/○	●/○	●/○	●/○
Warranty: 5 years / 10 years	●/○	●/○	●/○	●/○
Certificates and approvals	www.SMA.de	www.SMA.de	www.SMA.de	www.SMA.de
● Standard ○ Optional				

Data at nominal conditions - provisional data, as of March 2009

Accessories



RS 485 interface



DC surge protection device (type II), input A



DC surge protection device (type II), inputs A and B

Advanced Contact Technology

Multi-Contact

MC

STÄUBLI GROUP

Solar*line*













Steckverbinder für erneuerbare Energie
Connectors for Renewable Energy

Catalogue for Installers

MC3 and MC4

N

Contents

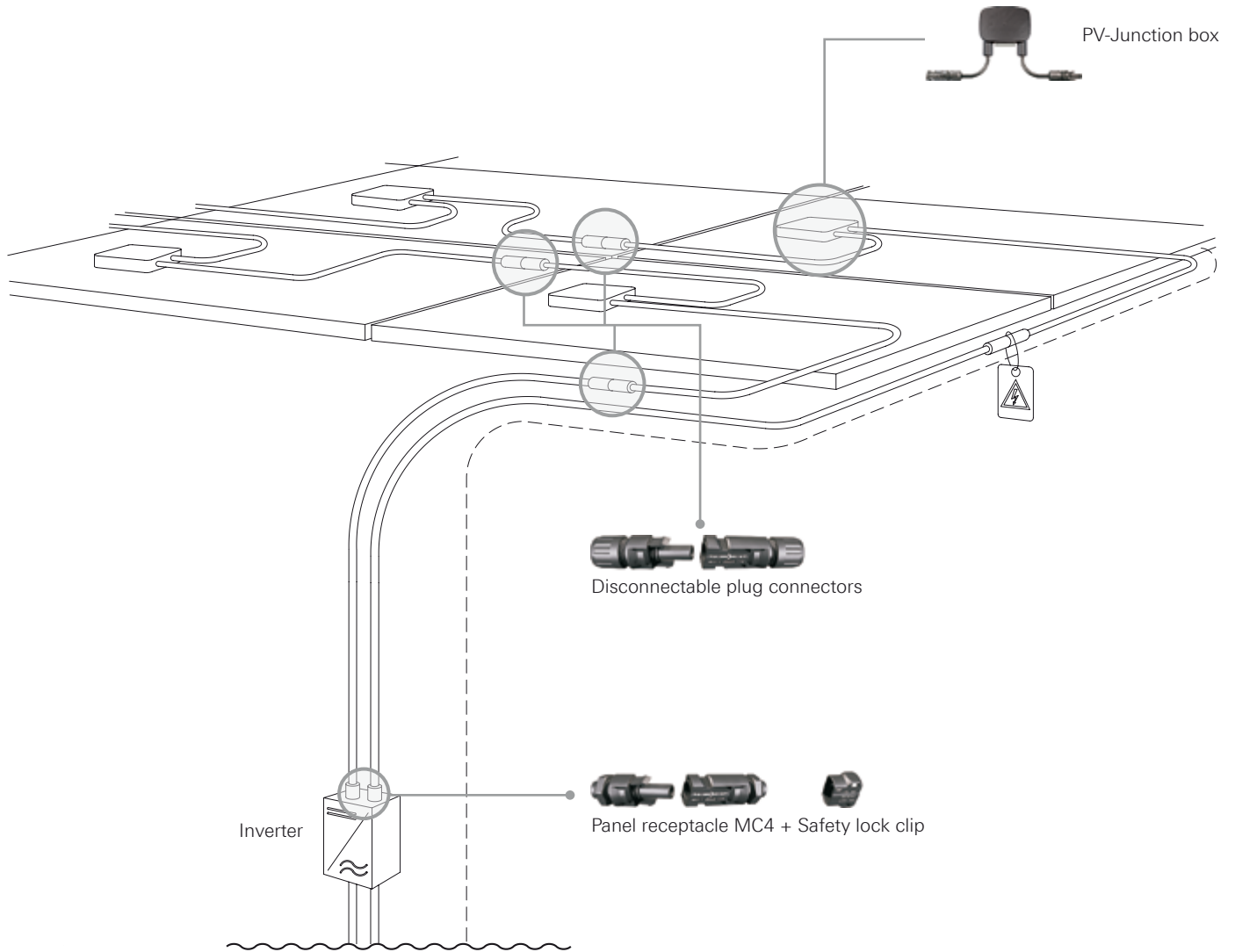
MC4		MC3		
4 – 5		9		Plug connectors Male and female PV-cable couplers Male and female PV-panel receptacles PV-Branch plugs and sockets
6 – 7		10		Accessories Safety lock clip Sealing caps Open end spanner Socket wrench inserts Test plug
7		10		Adapter leads PV-Adapter test leads PV-Adapter
8		11		Tools Assembly tools
12 – 13		12 – 13		Cables & cable assemblies Solar cable FLEX-SOL-XL PV-Cable assemblies PV-Cable assemblies according to customer request
14 – 15		14 – 15		Branch cable leads Branch cable leads PV-K/BC...

Safety note

Plug connectors that are not made by MC but can be mated with MC elements and are sometimes also described by their manufacturers as “MC compatible”, do not conform to the requirements for a safe electrical connection with long-term stability and for safety reasons may not be plugged together with MC elements. We therefore accept no liability if these connectors which are not approved by MC are mated with MC elements.

Connectors for Renewable Energy

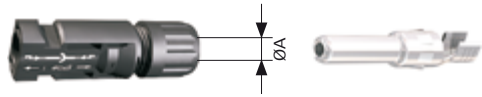
Installation examples with the MC4 system



Plug connectors MC4

Male and female cable couplers MC4 (including insulating part)

Male cable coupler ⊖



Female cable coupler ⊕



Cable cross section	Ø A (Cable outer diameter)	Male cable coupler Order No.	Female cable coupler Order No.	Rated current	Rated voltage	Approvals
1,5 – 2,5mm ²	3 – 6mm	32.0011P0001-UR	32.0010P0001-UR	1,5mm ² : 17A 2,5mm ² : 22,5A	1000V DC (IEC) 600V DC (UL)	
1,5 – 2,5mm ²	5,5 – 9mm ²	32.0013P0001-UR	32.0012P0001-UR			
4 – 6mm ²	3 – 6mm	32.0015P0001-UR	32.0014P0001-UR	4mm ² : 30A ¹⁾ /39A ²⁾ 6mm ² : 30A ¹⁾ /45A ²⁾		
4 – 6mm ²	5,5 – 9mm	32.0017P0001-UR	32.0016P0001-UR			
10mm ²	5,5 – 9mm	32.0035P0001	32.0034P0001	43A	1000V DC (IEC)	

Assembly tools see page 7

Assembly instructions **MA231**
www.multi-contact.com

Male and female panel receptacles MC4 (including insulating part)

Male panel receptacle



Female panel receptacle



Cable cross section	Male panel receptacle Order No.	Female panel receptacle Order No.	Rated current	Rated voltage	Approvals
1,5 – 2,5mm ²	32.0077P0001	32.0076P0001	1,5mm ² : 17A 2,5mm ² : 22,5A	1000V DC (IEC)	
4 – 6mm ²	32.0079P0001	32.0078P0001	4mm ² : 30A ¹⁾ /39A ²⁾ 6mm ² : 30A ¹⁾ /45A ²⁾	1000V DC (IEC)	

Male and female cable couplers MC4-EVO 3

Ready-made with cable. Can be unlocked only with special tool. TÜV 1000V DC/1500V DC, UL 1000V DC/600V DC.



Female cable coupler	Type	Male cable coupler	Conductor cross section mm ²	FLEX-SOL-XL					BETAflam®				
				Order No.	Rated current A	Rated voltage V DC	Colour of cable	Approvals	Order No.	Rated current A	Rated voltage V DC	Colour of cable	Approvals
×			2,5	32.1161-1)*	22	1000 (IEC) 21		32.1170-1)	22	600 (UL)			
		×	2,5	32.1162-1)*	22			32.1171-1)	22				
×		×	2,5	32.1163-1)*	22			32.1172-1)	22				
×			4,0	32.1164-1)*	30			32.1173-1)	30				
		×	4,0	32.1165-1)*	30			32.1174-1)	30				
×		×	4,0	32.1166-1)*	30			32.1175-1)	30				
×			6,0	32.1167-1)*	30			32.1176-1)	30				
		×	6,0	32.1168-1)*	30			32.1177-1)	30				
×		×	6,0	32.1169-1)*	30			32.1178-1)	30				

Unlocking tool see page 6

PV-Branch plugs and sockets MC4

For safe and simple parallel- or serialparallel connection of PV-modules. Pluggable with single-pole MC PV-cable coupler MC4.

Male cable coupler

Female cable coupler



Male cable coupler Order-No.	Female cable coupler Order-No.	Rated current	Rated voltage
32.0019	32.0018	30A	1000V (IEC/CEI)

* Add the desired colour code

1) Please indicate cable length in cm; cable lengths on request.

Accessories MC4

Safety lock clip MC4

The pluggable safety lock clip secures the PV plug connection and can only be unlocked with the tools (see below).



Order-No.	Description	See assembly instructions
32.5280	Safety lock clip MC4	Assembly instructions MA252 www.multi-contact.com

Sealing caps MC4

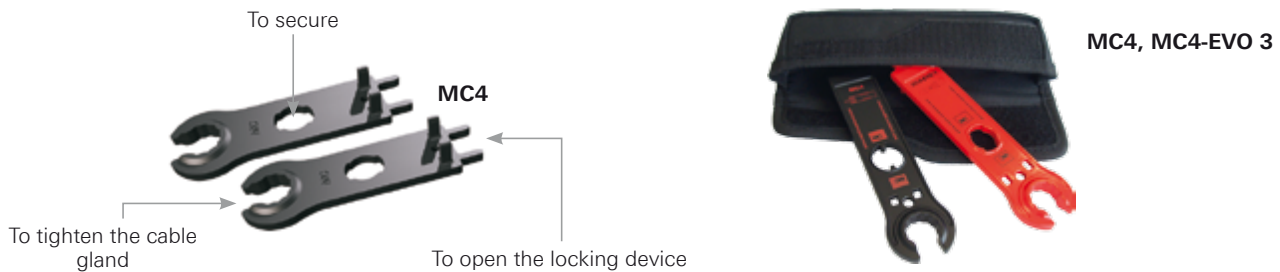
Sealing caps made from TPE for tight sealing of unplugged PV connectors.



For plug side	For socket side	Description
32.0717	32.0716	Sealing cap MC4, without cord

Open-end spanner and unlocking tool MC4 and MC4-EVO 3

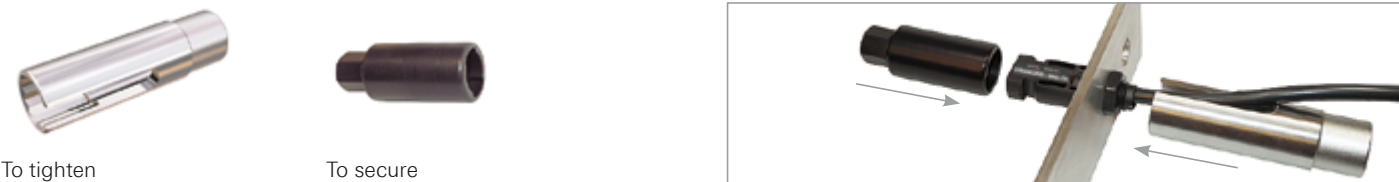
To tighten and unscrew the cable gland and to open the locking device.



Order-No.	suitable for	Description	See assembly instructions
32.6024	MC4	Open-end spanner set (2 open-end spanners, plastics)	MA231, MA232, MA260
32.6058	MC4, MC4-EVO 3	Unlocking tool, incl. belt pouch (2 open-end spanners, metal)	MA270

Socket wrench inserts MC4

MC recommend these socket wrench inserts for a simple and safe assembly of the panel receptacle.



Order-No.	Description	See assembly instructions
32.6006	Socket wrench insert to tighten (MC3, MC4)	Assembly instructions MA232 www.multi-contact.com
32.6026	Socket wrench insert to secure (MC4)	

Interruptor automático magnetotérmico PLS6, PLZ6

6 kA, Curva B



Intensidad asignada I_n (A)	Referencia	Código	Ud. de embalaje
1 polo			
1	PLS6-B1	242640	12 / 120
1,5	PLS6-B1,5	242641	12 / 120
1,6	PLS6-B1,6	242642	12 / 120
2	PLS6-B2	242643	12 / 120
2,5	PLS6-B2,5	242644	12 / 120
3	PLS6-B3	242645	12 / 120
3,5	PLS6-B3,5	242646	12 / 120
4	PLS6-B4	242647	12 / 120
5	PLS6-B5	242648	12 / 120
6	PLS6-B6	242649	12 / 120
8	PLS6-B8	242650	12 / 120
10	PLS6-B10	242651	12 / 120
12	PLS6-B12	242652	12 / 120
13	PLS6-B13	242653	12 / 120
15	PLS6-B15	242654	12 / 120
16	PLS6-B16	242655	12 / 120
20	PLS6-B20	242656	12 / 120
25	PLS6-B25	242657	12 / 120
32	PLS6-B32	242658	12 / 120
40	PLS6-B40	242659	12 / 120
50	PLS6-B50	242660	12 / 120
63	PLS6-B63	242661	12 / 120



Características técnicas: página 6/5

Intensidad asignada I_n (A)	Referencia	Código	Ud. de embalaje
1 polo + Neutro			
1	PLZ6-B1/1N	242770	1 / 60
1,5	PLZ6-B1,5/1N	242771	1 / 60
1,6	PLZ6-B1,6/1N	242772	1 / 60
2	PLZ6-B2/1N	242773	1 / 60
2,5	PLZ6-B2,5/1N	242774	1 / 60
3	PLZ6-B3/1N	242775	1 / 60
3,5	PLZ6-B3,5/1N	242776	1 / 60
4	PLZ6-B4/1N	242777	1 / 60
5	PLZ6-B5/1N	242778	1 / 60
6	PLZ6-B6/1N	242779	1 / 60
8	PLZ6-B8/1N	242780	1 / 60
10	PLZ6-B10/1N	242781	1 / 60
12	PLZ6-B12/1N	242782	1 / 60
13	PLZ6-B13/1N	242783	1 / 60
15	PLZ6-B15/1N	242784	1 / 60
16	PLZ6-B16/1N	242785	1 / 60
20	PLZ6-B20/1N	242786	1 / 60
25	PLZ6-B25/1N	242787	1 / 60
32	PLZ6-B32/1N	242788	1 / 60
40	PLZ6-B40/1N	242789	1 / 60
50	PLZ6-B50/1N	242790	1 / 60
63	PLZ6-B63/1N	242791	1 / 60

Referencia PLS6:

P = XPole, LS = Int. Aut. Magnetotérmico, 6 = 6 kA