

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Objetivos

El presente proyecto se basa en el estudio de la posibilidad de realizar una instalación fotovoltaica en la cubierta de una Bodega para conseguir un ahorro energético y un ahorro económico.

El objetivo de dicho proyecto es el de determinar la viabilidad económica de la propuesta realizada mediante placas fotovoltaicas.

Para determinar la viabilidad económica en primer lugar se calculará la demanda energética de la Bodega, a partir de la demanda que ha tenido durante los años que esta en funcionamiento, una vez calculada se propondrá la instalación fotovoltaica adecuada para dichos resultados.

Los principales puntos a tener en cuenta para el estudio de las placas fotovoltaicas serán la ubicación y la orientación de las mismas para poder calcular la radiación solar que incide sobre los módulos solares de nuestra instalación y calcular la energía que produciremos para poder realizar el estudio de viabilidad.

De esta forma conoceremos la viabilidad de la instalación.

1.2 Introducción a la eficiencia energética

La Eficiencia Energética se puede definir como la reducción del consumo de energía manteniendo los mismos servicios energéticos, sin disminuir nuestro confort y calidad de vida, protegiendo el medio ambiente, asegurando el abastecimiento y fomentando un comportamiento sostenible en su uso.

Es decir la eficiencia energética es el consumo inteligente de la energía. Las fuentes de energía son finitas, y por lo tanto, su correcta utilización se presenta como una necesidad del presente para que podamos disfrutar de ellas en un futuro.

Ser más eficiente no significa renunciar a nuestro grado de bienestar y calidad de vida. Simplemente se trata de adoptar una serie de hábitos responsables, medidas e inversiones a nivel tecnológico y de gestión. Gracias a estas informaciones, el consumidor puede aprender cómo llevar un estilo de vida más sostenible disponiendo de los mismos servicios.

Pero practicar un consumo más responsable e inteligente de la energía que consumimos es tarea de todos. Si bien es cierto que la acción de una sola persona apenas se nota, la repercusión global sí es importante cuando son varias las personas, países o continentes que utilizan los recursos de manera eficiente.

El sector de la construcción es clave en el consumo de energía estimándose que los edificios representan alrededor del 40% del consumo de energía, y el ahorro potencial de energía que se puede desarrollar en los mismos supera el 20%.

El cambio en el marco normativo producido por aprobación de la Directiva Europea de Eficiencia Energética en Edificación, 2002/91/CE y su traslado a la legislación española está haciendo aparecer nuevos requerimientos en el sector de la edificación en aquellos aspectos relativos al consumo de energía, iluminación, aislamiento, calefacción, climatización, agua caliente sanitaria, certificación energética de edificios o utilización de la energía solar.

Actualmente existen varios los documentos legales puestos en marcha por la Administración para dar respuesta a estos nuevos requerimientos:

- Aprobación Código Técnico de Edificación
- Modificación Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE)
- Actualización Normativa de Aislamiento Térmico NBE-CT-79
- Certificación Energética de edificios
- Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética en España
- Plan de Fomento de las Energías Renovables

El código técnico de la edificación

La Ley de ordenación de la edificación (LOE), ley 38/1999 de 5 de noviembre, Establece por medio del marco normativo de Código Técnico de la edificación (CTE) tres bloques de exigencias básicas referidas a la funcionalidad, la seguridad y la habitabilidad de las edificaciones.

Dentro del apartado de habitabilidad el Código Técnico de la Edificación incluye el documento básico, el DB HE Energía, donde se establecen las exigencias en eficiencia energética y energías renovables que deberán cumplir los nuevos edificios y los que sufran rehabilitación. Dichas exigencias básicas son:

- HE1 : Limitación de la demanda energética
- HE2 : Rendimiento de las instalaciones térmicas
- HE3 : Eficiencia Energética de las instalaciones de iluminación
- HE4 : Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria
- HE5 : Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica

HE1: Limitación de la demanda energética

Se dotará a los edificios de una envolvente exterior que resulte adecuada en relación a las exigencias necesarias para alcanzar el confort térmico en su interior, teniendo en cuenta condiciones climáticas, estacionales o de uso. Se estudiarán las características de aislamiento e inercia, permeabilidad al aire y exposición a la radiación solar, reduciendo el riesgo de aparición de humedades de condensaciones superficiales e intersticiales y con un correcto tratamiento de los puentes térmicos limitando las pérdidas y ganancias de calor con el objeto de evitar problemas higrotérmicos. Para conseguir este objetivo se ha procedido a una actualización de la Normativa de Aislamiento Térmico NBE-CT-79, encuadrada dentro del CTE.

HE2: Rendimiento de las instalaciones térmicas

Se procede a la modificación del RITE que va a incorporar cuestiones fundamentales la estimación obligatoria de las emisiones anuales de CO₂ de cada proyecto de más de 70kW, nuevo tratamiento de las ventilaciones, opciones de dimensionado prescriptivo o prestacional, etc.

HE3: Eficiencia Energética de las instalaciones de iluminación

Se establecen requisitos básicos por zonas determinando la eficiencia energética de las instalaciones mediante el Valor de la Eficiencia Energética (VEE) que no deberá superar unos determinados límites según el número de lux y teniendo en cuenta el factor de mantenimiento de la instalación.

Se plantea la obligatoriedad de instalar mecanismos de regulación y control manuales y de sensores de detección de presencia o sistemas de temporización para zonas de uso esporádico. El nivel de iluminación interior será regulado en función del aporte de luz natural exterior. Así mismo, será necesario elaborar un plan de mantenimiento de las instalaciones de iluminación para asegurar la eficiencia de la instalación.

HE4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria

Dependiendo de la zona climática en que se localice el edificio y consumo anual del mismo se fija una contribución o aporte solar mínimo anual entre 30%

y 70%. Se han definido 5 zonas climáticas en España y se tienen en cuenta la ocupación, interferencias sombras, etc. Se deberán aportar análisis de las posibles alternativas de ubicación de los edificios optando por aquella que contribuya al máximo de aportación solar.

HE5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica

Aplicable a edificaciones con elevado consumo eléctrico y gran superficie, determinada según el uso específico, como edificios comerciales, oficinas, hospitales, hoteles, etc. Se tienen en cuenta interferencias sombras, etc.

Se deberán aportar análisis de las posibles alternativas de ubicación de los edificios optando por aquella que contribuya a la máxima de producción en base a la contribución solar.

Calificación y certificación energética de edificios

La directiva 2002/91/CE establece la obligatoriedad de proporcionar a compradores y usuarios de edificios un certificado de eficiencia energética.

La expresión del consumo de energía necesario para satisfacer la demanda energética de un edificio en condiciones normales de funcionamiento y ocupación es lo que se denomina calificación energética.

El proceso por el que se verifica la conformidad de la calificación energética obtenida por el proyecto y por el edificio una vez terminado con la consecuente expedición de certificados de eficiencia energética en ambos es el certificado energético de un edificio.

El certificado de eficiencia energética de edificios servirá para acreditar que en su diseño y construcción se han tenido en cuenta criterios orientados a lograr en los mismos el máximo aprovechamiento de la energía.

El objetivo de limitar las emisiones de CO₂ y fomentar el uso racional de la energía dentro del sector de la construcción, uno de los sectores más representativos en el consumo de energía, para así contribuir a la mejora del medio ambiente.

La certificación valora la eficiencia térmica de los edificios en dos aspectos: calefacción y producción de agua caliente. Para ello se tienen en cuenta, entre otros, aspectos como el grado de aislamiento del edificio o las instalaciones de producción de energía.

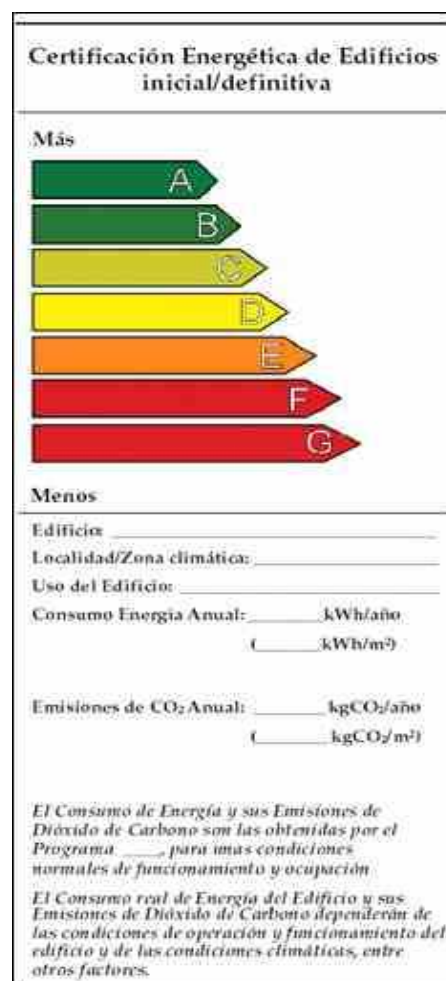


Figura 1. Certificación Energética de Edificios inicial/Definitiva

La certificación energética de edificios permitirá:

- Dar a conocer al usuario las características energéticas de su edificio.
- Facturar los gastos de energía: calefacción, climatización y ACS, en función del consumo real, para así poder distribuir los costes de manera más equilibrada e individualizada.
- Permitir la inspección periódica de calderas.
- Realizar auditorías energéticas en edificios de alto consumo de energía.
- Controlar el aislamiento térmico en edificios de nueva construcción.
- Mejorar la eficiencia energética
- Rentabilizar costes
- Estudiar la viabilidad técnica de los proyectos
- Mejorar el medioambiente

[Construable; <http://www.construible.es/noticiasDetalle.aspx?c=22&idm=159>]

Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España

El nuevo Plan de Acción para el periodo 2008-2012 (PAE4+) es continuación en el tiempo del llevado a cabo entre 2005 y 2007.

Objetivos estratégicos:

- Reconocer en el ahorro y la eficiencia energética un instrumento del crecimiento económico y del bienestar social.
- Conformer las condiciones adecuadas para que se extienda y se desarrolle, en la sociedad, el conocimiento sobre el ahorro y la eficiencia energética en todas las Estrategias nacionales y especialmente la Estrategia Española de Cambio Climático.
- Fomentar la competencia en el mercado bajo el principio rector del ahorro y la eficiencia energética.
- Consolidar la posición de España en la vanguardia del ahorro y la eficiencia energética.

El Plan se conforma por un entramado de medidas concretas que alcanzan específicamente a los siete sectores desagregados: Industria; Transporte; Edificación; Servicios Públicos; Equipamiento residencial y ofimático; Agricultura; y, Transformación de la Energía.

El presente PAE4+ se integrará en el Plan de Acción de Eficiencia Energética a nivel comunitario, contribuyendo con ello a dar una respuesta desde España, no sólo a la consecución del compromiso establecido en la Directiva 2006/32 CE , que define un marco de esfuerzo común para conseguir un ahorro energético de un 9% en el año 2016, sino también al objetivo mucho más ambicioso, incluido en la decisión del Consejo europeo de nueve de marzo de 2007: alcanzar niveles de ahorro del 20% en el horizonte del 2020.

[Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía;
<http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/recategoria.1127/id.67/relmenu.11>]

1.3 Protocolo de Kioto y el cambio climático.

El Protocolo de Kioto, sucesor de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, es uno de los instrumentos jurídicos internacionales más importantes destinado a luchar contra el cambio climático. Contiene los compromisos asumidos por los países industrializados de reducir sus emisiones de algunos gases de efecto invernadero, responsables del calentamiento global. Las emisiones totales de los países desarrollados deben reducirse durante el periodo 2008-2012 al menos en un 5% respecto a los niveles de 1990.

SÍNTESIS

El 4 de febrero de 1991, el Consejo autorizó a la Comisión para que participara, en nombre de la Comunidad Europea, en las negociaciones sobre la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, adoptada en Nueva York el 9 de mayo de 1992. La Comunidad Europea ratificó la Convención marco mediante la Decisión 94/69/CE, de 15 de diciembre de 1993. La Convención, por su parte, entró en vigor el 21 de marzo de 1994.

La Convención marco contribuyó de manera decisiva al establecimiento de los principios clave de la lucha internacional contra el cambio climático. Concretamente, definió el principio de las «responsabilidades comunes pero diferenciadas». Asimismo, contribuyó a reforzar la concienciación pública, a escala mundial, sobre los problemas relacionados con el cambio climático. No obstante, la Convención no contempla compromisos en términos de cifras detalladas por países respecto a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Por consiguiente, las Partes de la Convención decidieron, en la primera Conferencia de las Partes, que se celebró en Berlín en marzo de 1995, negociar un protocolo que contuviera medidas de reducción de las emisiones de los países industrializados en el período posterior al año 2000. Tras una larga preparación, el 11 de diciembre de 1997 se aprobó el Protocolo de Kioto.

El 29 de abril de 1998, la Comunidad Europea firmó el Protocolo, y en diciembre de 2001, el Consejo Europeo de Laeken confirmó la voluntad de la Unión de que el Protocolo de Kioto entrara en vigor antes de la cumbre mundial de desarrollo sostenible de Johannesburgo (del 26 de agosto al 4 de septiembre). Así, y para alcanzar este objetivo, la presente Decisión aprueba el Protocolo en nombre de la Comunidad. Los Estados miembros se comprometieron a depositar sus instrumentos de ratificación al mismo tiempo que la Comunidad y, en la medida de lo posible, antes del 1 de junio de 2002.

El anexo II de la Decisión indica los compromisos en materia de limitación y reducción de las emisiones acordados por la Comunidad y sus Estados miembros para el primer período de compromiso (2008-2012).

Contenido del Protocolo

El Protocolo de Kioto se aplica a las emisiones de seis gases de efecto invernadero:

- dióxido de carbono (CO_2);
- metano (CH_4);
- óxido nitroso (N_2O);
- hidrofluorocarbonos (HFC);
- perfluorocarbonos (PFC);
- hexafluoruro de azufre (SF_6).

El Protocolo representa un importante paso hacia adelante en la lucha contra el calentamiento del planeta, ya que contiene objetivos obligatorios y cuantificados de limitación y reducción de gases de efecto invernadero.

Globalmente, los Estados Partes en el Acuerdo del anexo I de la Convención marco (esto es, los países industrializados) se comprometen conjuntamente a reducir sus emisiones de gas de efecto invernadero para lograr que las emisiones totales de los países desarrollados disminuyan, al menos, un 5% con respecto al nivel de 1990 durante el período 2008-2012. El anexo B del Protocolo contiene los compromisos cuantificados suscritos por los Estados Partes en el Acuerdo.

El año 1995 puede considerarse el año de referencia para los Estados Partes en el Acuerdo que lo deseen en lo que respecta a las emisiones de HFC, PFC y SF6.

Para alcanzar estos objetivos, el Protocolo propone una serie de medios:

- reforzar o establecer políticas nacionales de reducción de las emisiones (aumento de la eficacia energética, fomento de formas de agricultura sostenibles, desarrollo de fuentes de energías renovables, etc.);
- cooperar con las otras Partes contratantes (intercambio de experiencias o información, coordinación de las políticas nacionales por medio de permisos de emisión, aplicación conjunta y mecanismo de desarrollo limpio).

Los Estados Partes en el Acuerdo establecerán un sistema nacional de estimación de las emisiones de origen humano y de absorción por sumideros de todos los gases de efecto invernadero (no regulados por el Protocolo de Montreal), a más tardar, un año antes del primer período de compromiso.

Para el segundo período de compromisos, se prevé un examen de los mismos, a más tardar, en el año 2005.

El 31 de mayo de 2002, la Unión Europea ratificó el protocolo de Kioto, que entró en vigor el 16 de febrero de 2005, tras la ratificación de Rusia. Sin embargo, varios países industrializados se negaron a ratificar el protocolo, entre ellos, Estados Unidos y Australia.

[Europa;

http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l2_8060_es.htm]

Situación en España:

La Unión Europea se comprometió, dentro del Protocolo de Kioto, a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero un 8% sobre los niveles de 1990 para el período 2008-2012.

Dentro de las negociaciones internas en Europa para un correcto reparto de compromisos de reducción, y con objeto de llegar a la convergencia económica europea,

España se comprometió a no aumentar sus emisiones de gases de efecto invernadero por encima del 15% sobre los niveles de 1990.

En marzo 2007, se establece el compromiso de reducir como mínimo un 20% la emisión de gases con efecto invernadero y para el 2020 reducción de un 30% en los países desarrollados.

Como objetivo obligatorio se ha establecido para la misma fecha, que el 20% de la energía consumida sea de origen renovable (biomasa, hidráulica, eólica y solar) frente al actual 12% establecido en el libro blanco de las Energías Renovables.

La perspectiva a más largo plazo, 2050, es disminuir entre el 60 y 80% los gases contaminantes.

Plan de Energías Renovables 2011-2020 (Informe de previsión):

España prevé que en 2020 la participación de las renovables en nuestro país será del 22,7% sobre la energía final y un 42,3% de la generación eléctrica.

Este superávit podrá ser utilizado, a través de los mecanismos de flexibilidad previstos en la Directiva de renovables, para su transferencia a otros países europeos que resulten deficitarios en el cumplimiento de sus objetivos.

Las estimaciones han sido informadas a la Comisión Europea en cumplimiento de la Directiva de Energías renovables recientemente aprobada

La aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía en España se estima para el año 2020 en un 22,7%, casi tres puntos superior al objetivo obligatorio fijado por la Unión Europea para sus estados miembros, mientras que la aportación de las renovables a la producción de energía eléctrica alcanzará el 42,3%, con lo que España también superará el objetivo fijado por la UE en este ámbito (40%).

Los datos están contenidos en el anticipo del Plan de Renovables 2011-2020, enviado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a la Comisión

Europea en cumplimiento de la propia directiva comunitaria sobre la materia (2009/28/CE), que contempla objetivos obligatorios de energías renovables para la UE y para cada uno de los Estados miembros en el año 2020, y la elaboración por parte de éstos de planes de acción nacionales para alcanzar dichos objetivos.

Cada país miembro de la UE ha notificado a la Comisión, antes del 1 de enero de 2010, una previsión en la que se indica:

- Su estimación del exceso de producción de energía procedente de fuentes renovables con respecto a su trayectoria indicativa que podría transferirse a otros Estados miembros, así como su potencial estimado para proyectos conjuntos hasta 2020, y
- Su estimación de la demanda de energía procedente de fuentes renovables que deberá satisfacer por medios distintos de la producción nacional hasta 2020.

El Plan español de Energías Renovables 2011-2020

El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 se encuentra actualmente en proceso de elaboración, por lo que tanto el escenario como los objetivos para cada una de las tecnologías renovables durante este periodo pueden ser objeto de revisión. Para la formación del escenario del mapa energético en 2020, se ha tenido en cuenta la evolución del consumo de energía en España, el alza de los precios del petróleo en relación a los mismos en la década de los noventa y la intensificación sustancial de los planes de ahorro y eficiencia energética. Las conclusiones principales del informe notificado a la Comisión Europea son las siguientes:

- En una primera estimación, la aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía sería del 22,7% en 2020—frente a un objetivo para España del 20% en 2020—, equivalente a unos excedentes de energía renovable de aproximadamente de 2,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep).

- Como estimación intermedia, se prevé que en el año 2012 la participación de las energías renovables sea del 15,5% (frente al valor orientativo previsto en la trayectoria indicativa del 11,0%) y en 2016 del 18,8% (frente a al 13,8% previsto en la trayectoria).
- El mayor desarrollo de las fuentes renovables en España corresponde a las áreas de generación eléctrica, con una previsión de la contribución de las energías renovables a la generación bruta de electricidad del 42,3% en 2020.

Consumo español de Renovables y su aportación en la Energía Final (Metodología Comisión Europea)

CONSUMO FINAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (en ktep)	2008	2012	2016	2020
Energías renovables para generación eléctrica	5.342	8.477	10.682	13.495
Energías renovables para calefacción/refrigeración	3.633	3.955	4.740	5.618
Energías renovables en transporte	601	2.073	2.786	3.500
Total en Renovables en ktep	9.576	14.504	18.208	22.613
Total en Renovables según Directiva	10.687	14.505	17.983	22.382

CONSUMO DE ENERGÍA FINAL (en ktep)	2008	2012	2016	2020
Consumo de energía bruta final	101.918	93.321	95.826	98.677
% Energías Renovables/Energía Final	10.5%	15.5%	18.8%	22.7%

España hace saber en el informe enviado a Bruselas que está interesada en aprovechar las oportunidades que ofrecen los mecanismos de flexibilidad recogidos en la Directiva, en especial las transferencias estadísticas basadas en acuerdos bilaterales y proyectos conjuntos con terceros países.

No obstante, para el aprovechamiento de los excedentes de energía renovable estimados, sobre los que España puede obtener significativos beneficios por su transferencia mediante los mecanismos de flexibilidad previstos en la Directiva, y habida cuenta que alrededor de dos tercios de la generación eléctrica

renovable en 2020 se estima sea de carácter no gestionable, resulta indispensable un mayor desarrollo de las interconexiones eléctricas de España con el sistema eléctrico europeo, circunstancia sobre la que se ha llamado especial atención en el informe remitido a Bruselas.

[Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía;
<http://www.idae.es//index.php/mod.pags/mem.detalle/relcategoria.1153/id.501/relmenu.12>]

1.4 Historia de la Fotovoltaica.

La obtención directa de electricidad a partir de la luz se conoce con el nombre de efecto fotovoltaico.

La existencia de este fenómeno fue puesta de manifiesto por el físico Antoine Becquerel, en el año 1839. Para conseguirlo, se requiere un material que absorba la luz del Sol y sea capaz de transformar la energía radiante absorbida en energía eléctrica, justo lo que son capaces de hacer las células fotovoltaicas.

Todo un descubrimiento

Hacia 1870 el profesor W. Grylls Adams y un estudiante suyo, R. Evans Day, experimentaron sobre el efecto de la luz sobre el selenio, comprobando que se creaba un flujo de electricidad, que denominaron “fotoeléctrica”. Era el año 1885 cuando Charles Fritts construyó el primer módulo fotoeléctrico, extendiendo una capa de selenio sobre un soporte metálico y recubriéndola con una fina película transparente de oro. Fritts envió sus paneles solares a Werner von Siemens, que ante la Real Academia de Prusia, presentó los módulos americanos declarando “por primera vez tenemos la evidencia de la conversión directa de la energía de la luz en energía eléctrica”.

La primera célula fotovoltaica de silicio fue descrita por R. S. Ohl en el año 1941. Pero los primeros dispositivos fotovoltaicos no se empezaron a fabricar hasta la década posterior. Fueron otras investigaciones las que hicieron posible que se abandonara el selenio y se empezara a utilizar el silicio como material básico para las células. En los Bell Laboratories, a comienzos de los años 50, Calvin Fuller y Gerald Pearson trabajaban en la materialización de la teoría del transistor construido a base de silicio.

A la vez que ellos estaban inmersos en mejorar los transistores, otro científico de Bell, Darryl Chapin, empezó en febrero de 1953 a investigar primero con selenio y luego con silicio, con el que logró eficiencias del 2,3%. Los cálculos teóricos de Chapin concluían que las células de silicio podían llegar a tener una

eficiencia del 23%, aunque en la práctica Chapin llegó a desarrollar una célula con un 6% de eficiencia.

El 25 de abril los ejecutivos de Bell presentaron la denominada Batería Solar Bell, mostrando un panel de células fotovoltaicas que alimentaban una noria en miniatura (hoy en día, la noria gigante del embarcadero de Santa Mónica, California, está alimentada por un sistema fotovoltaico de 50 kWp). Al día siguiente, los científicos de Bell Laboratories llevaron la experiencia a la reunión de la Academia Nacional de Ciencias Americana, que se estaba realizando en Washington. Hicieron funcionar un radio transmisor alimentado por energía solar, que llevó voz y música a la prestigiosa reunión. La prensa recogió la noticia manifestando: “las células solares de Bell suministran energía a partir del sol en una cantidad de 60 W/m², mientras que la célula atómica, recientemente anunciada por RCA, suministra una millonésima de vatio. Por tanto, la célula solar proporciona 50 millones de veces mas energía que el artefacto de RCA” (se referían a la denominada pila atómica, que consistía en una célula de silicio alimentada por energía nuclear, que utilizaba los fotones emitidos por un muy nocivo residuo radiactivo, el Estroncio- 90, en vez de los fotones solares, y que había sido pomposamente anunciada por RCA, coincidiendo con el programa denominado “Átomos para la Paz”, cuyo objetivo era la promoción de la energía nuclear a escala mundial).

A partir de este momento, las células solares fotovoltaicas entraban de lleno en el campo de acción de la industria. Primero fue Western Electric, que las utilizó para alimentar líneas telefónicas en las zonas rurales de Georgia. En 1955, National Fabricated Products compró la licencia para la fabricación de células solares a Western Electric, para intentar el mejoramiento de su eficiencia. La primera empresa que intentó su comercialización fue la californiana Hoffman Electronics, en 1956, para introducirlas en campos de aplicación específicos (alimentación de lugares remotos alejados de la red eléctrica).

Primero al espacio

Las células fotovoltaicas tuvieron su primer gran campo de aplicación en el espacio. Fue a partir del invento de Chapin, Fuller y Pearsons, cuando Hans Ziegler, jefe de investigación sobre sistemas de suministro de energía del ejército estadounidense, tras visitar los Bell Laboratories, concluyó que la única aplicación factible era la super-secreta operación denominada “Lunch Box”, que no era otra que la construcción y lanzamiento de un satélite artificial.

La ciencia ficción se materializó con el anuncio del presidente Eisenhower, realizado el 30 de julio de 1955, de que América tenía planes para colocar un satélite en el espacio. En la primera página del New York Times apareció un dibujo del satélite alimentado por células solares.

Con las células fotovoltaicas en el espacio a finales de los años 60 y principios de los 70, parecía imposible traerlas de vuelta a la Tierra. Hubo alguna excepción: las agencias del Gobierno de los Estados Unidos implicadas en actividades secretas apreciaron inmediatamente su valor. La CIA, por ejemplo, quería saber el volumen de tráfico a través de la ruta Ho Chi Minh durante la guerra del Vietnam. Por ello utilizó fuerzas especiales para instalar detectores camuflados a lo largo de la misma. ¡Y estos detectores estaban alimentados por células solares fotovoltaicas!

La fotovoltaica vuelve a la tierra

En 1973 investigadores de Exxon (entonces denominada Esso) sorprendieron a todo el mundo al anunciar que su filial Solar Power Corporation “comercializaba módulos fotovoltaicos que serían competitivos con otras fuentes de energía en aplicaciones terrestres».

Solar Power Corporation comenzó a investigar para reducir el coste de fabricación de las células. Empezaron por utilizar, no silicio cristalino puro, como el utilizado en la industria de los semiconductores, sino silicio de rechazo de esta industria. Así lograron fabricar módulos a un coste de 10 \$/Watio, que

se vendían a 20 \$/Vatio. Los primeros mercados masivos de células fotovoltaicas se desarrollaron en primer lugar en torno a aplicaciones aisladas de la red eléctrica: señalización marítima mediante boyas luminosas, señalización ferroviaria, antenas de comunicaciones (telegrafía, telefonía, radio, TV, etc).

A continuación se adjunta el mapa de España. La cifra superior representa la energía en Kwh que incide por m². En la inferior el número de horas de sol al año

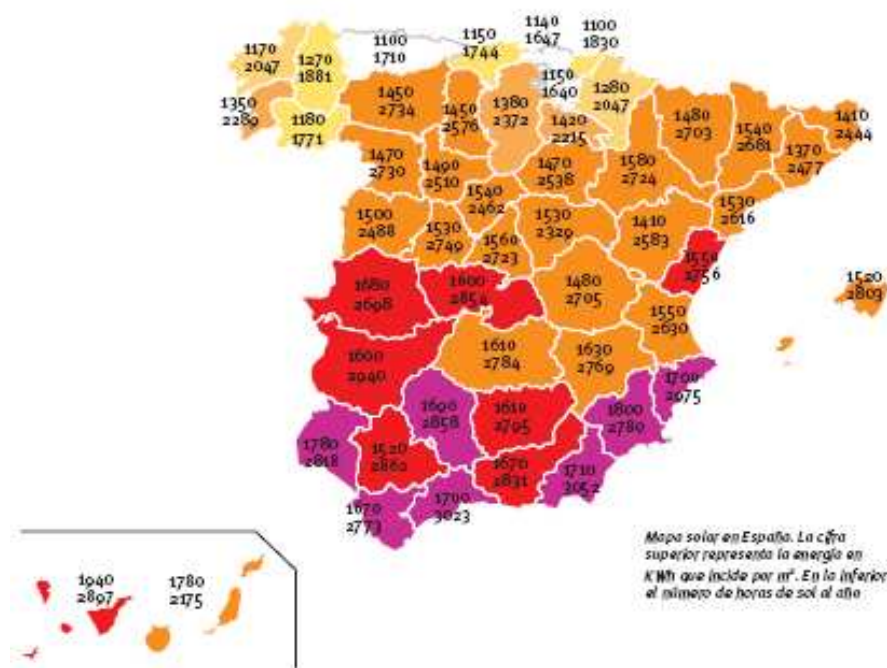


Figura 2. Mapa de España representando energía y horas de luz. IDEA. Manuales de energías renovables. Energía Solar Térmica

[Cuaderno Energía renovable para todos, Iberdrola, Energías renovables]

1.5 Beneficios de la Fotovoltaica

Beneficios ambientales

La energía es el motor que hace funcionar el mundo. Sin energía no podríamos iluminar nuestras casas ni tener calefacción, no podríamos ver la televisión ni desplazarnos en coches o autobuses cada día. Su uso forma parte de nuestro estilo de vida y es inherente al desarrollo de nuestra sociedad.

Sin embargo, debemos ser conscientes de que las principales formas de energía que disfrutamos hoy en día se agotarán tarde o temprano. Las tres fuentes de energía más importantes de nuestro tiempo (el petróleo, el carbón y el gas natural) son fruto de la acumulación de restos orgánicos en la naturaleza desde hace millones de años. El uso masivo que hoy hacemos de ellas ha provocado una drástica disminución de sus reservas en tan sólo un siglo.

En consecuencia, de mantenerse el modelo de consumo actual, los combustibles tradicionales dejarán de estar disponibles a medio plazo, bien por el agotamiento de las reservas, o porque su extracción habrá dejado de ser rentable.

Por eso resulta tan importante desarrollar nuevas tecnologías basadas en el aprovechamiento de los recursos renovables que, como su propio nombre indica, son inagotables, además de respetuosas con el medio ambiente.

La energía solar es uno de esos recursos renovables que nos regala la naturaleza a cada instante. Y lo que es igual de importante, una fuente de energía que no daña el entorno en que vivimos.

Las principales ventajas medioambientales de la energía solar térmica de baja temperatura, aquella que utilizamos en el ámbito de la vivienda, son:

- Se trata de una energía que proviene directamente del Sol.
- No emite gases contaminantes perjudiciales para la salud.

- No emite gases de efecto invernadero que provocan el cambio climático.
- No produce ningún tipo de desperdicio o residuo peligroso de difícil eliminación.
- No produce efectos significativos sobre la flora y la fauna, a no ser que hagamos referencia a las instalaciones de alta temperatura, que suelen ocupar una gran extensión de terreno.
- Su impacto sobre el medio ambiente es mínimo, y de producirse alguno ocurre exclusivamente durante la fase de fabricación de los equipos.
- Este tipo de instalaciones no dejan huella ecológica cuando finaliza el periodo de explotación.
- Es una energía que no corre peligro de agotarse a medio plazo, puesto que su fuente productora es el Sol.
- No requiere costosos trabajos de extracción, transporte o almacenamiento.

Un elemento específico de la energía solar térmica, que la diferencia de otras fuentes de energía tanto convencional como renovable, es que se genera directamente en los puntos de consumo, por lo que no requiere transporte ni creación de infraestructuras.

Además, su aplicación suele tener lugar en el entorno urbano, en el cual las emisiones contaminantes de los combustibles tradicionales tienen mayor incidencia sobre la salud humana, consiguiéndose así disminuir sensiblemente las emisiones gaseosas originadas por los sistemas convencionales de generación de agua caliente.

La energía solar también contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO₂, responsables del calentamiento global del planeta. Se calcula que con el uso de una instalación solar para la producción de agua caliente sanitaria, una familia puede evitar, de media, la emisión de una tonelada de CO₂ al año. Al extrapolar estos datos a los millones de familias de todo el mundo que actualmente utilizan energía solar térmica para producir agua caliente y

calefacción, obtenemos que nuestro planeta se ahorró la emisión de más de 17 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera sólo durante el año 2004. Una contribución desde luego nada desdeñable.

Por el contrario, en el lado de los deberes de la energía solar térmica cabe destacar el impacto visual sobre el paisaje, por lo que es conveniente tener especial cuidado en su integración en el entorno, así como en su adaptación a los edificios. En este sentido, en los últimos años se ha avanzado mucho en cuanto al trabajo y aceptación de los diseñadores de las instalaciones y arquitectos. Existen numerosos ejemplos de las numerosas posibilidades de integración de los equipos, sobre todo si la instalación se considera desde la concepción del proyecto en el que va a ir ubicada. Existe al respecto una amplia variedad de productos que permiten adaptarse mejor al entorno, y captadores que pueden instalarse en horizontal o vertical, según sea más conveniente en cada proyecto constructivo.

Adicionalmente, la aplicación de energía solar térmica en determinados sectores como el hotelero e industrial es un aspecto de interés fuera del campo estrictamente energético, ya que proporciona una imagen de respeto con el medio ambiente, cuidado y entorno y calidad de vida, que les da un valor añadido frente a sus clientes.

Arquitectura bioclimática

La energía, como se ha llegado a decir, es la verdadera riqueza de los tiempos modernos... más apreciada, incluso, que el oro. La energía es el resultado de un proceso caro, y por eso debemos aprender a valorarla y no derrocharla. Este proceso de aprendizaje es casi tan importante como el desarrollo de nuevas fuentes de energía alternativas.

Una de las mejores maneras de reducir el consumo de energía en el ámbito de la vivienda es sacar el máximo provecho a la energía solar, por medio de lo que hoy se denomina “arquitectura bioclimática”, que otros conocerán como arquitectura solar o energía solar pasiva. Con unas pocas recomendaciones

básicas, como las que se incluyen al final de esta guía, y con unos cuantos principios elementales aplicados a la construcción de viviendas, se puede lograr un ahorro de energía que agradecerá el planeta, la economía nacional y nuestros bolsillos.

El principio de la arquitectura bioclimática consiste en valerse de determinados elementos arquitectónicos para aprovechar el calor del Sol y la ventilación natural. Un edificio mal orientado, o con unos materiales de construcción inadecuados, puede llegar a consumir el doble de energía que uno similar bien diseñado y orientado.

Sin querer entrar en detalle acerca de los distintos sistemas existentes en la actualidad para disminuir la demanda energética de los edificios, ya que por sí solos serían motivo de un libro, lo que sí queremos dejar claro es que las casas del futuro deberán tener cada vez más en cuenta los aspectos energéticos, tal y como se establece en el nuevo Código Técnico de la Edificación que dedica un apartado especial al uso de aislamientos en viviendas.

De sobra es conocido que contar con un sistema de aislamiento eficaz puede ayudar, y mucho, a climatizar una vivienda de forma natural. Una casa mal aislada estará menos protegida ante las inclemencias del tiempo y tenderá a desperdiciar energía al enfriarse rápidamente en invierno y al calentarse en menos tiempo durante el verano.

Se calcula que entre el 25 y el 30% de nuestras necesidades de calefacción o de aire acondicionado son debidas a las pérdidas de calor que se originan en las ventanas. Los sistemas de doble cristal o doble ventana representan una forma eficaz de potenciar el “efecto invernadero” en el hogar, además de disminuir las corrientes de aire, condensación de agua, o la formación de escarcha.

Del mismo modo, el tipo de carpintería también resulta determinante a la hora de conseguir una temperatura cálida en el interior de una vivienda. Algunos materiales (como el hierro o el aluminio) se caracterizan por su alta

conductividad térmica, por lo que permiten el paso del frío o del calor con mucha más facilidad que otros materiales como la madera o el hormigón, con un poder aislante muy superior.

Pero, al margen de los sistemas de aislamiento que favorecen el acondicionamiento de la temperatura en la vivienda, la arquitectura bioclimática se basa en una serie de principios elementales que resulta interesante conocer aunque sea sólo por encima.

La orientación y la envolvente del edificio es uno de estos principios. Los muros y ventanas deberán estar dispuestos según la zona climática en la que nos encontremos. En lugares fríos interesa que los cerramientos de mayor superficie, los acristalamientos y las habitaciones de mayor uso estén orientadas al sur para aprovechar al máximo el calor del Sol. Por el contrario, los ventanales y las superficies orientadas hacia el norte deberán ser lo más pequeñas posibles para proteger la vivienda frente al viento y el frío. En zonas calurosas, se procederá justamente a la inversa.

Tienen importancia, asimismo, otros aspectos como el color de muros y tejados a la hora de conseguir una mayor eficiencia energética en los edificios. En Andalucía, por ejemplo, se pintan las casas de blanco para evitar una ganancia excesiva de calor, mientras que en la zona norte de España, los muros y tejados son de colores oscuros con la intención de absorber la mayor cantidad de radiación solar posible.

Los árboles, setos, arbustos o enredaderas, también pueden contribuir al ahorro de energía. Ubicados en lugares adecuados, no sólo aumentan la estética y la calidad ambiental, sino que además proporcionan sombra y protección ante el viento. Además, el agua que se evapora durante la actividad fotosintética enfría el aire y puede lograr una bajada de temperatura de entre 3 y 6 °C, en las zonas arboladas.

En definitiva, la arquitectura bioclimática combina una serie de principios elementales que, aplicados a la construcción, pueden llegar a producir grados

de confort muy elevados, a la vez que un ahorro muy significativo en la factura energética. Además, hay que tener presente que se trata de un sistema de gran durabilidad, puesto que su vida es análoga a la del edificio.

Beneficios socioeconómicos

A la larga lista de beneficios ambientales, económicos y de eficiencia energética descritos en esta guía, hay que añadir los sociales. La energía solar térmica genera una actividad económica y, como tal, contribuye a la creación de empleo, en especial al impulso de empresas de carácter local.

El tejido empresarial del sector solar térmico de baja temperatura en nuestro país esta constituido por empresas de muy diferentes perfiles. La comercialización e instalación se realiza a través de un importante grupo de pequeños suministradores e instaladores, la fabricación de los equipos de captación solar se encuentra en manos de productores nacionales y de importadores y distribuidores de compañías extranjeras.

En España existen al menos 12 fabricantes de captadores solares. La producción de los captadores se realiza, en general, con procesos de fabricación poco mecanizados y fábricas de pequeña entidad, debido al bajo volumen de mercado y a que, tradicionalmente, el sector ha estado muy focalizado en determinadas zonas geográficas.

Entre ellos, también existe un núcleo de fabricantes con cobertura nacional, cuyos procesos de fabricación están más mecanizados, que tienen un mayor potencial económico y comercial, y que en los últimos años han incorporado a su catálogo de productos nuevas aplicaciones solares térmicas de frío y calefacción.

Un segundo y muy fragmentado grupo de empresas se dedica a la venta e instalación de sistemas de energía solar. Este segmento está constituido por lo que podemos considerar PYMES de ámbito regional o local, generalmente ubicadas en los puntos de venta. Las empresas de este tipo suelen encargarse

de realizar instalaciones sencillas y en el caso de que el proyecto exceda de su capacidad, recurren a operarios de mayor entidad o al fabricante para realizar conjuntamente el proyecto y la propia instalación.

Finalmente, un tercer grupo está constituido por un número creciente de importadores/distribuidores que han incrementado su peso en el mercado en los últimos años. Su actividad se centra en traer captadores procedentes de países con procesos de fabricación más mecanizados, por lo que el coste de producción es menor, introduciendo así un producto de calidad y económicamente competitivo.

Dentro de la cifra global de 385 empresas dedicadas a actividades de energía solar en cualquiera de sus fases, sólo un porcentaje reducido es capaz de mantenerse íntegramente con el negocio de la energía solar, siendo para la mayoría de ellas algo colateral que les amplía el número de clientes e incrementa su cifra de negocios dedicada normalmente al diseño, venta, montaje y mantenimiento de equipos de agua caliente sanitaria y climatización en general.

En este escenario, la firme decisión de los estados miembros de la Unión Europea a fomentar la instalación de placas solares en las azoteas del Viejo Continente, junto al aumento del nivel de ayudas y la entrada en vigor, en España, del Código Técnico de la Edificación, vendrá a dar un impulso definitivo al sector económico de la solar térmica. Las previsiones apuntan a que el ritmo de creación de puestos de trabajo en nuestro país se podría multiplicar por treinta en los próximos años, pasando de los 1.600 empleados con los que cuenta en la actualidad a 50.000 en el año 2010. Esto supone un gran impacto social, sobre todo si tenemos en cuenta que el sector solar térmico está constituido mayoritariamente por pequeñas y medianas empresas.

[Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía. Cuaderno Manuales de energías renovables. Energía Solar Térmica]

1.6 Mercado fotovoltaico actual

Actualmente la energía solar fotovoltaica en edificación, como es el caso de este proyecto, se rige mediante el Código Técnico de la Edificación.

Si por un lado las primas y tarifas van a ser modificadas, pudiendo desacelerar las inversiones en energía renovable de este tipo, el nuevo Código Técnico de la Edificación establece un aporte mínimo de energía fotovoltaica en las instalaciones de nueva construcción (Artículo 55.HE5).

La potencia mínima exigida dependerá de la zona climática donde se ubique la instalación, el tipo de uso del edificio y la superficie construida del mismo. El ámbito de aplicación se reduce a Centros comerciales, oficinas, hoteles y hostales, hospitales y pabellones que cumplan una superficie de instalación no inferior a 5000m² construidos.

La determinación de la potencia pico a instalar para cada uso se calcula mediante

la siguiente fórmula:

$$P = C \times (A \times S + B)$$

Donde:

- P es la potencia pico mínima a instalar, en kWp. La potencia pico es la potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (irradiancia de 1.000 W/m², distribución espectral AM 1,5 G y temperatura de célula de 25°C).
- C es el coeficiente climático, que dependerá de la zona climática donde se encuentre el edificio bajo la aplicación de la exigencia. Toma valores desde 1,0 para la zona climática menos favorable, hasta 1,5 para la zona climática más favorable. Se definen 5 zonas climáticas.
- A y B son dos coeficientes que toman distintos valores según el uso del edificio. A se expresa en kWp/m², y B en kWp.
- S es la superficie construida del edificio, en m².

La potencia mínima instalar cuando se superé o iguale el límite de la tabla II.1. será de 6,25 kWp. La potencia máxima a instalar en aplicación de esta exigencia será de 62,5 kWp.

Desde el punto de vista económico, la regulación de la tarifa según el RD 661/2007 ha puesto en pie de guerra al mercado fotovoltaico.

Este **RD 661/2007** tiene en cuenta un **plazo de mantenimiento** de las tarifas y primas:

En el art. 37 de dicho Real Decreto se establece como objetivo de potencia instalada, 371MW.

Pero según el Art.22, cuando la CNE indicase que el 85% de 371 MW(315 MW) estuvieran conectados y facturando dentro del sistema electrónico, se establecería un plazo no menos a 12 meses para poder seguir inscribiéndose en el registro de instalaciones de régimen especial.

El 27 de Septiembre de 2007, este hecho sucede. Se publica la información por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) del cumplimiento de los objetivos de las instalaciones en Régimen Especial.

Según se declara, con objeto de continuar con la implantación de esta tecnología se aumenta el objetivo vigente de 371MW de potencia instalada conectada a la red, recogido en el RD 661/2007, de 25 de Mayo, a una potencia de 1200MW.

En el mes de mayo de 2008, se alcanza a 1000MW la potencia instalada.

Con la implantación del RD 1578/2008 se busca una continuidad regulada en dentro de las instalaciones pertenecientes al subgrupo b.1.1 recogidas en el artículo 2 del Real decreto 661/2007, que se clasifican en instalaciones fotovoltaicas de dos tipos:

- Ubicadas en cubiertas, fachadas o sobre estructuras fijas para aparcamientos o de sombreado
- Las instalaciones no recogidas en el punto anterior.

El RD 1578/2008 establece unos cupos de potencia anuales para la asignación de la prima según el registro y las inscripciones de las instalaciones en régimen de producción especial.

El sector fotovoltaico tendrá que ajustar la evolución de crecimiento de los últimos años. Actualmente este índice de crecimiento se sitúa en torno a 400% en el último año y la desaceleración podría situarlo alrededor del 20%. Un crecimiento estable y sostenido como plantean la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) y la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA). Este plan se denomina 'Fotovoltaica 20'. En esta propuesta, la fotovoltaica tiene un crecimiento del 20% anual, lo que permite equiparar el coste del kilowatio fotovoltaico al precio doméstico de la electricidad en 20 céntimos de euro/kWh, disponer de unos 20.000 MW instalados y cubrir el 20% del crecimiento de la demanda eléctrica prevista hasta el final de la próxima década.

[Proyecto Final de Carrera. Antonio Paredes Pascual]

Situación actual de la energía fotovoltaica

El desarrollo de la energía solar antes del año 2000 era muy escaso, y su venta a la red estaba fomentada mediante primas que cobraban los productores por cada kWh inyectado a la red sobre el precio del mercado. En 2004 la fotovoltaica representaba una parte muy pequeña del conjunto de las renovables, que en total suponían aproximadamente el 6,5% del consumo de energía primaria. Desde el año 2000, y con la aprobación del Plan de Fomento de Energías Renovables en 1999, la instalación de placas fotovoltaicas ha ido creciendo un 40% cada año. El objetivo es llegar a los 143.000 kilovatios instalados en 2010, cubrir al menos el 12% del consumo de energía primaria mediante renovable.

Este tipo de energía ha ido ganando peso en el sector residencial. Aunque es complicado saber el número de propietarios que tienen un sistema fotovoltaico.

En 2005, el sector reconoció que ya no existen problemas con las compañías eléctricas y que éstas pagan religiosamente a los propietarios. Y es que contar con una de estas instalaciones es como tener una minicentral eléctrica en casa.

Por generar esta electricidad limpia el propietario cobra una tarifa bonificada a la compañía distribuidora. Durante los primeros 25 años de vida de la instalación el cliente recibe el 575% (casi 6 veces más) de la tarifa medida de referencia. Ésta se ha fijado por el Gobierno en 7,3 céntimos de euro el kilovatio/hora (para 2005). Pasados los 25 años, percibe el 80% de esa cantidad.

Entre 2004 y 2007, el consumo de energía a partir de renovables se incrementó en un 10% (de 9.152 a 10.228 Ktep). Sin embargo, en término relativos debido al mayor consumo de energía en este periodo, sólo se ha conseguido pasar de una aportación de las renovables del 6,5% al 7%. Quedando por lo tanto un buen margen hasta el 12% planificado para 2010.

Durante el año 2008 España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con más de 2.500 MW instalados, superando con ello a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar. Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible: si el Gobierno quería conectar 371 MW solares a la red en 2010, en la actualidad en España hay casi 10 veces más potencia instalada, puesto que se superan los 3.300 MW. Como resultado, el Gobierno ha recortado su política de ayudas el pasado mes septiembre al aprobar el Real Decreto 1578/2008.

A grandes rasgos, este recorte se ha traducido en paralizar el mercado durante más de seis meses por el cambio regulatorio; reducir la retribución por la energía producida un 30%; introducir una reducción progresiva de la retribución que puede superar el 10% anual; establecer un límite máximo anual de 500 MW durante los próximos años, con un nuevo registro para adjudicar esta potencia que complica la tramitación administrativa de los proyectos; y dividir el mercado en dos segmentos, uno para plantas solares en suelo y otro para

instalaciones incorporadas a la edificación, cuando más del 95% del mercado estaba orientado al suelo.

El 2009 cierra el año con la instalación de menos de 100 megavatios de potencia en territorio español. Las previsiones por parte de la Asociación de Empresas Fotovoltaicas (AEF) son pesimistas, de no cambiar la tendencia actual.

Dos datos significativos extraídos de la rueda de prensa celebrada en Marzo de 2009: la industria fotovoltaica aportó un 0,62% del PIB entre 2006 y 2008 y mantuvo 93.000 empleos durante ese mismo año.

A falta de los datos oficiales del Ministerio de Industria, que parece haber olvidado este año publicar su informe anual correspondiente a 2009, los datos más fiables son los de la Comisión Nacional de Energía, que se asemejan mucho a los ofrecidos por Red Eléctrica Española. La CNE es desde noviembre de 2009 la encargada directa de gestionar el pago de las instalaciones fotovoltaicas, y quien quiere cobrar por sus kilowatios hora verdes tiene que existir en los archivos del órgano regulador.

La CNE en su último informe de ventas, publicado en el mes de julio y que engloba los datos hasta mayo de 2010, indica que un total de 70 nuevos megavatios se conectaron a la red en 2009, ascendiendo la suma de la potencia acumulada a 3.424 megavatios. De esa nueva potencia, 26.16 megavatios corresponden a pequeños tejados, 24,09 megavatios a cubierta y 19,03 megavatios al segmento del suelo.

La autonomía más efectiva en 2009 fue Aragón (21 megavatios), seguida de Valencia (8,21 megavatios) y Extremadura (5,64 megavatios). El sector suelo, que hasta la fecha constituye el grueso del parque fotovoltaico español, sólo se dejó sentir en volúmenes superiores al megavatio en Aragón, Andalucía y Castilla y León.

Viendo las desalentadoras cifras de nueva instalación en 2009, uno se pregunta donde han quedado los 502 megavatios asignados como cupo de potencia de ese año. Las cifras del mes de mayo de 2010, que muestran un aumento de 58 megavatios desde que comenzara el 2010, tampoco dan muchas pistas de ellos. Y eso que la fecha de vencimiento de los 80 megavatios de la segunda convocatoria (incluidos los cuatro meses de prórroga) terminó en septiembre.

A fin de poder ir evaluando la evolución del parque fotovoltaico español y el éxito o fracaso de la actual normativa se ha decidido hacer un seguimiento mensual de la potencia que se va instalando por segmento. De momento lo que se deduce de las cifras de instalación en los 20 meses de vigencia del RD 1578, que no superan los 129 megavatios, sólo pueden calificarse de parálisis así absoluta del sector fotovoltaico español.

La Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF), rechaza el nuevo Real Decreto para la energía solar fotovoltaica que ha aprobado hoy el Consejo de Ministros. Los cambios producidos en el Real Decreto son:

- Se aplica retroactividad suprimiendo el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas a los 25 años de vida útil.
- Se reduce la tarifa fotovoltaica en un 5% para instalaciones de techo pequeño, 25% para las instalaciones de techo medianas y un 45% para las instalaciones de suelo.
- Se obliga a que las instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, cuenten en su interior con un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25% de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar para que la instalación fotovoltaica sea considerada sobre cubierta del Tipo I.
- Se dispone que las instalaciones sobre invernaderos se consideren como suelo y no como lo que realmente son: cubierta. Por lo tanto, los invernaderos y balsas de riego serán considerados como instalaciones de Tipo II sobre Suelo. Las CC.AA tendrán que considerar si otras instalaciones sobre techados, cristaleras, depósitos, zonas de sombreado se consideran Suelo o Tejado.

- No se fijan compensaciones económicas por adaptación de las instalaciones existentes a la nueva normativa de reactiva, huecos de tensión y centros de control.

En general destaca una súbita reducción de tarifa del 45% para las plantas fotovoltaicas en suelo, lo que impedirá la rentabilidad de esas instalaciones; en consecuencia, el volumen total del mercado solar se reducirá casi un 50% desde los 500 MW anuales previstos por la regulación hasta poco más de 250MW.

Esta reducción del mercado se mantendrá hasta que los costes de la tecnología hayan bajado en la misma proporción, algo que tardará años en las regiones con menos irradiación del país.

[Fundación Vida Sostenible;
http://www.vidasostenible.org/observatorio/f2_final.asp?idinforme=361]

Horas de producción media anual de las instalaciones fotovoltaicas por Comunidad Autónoma.

	2006	2007	2008	2009
Andalucía	1.400	1.585	1.421	1.833
Aragón	1.187	1.527	1.107	1.823
Asturias	1.150	1.134	1.002	1.047
Baleares	1.208	1.390	1.084	1.536
Canarias	1.313	1.639	1.279	1.704
Cantabria	1.013	1.016	894	1.077
Castilla y León	1.666	1.139	1.421	1.746
Castilla la Mancha	1.544	1.818	1.607	1.864
Cataluña	1.254	1.705	1.303	1.607
Ceuta y Melilla	416	1.374	1.010	1.546
Extremadura	1.413	1.493	1.535	2.005
Galicia	2.482	1.874	1.353	1.354
La Rioja	1.398	1.451	1.005	1.179
Madrid	1.408	1.411	1.381	1.473
Murcia	1.579	1.592	1.460	1.819
Navarra	1.862	2.053	1.637	2.017
País Vasco	935	937	944	1.130
Valencia	1.489	1.374	1.338	1.609
Total España	1.547	1.635	1.452	1.808

Tabla 1. Horas de producción media anual de las instalaciones fotovoltaicas por Comunidad Autónoma.

2. MEMORIA CONSTRUCTIVA

2.1 Memoria constructiva de la Bodega

Son edificios con cubiertas planas, con protección de grava, y cerramiento de paneles prefabricados de hormigón, de manera que armoniza convenientemente el entorno sin entorpecer vistas y sin obstaculizar recorridos naturales de aguas, no produciendo riesgos para el entorno.

No se invaden caminos públicos y se respetan las distancias mínimas exigibles de 15 m. al eje del camino y 20 m. a los linderos.

El uso de los terrenos de la finca es para la plantación de viña para la obtención de uva destinada a la producción de vino.

En un principio solo se han construido dos naves que son suficientes para toda la elaboración del vino.

Las superficies de las naves construidas son de 2.277,50 m² y de 738,76 m²

Descripción de la parcela

- **Emplazamiento**

El solar se encuentra situado en el polígono 507, en el paraje "VENTA LA VEGA", en las parcelas nº 407-471 de Almansa (Albacete).

La parcela donde se pretende actuar está libre de edificaciones.

- **Superficie**

El solar dentro del cual se pretende desarrollar el presente proyecto tiene una superficie aproximada de 640.000,00 m².

- **Forma**

La parcela tiene forma irregular

- **Topografía**

La zona de la parcela donde se pretende construir la bodega presenta ciertos desniveles, adaptándose el proyecto a dicha orografía.

- Servidumbres

No existen.

- Calificación del suelo

Suelo Rústico.

Se solicita calificación urbanística para poder realizar el proyecto correspondiente.

Se presentará junto al presente documento el correspondiente proyecto de actividad redactado técnico competente

- Uso del suelo

Agrícola.

- Servicios urbanos

La parcela descrita dispone actualmente del servicio de luz eléctrica. Los demás servicios urbanísticos necesarios, se desarrollarán en proyecto.

Descripción del edificio.

- Tipo de edificación: Bodega para elaboración y embotellado vino
- Tipología de la edificación: Naves agrícolas adosadas entre sí.
- Plantas sobre rasante: Planta baja
- Plantas bajo rasante: no existe
- Superficie total construida: 3.016,26 m²

Cerramientos y albañilería interior.

Los cerramientos generales de las naves se han realizado a base de paneles de hormigón prefabricado texturizado y coloreado con aislamiento interior incorporado de poliestireno expandido.

La separación entre dependencias se ha resuelto con tabicón de ladrillo h/d. de 9 cm.

El revestimiento interior sobre ladrillo a excepción de los cuartos húmedos son con tendido de yeso.

En las zonas húmedas los paramentos se ha alicatado hasta el techo, con azulejo cerámico.

Se ha colocado falso techo de escayola lisa las zonas necesarias del edificio para ocultar el paso de las instalaciones.

Cubierta.

Se ha realizado una cubierta tipo Deck sobre las viguetas prefabricadas de hormigón, compuesta por un soporte de chapa de acero galvanizado sobre el que se ha colocado un aislamiento térmico de lana de roca de 40 mm. de espesor fijado mecánicamente al soporte, lámina asfáltica de betún elastómero, totalmente adherida al aislamiento con soplete, lámina geotextil y protección de grava lavada de río.

La cubierta proyectada definida en el correspondiente plano de cubierta debe de cumplir:

- Seguridad de estanqueidad al agua.
- Los materiales empleados estarán protegidos de la agresión ambiental y tendrán resistencia a su propio peso y a las acciones del viento.
- Cumplimiento de los coeficientes de aislamiento térmico y acústico exigidos en las correspondientes Normas NBE-CT-79 y NBE-CA-88

Instalación eléctrica

Se ha diseñado una instalación eléctrica con grado de electrificación básico.

Elementos que componen la instalación de electricidad

- Acometida:

El tipo, número y naturaleza de los conductores a emplear, será fijado por la empresa suministradora.

Características básicas del suministro son:

- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión nominal: 400/230 V
- Tensión máxima entre fase y tierra: 250 V
- Sistema de puesta a tierra: Neutro unido direct. a tierra.
- Aislam. de cables de red y acometida: 0,6/1 kV.
- I máxima de cortocircuito trifásico: 50 kA.

- Caja general de protección (CGP):

Es la caja destinada a alojar los elementos de protección de la línea repartidora. Señala el principio de instalación de propiedad del cliente.

La CGP se situará próxima al acceso principal del edificio, con acceso directo y permanente desde la vía pública.

Se colocará en el interior de un nicho u hornacina de dimensiones 70 x 30 x 120 cm.

- Línea repartidora:

Es la línea que une la CGP con el contador que alimenta.

Están constituidas por cable unipolar de cobre aislado con PVC para una tensión nominal de 1000 V.

Irán empotradas bajo conductos metálicos protegidos contra la corrosión, tubos de PVC rígido autoextinguible de grado 7 de resistencia al choque.

- Contadores:

Es la unidad funcional destinada a albergar básicamente el embarrado general, fusibles de seguridad, aparatos de medida, embarrado de protección, bornes de salida y puesta a tierra con punto registrable.

Será de modelo y tipo aceptado por la compañía suministradora y tendrá que cumplir con carácter general la norma UNE 20.098 y las recomendaciones

UNESA 1.404D que corresponde al sistema de módulos con envolvente aislante.

El contador está situado en planta baja y estará normalizada por la Empresa Suministradora.

Para la derivación para servicios de ascensor se instalará un contador trifásico.

- Caja para el interruptor de control de potencia:

Es la caja destinada a alojar el interruptor de control de potencia (ICP)

La finalidad del mismo es limitar la potencia demandada por la instalación interior a la potencia contratada por el abonado. Por ello será la Compañía suministradora la que en función de dicha potencia realice el dimensionado del mismo. Se trata por tanto de un elemento de control, y no de protección. El control de potencia se efectúa por el paso de intensidad.

Se ubica en la pared interior de la puerta de acceso, en el interior de la Bodega, en una caja de material aislante y autoextingible.

- Cuadro de distribución:

Es el que comprende los dispositivos privados de mando y protección. Aloja todos los dispositivos de seguridad, de protección y de distribución de la instalación interior de la Bodega. En la Bodega se sitúa próximo a la puerta de entrada, a 180 cm de altura.

Lo componen el interruptor diferencial y los Pequeños Interruptores Automáticos, dimensionados en la memoria de cálculo.

- Circuitos interiores de la Bodega.

Se ha realizado el número y distribución de circuitos interiores de acuerdo al grado de electrificación tipo elevado de la vivienda:

- ☐ Circuito 1: Iluminación
- ☐ Circuito 2: Tomas de corriente de uso general.
- ☐ Circuito 3: Cocina y horno.
- ☐ Circuito 4: Lavadora, lavavajillas.
- ☐ Circuito 5: Tomas de corriente en baños y auxiliares de cocina.

Los conductores serán de cobre electrolítico de 750 V de tensión normal, con aislamiento de doble capa de PVC.

Todos los conductores discurrirán por el interior de tubos de protección corrugados flexibles de PVC, estancos y estables., los cuales irán empotrados en rozas por lo paramentos y se colgarán en estancias dotadas de falso techo.

Todas las rozas tienen un recorrido octogonal con una separación no menor de 20 cm. de puertas, ventanas y techos, 50 cm. del pavimento y 30 cm. de instalaciones paralelas de agua o gas.

Todos los circuitos son registrables en sus cambios de dirección y en los tramos rectos mayores de 10 m. mediante cajas de registro.

Las conexiones se han realizado mediante regletas de conexión, igualmente en cajas empotradas a 20 cm. del techo.

En los cuartos de baño y aseos la instalación eléctrica será realizada en el denominado

“Volumen nº3”, según la instrucción ITC-BT 27.

- Sistema de puesta a tierra.

- El conductor de protección de la instalación interior, tiene las dimensiones especificadas en las tablas de cálculo y tendrá las mismas características que los conductores activos. Se han colocado en el mismo tubo que estos.

- El objetivo de la instalación es conseguir una tensión de contacto inferior a 24 V en cualquier masa del edificio.

- Todos los conductores de puesta a tierra son de cobre.

- Los circuitos de puesta a tierra forman una línea eléctricamente continua, en la que no pueden incluirse en serie, ni masas ni elementos metálicos, cualquiera que sean estos. La conexión de las masas y los elementos metálicos al circuito de puesta a tierra, se efectuará por derivaciones desde esta.

- Se prohíbe intercalar en circuitos de tierra, seccionadores, fusibles o interruptores.

Sólo se permite disponer un dispositivo de corte (regleta, placa, borne...), en los puntos de tierra, de forma que permita medir la resistencia de la toma a tierra.

- Ha sido comprobada por los Servicios Oficiales en el momento de dar alta a la instalación.

- El sistema de puesta a tierra del edificio comprende los elementos siguientes:

a) Tomas de tierra, compuesta por los siguientes elementos:

- Electrodo.

- Línea de enlace con tierra.

- Puntos de puesta a tierra.

b) Instalación de tierra formada a su vez por:

- Línea principal de tierra.
- Línea secundaria de tierra.
- Conductores de protección.

La descripción de cada uno de ellos se incluye en el anexo de cálculo.

- Se conectarán a la puesta a tierra:
- Conductores de protección.
- La instalación de antena colectiva de TV y FM.
- Los enchufes eléctricos.
- Las masas metálicas de aseos y baños.
- Las instalaciones de fontanería, depósitos guías de aparatos elevadores, y en general todo elemento metálico importante.
- La resistencia de puesta es inferior a 20 Ohmios, asegurando la reducción de las tensiones de defecto que pudieran aparecer en el caso de fallo de los diferenciales.

3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1 La energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica.

Esta definición de la energía solar fotovoltaica, aunque es breve, contiene aspectos importantes sobre los cuales se puede profundizar:

1. La energía solar se puede transformar de dos maneras:

La primera utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. A la energía obtenida se le llama energía solar térmica. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos.

La segunda, utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. A la energía obtenida se le llama energía solar fotovoltaica. La transformación se realiza por medio de módulos o paneles solares fotovoltaicos.

2. La energía solar fotovoltaica se utiliza para hacer funcionar lámparas eléctricas, para iluminación o para hacer funcionar radios, televisores y otros electrodomésticos de bajo consumo energético, generalmente, en aquellos lugares donde no existe acceso a la red eléctrica convencional.

3. Es necesario disponer de un sistema formado por equipos especialmente contruidos para realizar la transformación de la energía solar en energía eléctrica. Este sistema recibe el nombre de sistema fotovoltaico y los equipos que lo forman reciben el nombre de componentes fotovoltaicos.

La energía solar se encuentra disponible en todo el mundo. Algunas zonas del planeta reciben más radiación solar que otras, sin embargo, los sistemas

fotovoltaicos tienen muchas aplicaciones. En el caso particular de España, los sistemas fotovoltaicos son una alternativa muy interesante, desde las perspectivas técnica y económica, pues la región dispone durante todo el año de abundante radiación solar.

Según las clasificaciones de la intensidad de la radiación solar en diferentes regiones del mundo, España es una región muy privilegiada con respecto del recurso solar disponible, aunque siempre es necesario evaluar el potencial solar de un sitio específico donde se planea instalar un sistema fotovoltaico.

La energía del sol es un recurso de uso universal; por lo tanto, no se debe pagar por utilizar esta energía. Sin embargo, es importante recordar que para realizar la transformación de energía solar en energía eléctrica se necesita de un sistema fotovoltaico apropiado. El costo de utilizar la energía solar no es más que el costo de comprar, instalar y mantener adecuadamente el sistema fotovoltaico.

3.2 Aplicaciones de los Sistemas Fotovoltaicos

En general, los sistemas fotovoltaicos pueden tener las mismas aplicaciones que cualquier sistema generador de electricidad. Sin embargo, las cantidades de potencia y energía que se pueden obtener de un sistema fotovoltaico están limitadas por la capacidad de generación y almacenamiento de los equipos instalados, especialmente de los módulos y la batería respectivamente, y por la disponibilidad del recurso solar. Técnicamente, un sistema fotovoltaico puede producir tanta energía como se desee; sin embargo desde el punto de vista económico, siempre existen limitaciones presupuestarias en cuanto a la capacidad que se puede instalar.

Dependiendo de su aplicación, los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- En instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- En instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional.

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada.

3.2.1 Sistemas aislados de la red eléctrica

Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo. Como los paneles sólo producen energía en las horas de sol y la energía se necesita durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación. Durante las horas de luz solar hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando.

La cantidad de energía que se necesita acumular se calcula en función de las condiciones climáticas de la zona y el consumo de electricidad. De tal manera que en una zona donde haya muchos días soleados al año habrá que acumular poca energía. Si el periodo sin luz no es suficientemente largo, hay que acumular más energía.

El número de paneles a instalar debe calcularse teniendo en cuenta:

- La demanda energética en los meses más desfavorables.
- Las condiciones técnicas óptimas de orientación e inclinación, dependiendo del lugar de la instalación

Para optimizar el sistema es necesario calcular correctamente la demanda con el fin de no sobredimensionar la instalación. Conviene utilizar electrodomésticos e iluminación de bajo consumo, para que de esta manera el sistema sea más económico. Actualmente existe una gran variedad de estos productos de bajo consumo.

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados de la red eléctrica son:

- Aplicaciones espaciales: Desde los orígenes de la aventura espacial los satélites y naves espaciales han utilizado paneles solares fotovoltaicos para alimentar sus equipos electrónicos.
- Sector de gran consumo: Calculadoras, relojes, etc.
- Telecomunicaciones: Existen multitud de equipos de telecomunicaciones situados en zonas de difícil acceso, alejados de la red eléctrica, alimentados por energía solar fotovoltaica. En estos casos, normalmente, la solución solar es la más económica y fiable. Son ejemplos característicos: repetidores de televisión, equipos de radio, antenas de telefonía móvil, etc...
- Señalización: La señalización marítima y terrestre es una de las grandes

aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos. Así son numerosos los ejemplos en balizamiento de aeropuertos, señalización de carreteras y puertos, etc.

- **Bombeo:** Al estar los pozos alejados de la red eléctrica, el bombeo con energía fotovoltaica es una solución muy adecuada. Estas instalaciones se adaptan muy bien a las necesidades ya que en los meses más soleados, que es normalmente cuando más agua se necesita, es cuando más energía se produce. En estos sistemas el almacenamiento de energía suele ser en forma de energía potencial, bombeando el agua a depósitos elevados.
- **Zonas protegidas:** En parajes naturales, donde por motivos de protección ambiental se recomienda no instalar tendidos eléctricos aéreos, en ocasiones, resulta más rentable utilizar sistemas fotovoltaicos en lugar de tendidos subterráneos o grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles.
- **Electrificación de viviendas aisladas:** La distancia del punto de consumo a la red eléctrica puede hacer, en muchos casos, más rentable esta aplicación debido no solo al coste de instalar el tendido eléctrico sino también a la calidad del suministro eléctrico al evitarse cortes de electricidad, muy frecuentes en lugares aislados.
- **Alumbrado de calles y carreteras:** La posibilidad de utilizar sistemas de iluminación autónomos de fácil instalación y mínima obra civil hace que sea una solución adecuada en muchas ocasiones.

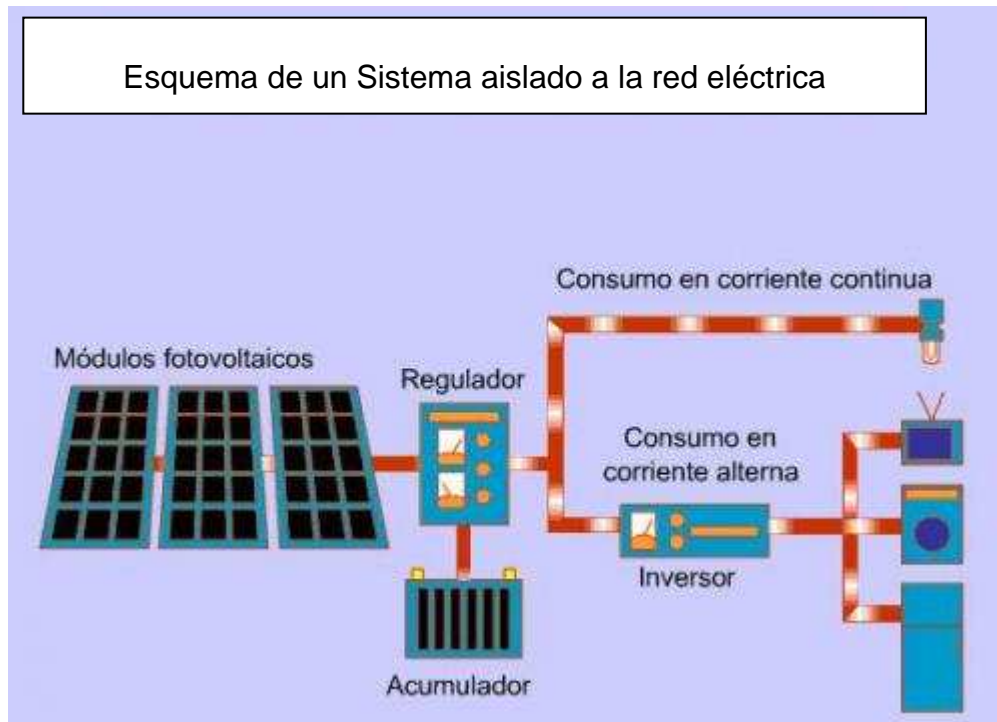


Figura 3 .Esquema sistema instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica

3.2.2 Sistemas conectados a la red eléctrica

En los lugares que disponen de electricidad, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos contribuyen a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera. Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la electricidad. El momento en que más energía genera los paneles, cuando hay luz solar, es cuando más electricidad se demanda. En España, la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos goza de una prima que mejora su rentabilidad económica. Al instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red, se dispone de una minicentral eléctrica que inyecta kWh verdes a la red para que se consuman allí donde sean demandados, lo que elimina las pérdidas en transporte de electricidad.

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión.
- Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo a la legislación vigente.
- Una instalación realizada por un instalador especializado.
- Una instalación realizada por un instalador especializado.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio, lo que simplifica enormemente su diseño. Para dimensionar la instalación es necesario conocer la inversión inicial, el espacio disponible y la rentabilidad que se quiere obtener ya que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además es propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los kWh producidos a un precio superior.

Las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son:

- Tejedados de viviendas: Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos. El peso de los paneles sobre el tejado no supone una sobrecarga para la mayoría de los tejados existentes.
- Una instalación de unos 3 kWp que ocupa cerca de 30 m de tejado, inyectaría a la red tanta energía como la consumida por la vivienda a lo largo del año.

Para ofrecer una solución más económica se están utilizando sistemas prefabricados que reducen notablemente el tiempo de realización de la

instalación y aumentan su fiabilidad. Una vez terminada la instalación, el sistema fotovoltaico es un elemento más de la vivienda, aportando una fuente adicional a la producción de electricidad y un gran valor ecológico añadido.

Por sus características y la actual reglamentación en España, se prevé que sea la aplicación más extendida en los próximos años.

La integración en edificios: En esta aplicación es prioritario el nivel de integración del elemento fotovoltaico en la estructura del edificio. Por integración fotovoltaica debemos entender la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía.

Tanto para aplicaciones aisladas de la red eléctrica, como para las conectadas a ella es necesario cuidar la incorporación de los sistemas fotovoltaicos al entorno, rural o urbano. Pero es en las aplicaciones urbanas conectadas red, en las que se unen exigencias urbanísticas a las motivaciones medioambientales, donde la integración tiene más relevancia. La demanda de energía del sector terciario en la Unión Europea esta creciendo de forma significativa, por lo que la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios, con aportaciones energéticas en las horas punta, contribuye reducir la producción diurna de energía convencional.

Las aplicaciones de integración en edificios más frecuentes:

- Recubrimiento de fachadas.
- Muros cortina.
- Parasoles en fachada.
- Pérgolas.
- Cubiertas planas acristaladas.
- Lucernario en cubiertas.
- Lamas en ventanas.
- Tejas

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño del edificio. De esta manera se podrá conseguir mejorar el aspecto exterior y el coste del edificio al poderse sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos. A veces es necesario sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

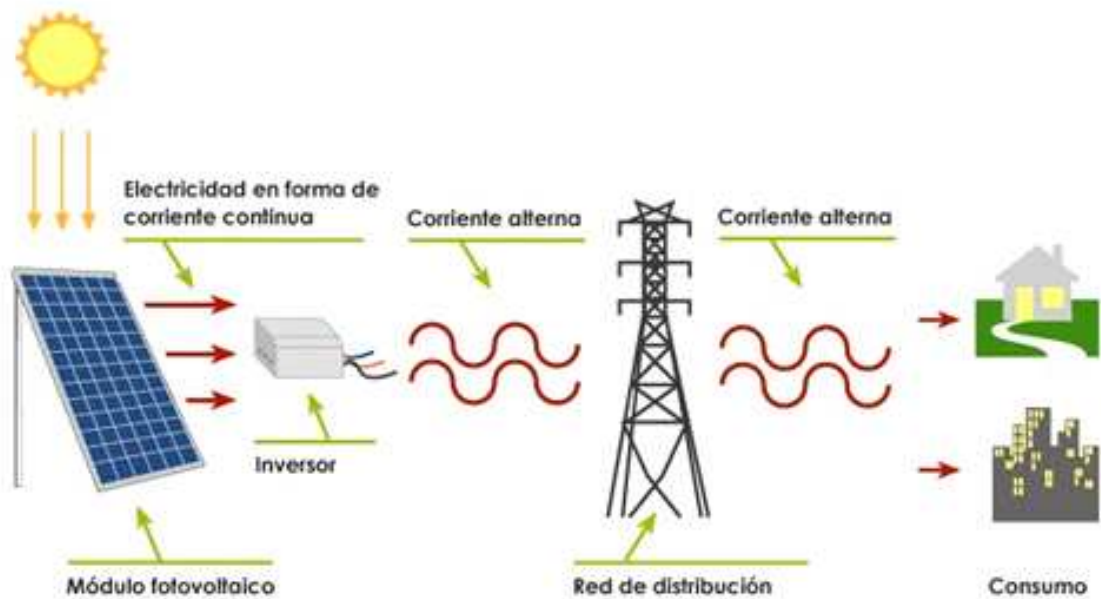


Figura 4 .Esquema sistema instalación fotovoltaica conectada a red eléctrica

[Energía solar; <http://placas-solares.blogcindario.com/2009/01/00008-monografia-manual-completo-gratis-energia-solar-fotovoltaica.htm>]

3.2.3 Elementos propios del sistema

Sistema fotovoltaico aislado:

Elementos propios del sistema:

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son:

- Módulos fotovoltaicos
- Regulador de carga
- Inversor
- Sistema de acumulación (baterías de acumulación)

El regulador de carga será usado para cargar en el sistema la energía. Como característica principal destacar que protege a la batería de sobrecargas por parte del generador fotovoltaico y de la descarga por exceso de uso. Puesto que ambos hechos afectan en el correcto funcionamiento del sistema.

Un sistema de acumulación está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías que se utilizan con esta finalidad son acumuladores de tipo estacionario y sólo en casos muy especiales es posible utilizar baterías tipo automoción.

Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Bajo valor de autodescarga
- 2) Larga vida útil

3) Manutención casi nula

4) Elevado número de ciclos de carga-descarga

La función del inversor en los sistemas aislados, al igual que en los sistemas conectados a red, es la de transformar corriente continua (CC) producida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios.

En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar.

Para estas instalaciones el uso de un inversor es incluso opcional, se podría elegir el alimentar la carga directamente con corriente continua de baja tensión.

Sistema fotovoltaico conectado a red:

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico conectado en red son:

- *Módulos fotovoltaicos*
- *Inversor para la conexión a red*
- *Protecciones del sistema*
- *Contador de energía bidireccional*

El inversor en este caso es uno de los componentes más importante, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico.

Finalmente, el *contador de energía* mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento

El estudio que nosotros vamos a realiza esta centrado en un sistema fotovoltaico conectado a red, ya que según hemos estado estudiando todos los sistemas pienso que podría ser el mas adecuado.

3.3 Elementos Sistema Fotovoltaico conectado a red

El estudio que he realizado esta centrado en un sistema fotovoltaico conectado a red, ya que según he estudiado o todos los sistemas pienso que podría ser el más adecuado como el mas rentable.

A continuación explico más a fondo los elementos de este tipo de sistema.

Generador fotovoltaico:

El elemento principal de un generador fotovoltaico es el módulo fotovoltaico. Varios módulos ensamblados mecánicamente entre ellos forman el panel, mientras que módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, para obtener la tensión nominal de generación, forman la rama. Ramas conectadas en paralelo para poder obtener la potencia deseada, constituyen el generador.

Los módulos fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica capaz de sujetarlos y que está orientada para optimizar la radiación solar.

Los valores óptimos son:

- $>15^\circ$ de inclinación, en condiciones normales
- $>45^\circ$ de inclinación en condiciones adversas

La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico varía durante el año en función de:

- La insolación de la localidad
- La latitud

Para cada aplicación, el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Carga eléctrica,
- Potencia de pico,

- Posibilidad de conexión a la red eléctrica,
- Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo,
- Características arquitectónicas específicas del edificio,
- Características eléctricas específicas de la carga.

Características:

- Los generadores fotovoltaicos funcionan de forma más eficiente a bajas temperaturas.
- Requieren de un mantenimiento mínimo preventivo (suciedad).

Inversor:

Su función no es únicamente la de transformar la corriente continua, generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna con el voltaje y la frecuencia para poder ser traspasada a la red eléctrica (220V, 50 Hz), si no que además hace trabajar al campo fotovoltaico en el Maximum Power Point (MPP). Además supervisan la red de las posibles averías y cortar la conexión en caso de avería.

El inversor se debe escoger en función del tamaño de la instalación. Se debe tener en cuenta la potencia instalada en el inversor, y no Podemos optar por inversores incorporados a los propios módulos fotovoltaicos. Aunque hoy por hoy no resultan recomendados puesto que es necesario garantizar la calidad de la corriente alterna producida para conectarla a la red general, y por los posibles inconvenientes que se planteen en los trámites legales y administrativos para conseguir facturar una energía limpia vertida a la red.

Un inversor supone entre un 10 y un 15% del coste total de la instalación.

Se espera según muestra la gráfica que el precio de un inversor no sea mayor a 0.3

Euro/WAC en el año 2010. La bajada de los precios en las últimas décadas se explica debido a las innovaciones técnicas y el aumento de la producción.

- Inversor central

Utilizado para instalaciones con una potencia superior a 10kW. Se conectan en línea y a través de diodos en forma paralela.

Para este caso el generador está conectado en el lado de corriente continua. Tienen la ventaja de ofrecer un alto rendimiento.

El inconveniente se plantea cuando existe un fallo en el inversor central, pues esto obliga a una detención de toda la instalación.

- Inversor String

Al igual que en el inversor central, el campo también se divide en líneas (strings).

Sin embargo cada string se uno con un inversor string propio. De esta manera cada uno trabaja en el Maximum Power Point propio. Todo esto conlleva una mejora en las instalaciones puesto que se reducen pérdidas ocasionadas por strings y un cableado del generador en el lado de la corriente continua, la aparición de adaptaciones defectuosas también se evita. Por lo tanto se consigue un aumento del rendimiento y una máxima fiabilidad en la instalación.

- Inversor Multi-String

Permite la conexión y el funcionamiento en MPP de varios strings por medio de un convertidor de corriente continua en un elemento de potencia común y ofrece de esta manera una solución compacta y económica. Funciona con un coeficiente de rendimiento óptimo y es utilizado en instalaciones fotovoltaicas de potencia media de 3 a 10 kW.

- Inversor con módulos integrados

Cada módulo dispone de un inversor propio. Con lo cual no se produce ningún tipo de pérdidas por adaptación. El rendimiento en estos casos es algo menor que en el caso de usar strings. Necesitan un cableado mayor en el lado de alterna, ya que cada módulo debe estar conectado a la red de 220V.

Se utiliza en instalaciones con potencia de 50 a 400W.

Es conveniente incluir detrás del inversor un transformador para el aislamiento galvánico, un interruptor automático de desconexión que actúe como vigilante de tensión, puesto que la tensión puede dispararse fuera de los límites.

Contador:

Para el caso de nuestro estudio, que se trata de una instalación eléctrica conectada a la red, deberemos tener en cuenta el siguiente detalle:

El generador fotovoltaico requiere de dos contadores ubicados entre el inversor y la red. Uno de ellos utilizado para cuantificar la energía que se genera e inyecta en la red, para su posterior remuneración y otro para cuantificar el pequeño consumo ($\ll 2$ KWh/año) del inversor fotovoltaico en ausencia de radiación solar así como garantía para la compañía eléctrica de posibles consumos que el titular de la cuenta pudiera hacer.

Seguidor solar:

Existe la posibilidad de instalar un sistema de seguimiento solar. En condiciones ideales el rendimiento del sistema fotovoltaico puede mejorar en aproximadamente un 40%, pero el mayor coste y espacio que supone, puede no compensar el aumento que se consigue.

Seguridad y cableado

La instalación se completa con protecciones, cableado, toma de tierra y contadores.

Se instala un cuadro eléctrico en el cual van ubicadas las protecciones e interruptores necesarios y el contador de energía. Además La instalación debe disponer de su propia toma de tierra.

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

[Esther Sanz López-Argumedo; Estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5kW, 2009]

3.4 Composición Física y fabricación de los Dispositivos Fotovoltaicos

Efecto fotovoltaico:

Los módulos se componen de celdas solares de silicio (o fotovoltaicas). Estas son semiconductoras eléctricas debido a que el silicio es un material de características intermedias entre un conductor y un aislante. Presentado normalmente como arena, mediante métodos adecuados, se obtiene el silicio en su forma pura. El cristal de silicio puro no posee electrones libres y por lo tanto resulta un mal conductor eléctrico. Para cambiar esto se le agregan porcentajes de otros elementos. Este proceso se denomina dopado. Mediante el dopado de silicio con fósforo se obtiene un material con electrones libres o material con portadores de carga negativa (silicio tipo N). Realizando el mismo proceso, pero agregando Boro en lugar de fósforo, se obtiene un material de características inversas; esto es déficit de electrones o material con cargas positivas libres o huecos (silicio tipo P). Cada celda solar se compone de una delgada capa de material tipo N y otra de mayor espesor de material tipo P.

Ambas capas separadas son eléctricamente neutras, pero al ser unidas, justamente en la unión (P-N), se genera un campo eléctrico debido a los electrones libres del silicio tipo N que ocupan los huecos de la estructura del silicio tipo P.

Al incidir la luz sobre la celda fotovoltaica, los fotones que la integran chocan con los electrones de la estructura del silicio dándoles energía y transformándolos en conductores. Debido al campo eléctrico generado en la unión (P-N), los electrones son orientados, fluyendo de la capa "P" a la capa "N". Mediante un conductor externo, se conecta la capa negativa a la positiva, generándose así un flujo de electrones (corriente eléctrica) en la conexión. Mientras la luz siga incidiendo en la celda, el flujo de electrones se mantendrá.

La intensidad de la corriente generada, variará proporcionalmente según la intensidad de luz incidente. Cada módulo fotovoltaico se conforma de una determinada cantidad de celdas conectadas en serie. Como vimos anteriormente, al unirse la capa negativa de una celda a la positiva de la siguiente, los electrones fluyen a través de los conductores de una celda a la otra. Este flujo se repite hasta llegar a la última celda del módulo, de la cual fluyen hacia el acumulador o batería. Cada electrón que abandona el módulo es reemplazado por otro que regresa del acumulador o batería. El cable de la interconexión entre módulo y batería contiene el flujo, de manera tal que cuando un electrón abandona la última celda del módulo y se dirige hacia la batería, otro electrón ingresa a la primera celda desde la batería. Es por esto que se considera inagotable a un dispositivo fotovoltaico. Produce energía eléctrica como respuesta a la energía lumínica que ingresa en el mismo. Cabe aclarar que una celda fotovoltaica no puede almacenar energía eléctrica.

Fabricación y tipos de Celdas:

Para la fabricación de paneles solares fotovoltaicos se emplea tecnología muy avanzada y compleja. Sin bien esta al alcance de muchos fabricantes la producción de colectores solares térmicos con un grado de eficacia aceptable, no ocurre lo mismo con los paneles solares fotovoltaicos, donde muy pocas compañías en el mundo cuentan con la capacidad y los recursos técnicos necesarios para producirlos.

El funcionamiento de los paneles se basa en el efecto fotovoltaico. Este efecto se produce cuando sobre materiales semiconductores convenientemente tratados incide la radiación solar produciéndose electricidad.

Proceso básico de fabricación:

1- En una lámina de material semiconductor puro se introducen elementos químicos llamados dopantes que hacen que esta tenga un exceso de electrones y aunque no exista en realidad desequilibrio eléctrico (existirá el mismo número de electrones que de neutrones en el total de la plancha del

semiconductor) convencionalmente se entiende que esta plancha tiene una carga negativa y se la denomina N

2- Por otro lado en otra lámina de material semiconductor se hace el mismo proceso pero en esta ocasión con otra sustancia dopante que provoca que haya una falta de electrones. Por esta razón se entiende convencionalmente que la plancha tiene una carga positiva y se le denomina P.

3- Es en este punto donde se procede a realizar la unión P-N en la cual el exceso de electrones de N pasa al otro cristal y ocupa los espacios libres en P. Con este proceso la zona inmediata a la unión queda cargada positivamente en N y negativamente en P creándose un campo eléctrico cuya barrera de potencial impide que continúe el proceso de trasvase de electrones de una plancha a la otra.

Bases del funcionamiento de las células fotovoltaicas

Cuando el conjunto queda expuesto a la radiación solar, los fotones contenidos en la luz transmiten su energía a los electrones de los materiales semiconductores que pueden entonces romper la barrera de potencial de la unión P-N y salir del semiconductor a través de un circuito exterior, produciéndose así corriente eléctrica.

El modulo más pequeño de material semiconductor con unión P-N y por lo tanto con capacidad de producir electricidad, es denominado célula fotovoltaica. Estas células fotovoltaicas se combinan de determinadas maneras para lograr la potencia y el voltaje deseados. Este conjunto de células sobre el soporte adecuado y con los recubrimientos que le protejan convenientemente de agentes atmosféricos es lo que se denomina panel fotovoltaico



Figura 5. Panel solar fotovoltaico.

Tipos de paneles

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

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



Figura 6. Panel solar monocristalino

- **Silicio puro policristalino:** Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.



Figura 7. Panel solar policristalino

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

Así pues, los tipos de paneles de lámina delgada son:

- **Silicio amorfo. (TFS):** Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos

electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%.

- **Teluro de cadmio:** Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8% .

- **Arseniuro de Galio:** Uno de los materiales más eficientes presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%.

- **Diseleniuro de cobre en indio:** con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%.

Tipos de paneles en función de la forma:

También es posible clasificar los tipos de paneles en función de su forma. Empleándose cualquiera de los materiales antes comentados se fabrican paneles en distintos formatos para adaptarse a una aplicación en concreto o bien para lograr un mayor rendimiento .Algunos ejemplos de formas de paneles distintos del clásico plano son:

Paneles con sistemas de concentración. Un ejemplo de ellos es el modelo desarrollado por una marca española, el cual mediante una serie de superficies reflectantes concentra la luz sobre los paneles fotovoltaicos. Aunque el porcentaje de conversión no varié, una misma superficie de panel producirá más electricidad ya que recibe una cantidad concentrada de fotones. Actualmente se investiga en sistemas que concentran la radiación solar por medio de lentes. La concentración de la luz sobre los paneles solares es una de las vías que están desarrollando los fabricantes para lograr aumentar la efectividad de las células fotovoltaicas y bajar los costes.

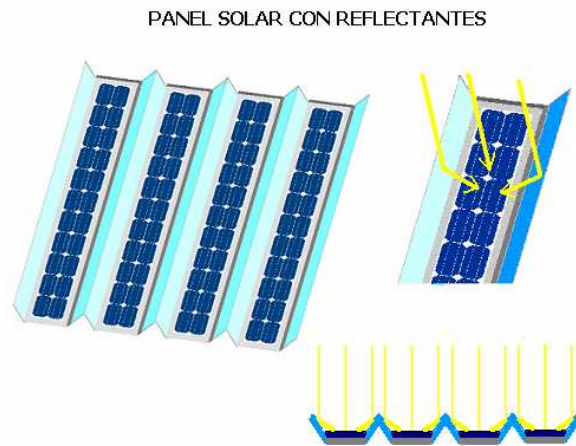


Figura 8. Panel solar con reflectantes

Paneles de formato “teja o baldosa”. Estos paneles son de pequeño tamaño y están pensados para combinarse en gran número para así cubrir las grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación.



Figura 9. Panel de formato teja

Paneles bifaciales: Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.

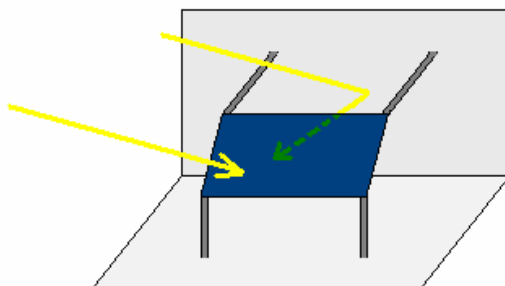


Figura 10. Panel bifacial

Sistemas de seguimiento solar

En los sistemas solares fotovoltaicos existe la posibilidad de emplear elementos seguidores del movimiento del Sol que favorezcan y aumenten la captación de la radiación solar.

Existen tres tipos de soporte para los colectores solares:

- **Colocación sobre soporte estático:** Soporte sencillo sin movimiento. Dependiendo de la latitud de la instalación y de la aplicación que se quiera dar se dotan a los paneles de la inclinación más adecuada para captar la mayor radiación solar posible. Es el sistema más habitual que se encuentra en las instalaciones.
- **Sistemas de seguimiento solar de 1 eje:** Estos soportes realizan un cierto seguimiento solar. La rotación del soporte se hace por medio de un solo eje, ya sea horizontal, vertical u oblicuo. Este tipo de seguimiento es el más sencillo y

el más económico resultando sin embargo incompleto ya que sólo podrá seguir o la inclinación o el azimut del Sol, pero no ambas a la vez.

- **Sistemas de seguimiento solar de dos ejes:** Con este sistema ya es posible realizar un seguimiento total del sol en altitud y en azimut y siempre se conseguirá que la radiación solar incida perpendicularmente obteniéndose la mayor captación posible. Existen tres sistemas básicos de regulación del seguimiento del sol por dos ejes.
- **Sistemas mecánicos:** El seguimiento se realiza por medio de un motor y de un sistema de engranajes. Dado que la inclinación del Sol varía a lo largo del año es necesario realizar ajustes periódicos, para adaptar el movimiento del soporte.
- **Mediante dispositivos de ajuste automático-** El ajuste se realiza por medio de sensores que detectan cuando la radiación no incide perpendicular al panel corrigiéndose la posición por medio de motores.
- **Dispositivos sin motor:** Sistemas que mediante la dilatación de determinados gases, su evaporación y el juego de equilibrios logran un seguimiento del Sol.

Se estima que con estos sistemas se puede lograr un aumento de entre el 30% y el 40% de la energía captada.. Se hace necesario evaluar el costo del sistema de seguimiento y la ganancia derivada del aumento de la energía para determinar su rentabilidad.

[Sitio solar; <http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm>]

Aspectos técnicos de fabricación:

En primer lugar, para generar electricidad solar fotovoltaica se necesita un generador fotovoltaico, es decir un conjunto de módulos conectados entre ellos junto con el cableado, y (en su caso) los soportes de la instalación.

En segundo lugar, para transformar la electricidad (corriente continua) producida por un generador solar fotovoltaico en electricidad con las mismas características que la de la red convencional (corriente alterna a 220 voltios y frecuencia de 50 hz) se necesita un inversor. Existen diferentes tipos de inversores, pero se considera recomendable escogerlo en función del tamaño de la instalación que se ha realizado o se pretende realizar. El inversor se instala entre el generador fotovoltaico y el punto de conexión a la red. En el mercado también se encuentran inversores incorporados a los módulos fotovoltaicos, formando un único sistema compacto que se puede conectar directamente a las cargas (es decir, conectándolos a cualquier enchufe inyectan corriente en él). Hoy por hoy pueden no resultar todavía recomendables toda vez que es necesario garantizar la calidad de la corriente alterna producida para conectarla a la red general y por los posibles inconvenientes que se pueden plantear en los trámites legales y administrativos para conseguir facturar la energía limpia vertida a la red eléctrica. La prima que se reciba vendrá determinada por el valor del inversor y no por la potencia instalada en paneles solares fotovoltaicos.

Una vez la electricidad solar ha sido transformada por el inversor,

TODA LA ENERGÍA PRODUCIDA SE INYECTA A LA RED, CON LAS VENTAJAS ECONÓMICAS Y MEDIOAMBIENTALES QUE ESTO SUPONE.

El generador fotovoltaico necesita dos contadores ubicados entre el inversor y la red; uno para cuantificar la energía que se genera e inyecta en la Red para su posterior remuneración, y el otro para cuantificar también el pequeño consumo (\varnothing 2kW) del inversor fotovoltaico en ausencia de radiación solar así como garantía para la compañía eléctrica de posibles consumos que el titular

de la instalación pudiera hacer. El suministro de electricidad al edificio se realizaría desde la red, con su propio contador, siendo una instalación totalmente independiente y en paralelo con la instalación fotovoltaica.

Si el sistema fotovoltaico está instalado tal como requieren las normativas vigentes en cuanto a conexión a red, es decir en paralelo al contador de consumo eléctrico del edificio, toda la electricidad producida por el sistema fotovoltaico se vende a la red, mientras que se sigue consumiendo electricidad de la red con normalidad, como antes.

Hay que tener en cuenta que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red no requieren ningún sistema de acumulación de energía (baterías), a diferencia de los sistemas aislados, con lo cual son más baratos, y fiables, puesto que toda la energía producida se inyecta en la Red se evita que se pierda la energía generada cuando los acumuladores estén completamente llenos, y principalmente, nos ahorramos su mantenimiento, además de evitar los problemas derivados del uso de baterías (conservación, descargas limitadas, eliminación posterior...).

Con un sistema conectado a red, el usuario no percibe ningún cambio en el servicio eléctrico que recibe, manteniendo las mismas ventajas (seguridad de suministro) e inconvenientes (riesgo de eventuales cortes de luz), pero sabiendo que cada kW que produzca el generador fotovoltaica es uno menos que generaran las centrales contaminantes.

Proceso de Fabricación de los módulos fotovoltaicos:

El módulo fotovoltaico está compuesto por celdas individuales conectadas en serie. Este tipo de conexión permite adicionar tensiones (voltajes). La tensión nominal del módulo será igual al producto del número de celdas que lo componen por la tensión de cada celda (aprox. 0,5 Volts). Generalmente se producen módulos formados por 30, 32, 33 y 36 celdas en serie, según la aplicación requerida.

Se busca otorgarles al módulo rigidez en su estructura, aislación eléctrica y resistencia a los agentes climáticos. Por esto, las celdas conectadas en serie son encapsuladas en un plástico elástico (Etilvinilacetato) que hace las veces

de aislante eléctrico, un vidrio templado de bajo contenido de hierro, en la cara que mira al sol, y una lámina plástica multicapa (Poliéster) en la cara posterior. En algunos casos el vidrio es reemplazado por una lámina de material plástico transparente.

El módulo tiene un marco que se compone de aluminio o de poliuretano y cajas de conexiones a las cuales llegan las terminales positivo y negativo de la serie de celdas. En las borneras de las cajas se conectan los cables que vinculan el módulo al sistema.

Etapas del proceso de fabricación del módulo:

- Prueba eléctrica y clasificación de las celdas - Interconexión eléctrica de las celdas entre sí - Ensamble del conjunto. Colocación de las celdas soldadas entre capas de plástico encapsulante y láminas de vidrio y plástico. - Laminación del módulo. El conjunto se procesa en una máquina semiautomática a alto vacío que, por un proceso de calentamiento y presión mecánica, conforma el laminado. - Curado. El laminado es procesado en un horno de temperatura controlada en el cual se completa la polimerización de plástico encapsulante y se logra la perfecta adhesión de los distintos componentes. El conjunto, después del curado forma una sola pieza - Enmarcado. Se coloca primero un sellador elástico en todo el perímetro del laminado y luego los perfiles de aluminio que forman el marco. Se usan máquinas neumáticas para lograr la presión adecuada. Los marcos de poliuretano se colocan utilizando máquinas de inyección.

- Colocación de terminales, borneras, diodos y cajas de conexiones.

- Prueba final.

Ensayo de los módulos:

Sobre los módulos debe medirse y observarse:

- Características eléctricas operativas
- Aislación eléctrica (a 3000 Volt de C.C.)
- Aspectos físicos, defectos de terminación, etc.
- Resistencia al impacto
- Resistencia a la tracción de las conexiones
- Resistencia a la niebla salina y a la humedad ambiente
- Comportamiento a temperaturas elevadas por tiempos prolongados (100 grados centígrados durante 20 días)
- Estabilidad al ciclado térmico

[Energía solar; [http:// placas-solares.blogcindario.com/2009/01/00008-monografia-manual-completo-gratis-energia-solar-fotovoltaica.htm](http://placas-solares.blogcindario.com/2009/01/00008-monografia-manual-completo-gratis-energia-solar-fotovoltaica.htm)]

3.5 Curva característica de la cedula fotovoltaica

Curva de corriente vs tensión (curva I-V)

La representación típica de la característica de salida de un dispositivo fotovoltaico (celda, módulo, sistema) se denomina curva corriente tensión.

La corriente de salida se mantiene prácticamente constante dentro del rango de tensión de operación y, por lo tanto el dispositivo se puede considerar como una fuente de corriente constante en este rango.

La corriente y tensión a la cual opera el dispositivo fotovoltaico están determinadas por la radiación solar incidente, por la temperatura ambiente, y por las características de la carga conectadas al mismo.

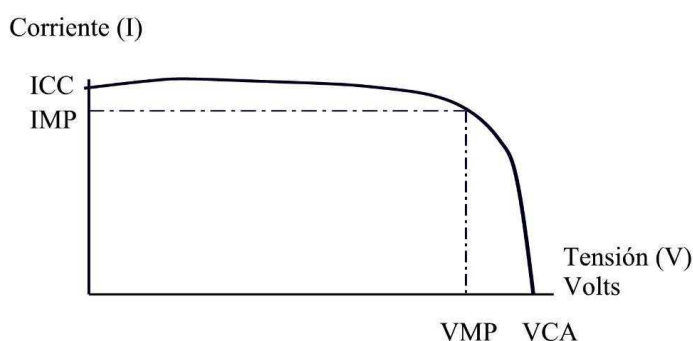


Figura 11. Curva de Corriente vs Tensión

Los valores trascendentes de esta curva son:

- Corriente de cortocircuito (I_{cc}) : Máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.
- Tensión de circuito abierto (V_{ca}): Máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.

- Potencia Pico (P_{mp}) : Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto $V \times I$ es máximo.
- Corriente a máxima potencia (I_{mp}) : Corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Se la utiliza como corriente nominal del mismo.
- Tensión a máxima potencia (V_{mp}): tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y Temp. Se la utiliza como tensión nominal del mismo.

Las células solares constituyen un producto intermedio de la industria fotovoltaica: proporcionan valores de tensión y corriente limitados, en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos convencionales, son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y sin un soporte mecánico. Después, son ensambladas de la manera adecuada para constituir una única estructura: los módulos fotovoltaicos.

[Esther Sanz López-Argumedo; Estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5kW, 2009]

4. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN

4.1 Introducción.

En este apartado se detalla la instalación de un sistema de energía solar fotovoltaica, con el que conseguiremos energía eléctrica a partir del sol. Es una energía limpia con el medio ambiente, de bajo impacto y renovable.

Comprende el dimensionado del sistema y la descripción de los equipos utilizados.

Con el presente sistema de energía solar fotovoltaica de conexión a red se pretende la producción de electricidad para su posterior inyección y venta a la red de distribución.

La potencia en convertidores que se pretende instalar es de 45 KW nominales, contando el campo solar con una potencia ligeramente superior.

4.2 Tipo de sistema fotovoltaico.

Al comienzo del proyecto la idea era la de calcular una instalación con un sistema fotovoltaico aislados de la red eléctrica para poder generar la misma energía que consumía la bodega, una vez calculados los consumos que habían en la Bodega durante un año:

2010	kWh
Enero	31654
Febrero	14154
Marzo	13582
Abril	11882
Mayo	11347
Junio	11376
Julio	16970
Agosto	14970
Septiembre	18839
Octubre	20136
Noviembre	15473
Diciembre	16869
TOTAL ANUAL	197252

Tabla 2. Consumo energético anual en la Bodega en el año 2010

Se llego a las siguientes conclusiones:

- El consumo era demasiado grande para poder generar la energía necesaria ya que estábamos hablando de meses con un consumo de 20136 kWh, por lo que serían necesarias una gran cantidad de placas fotovoltaicas y grandes sistemas de acumulación.
- Un mayor desembolso económico que no tendría amortización en un tiempo aceptable
- Ocupación de lugares dentro de la bodega para poder ubicar los grandes sistemas de Acumulación necesarios, ya que no se dispone de ese lugar

Por lo que tras estudiar los dos tipos de sistemas, tanto el fotovoltaico aislado como el sistema fotovoltaico conectado a red, se ha llegado a la

conclusión de continuar nuestro proyecto con un sistema fotovoltaico conectado a red.

Según el presupuesto que disponemos para hacer la instalación, haremos el proyecto de un sistema de energía solar fotovoltaico autónomo para producción y conexión a red de 45 kW nominales.

4.3 Objeto del proyecto y localización de la instalación.

El proyecto que estamos realizando tiene como objetivo el estudio y el diseño de una instalación solar fotovoltaica de 45 KW. La instalación se ubicara en la cubierta de una nave cuyo plano se anexa junto al proyecto y servirá como base en el estudio del rendimiento solar de la instalación situada en el Polígono 507, parcelas nº 470-471 de Almansa, Albacete. También se realiza un estudio de viabilidad del proyecto.

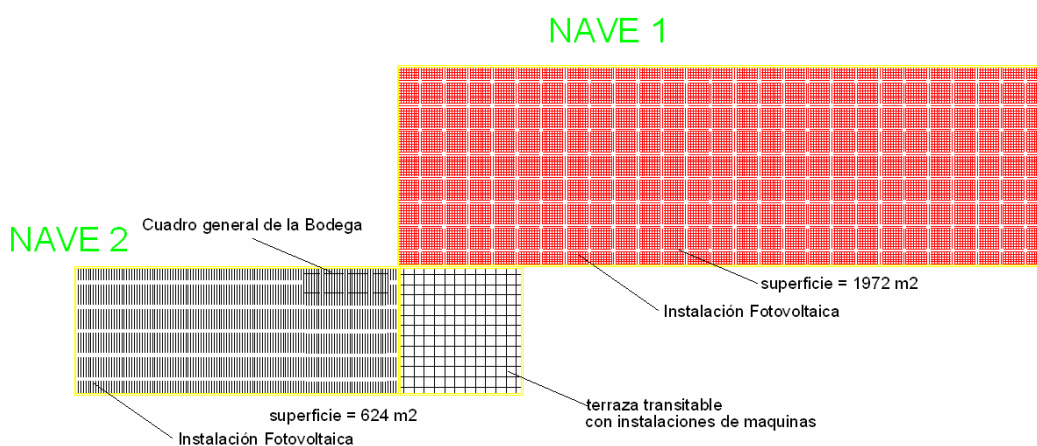


Figura 12. Situación del sistema fotovoltaico en la Bodega

A la hora de ubicar el generador fotovoltaico será necesario tener en cuenta características como la latitud del lugar, para determinar el ángulo de inclinación de los módulos solares y para fijar las estructuras soporte necesarias, o la presencia de sombras.

La instalación esta ubicada en la región de Almansa (Albacete), exactamente en el paraje de Venta la Vega, situado a las faldas del mugrón. Es una finca agraria situada exactamente en Ctra. Alpera CM 3201, Km 98,60

De este modo se valorará el rendimiento de la instalación, dependiendo de la radiación solar existente en cada punto.

La instalación fotovoltaica se diseñará para la cubierta de una de las dos naves de las que disponemos en la Bodega.

Una de las naves tiene una cubierta con una superficie de 1.972 m².

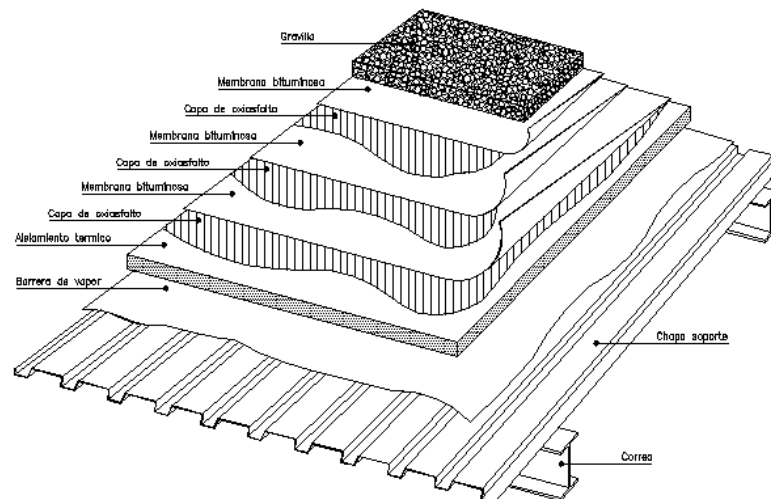
La otra nave tiene una superficie en planta de 861 m² de los cuales solo podríamos utilizar 624 m² ya que el resto de la superficie esta ocupada por maquinas para el funcionamiento de la Bodega.

Al necesitar un espacio para el campos solar de 1.185 m² , la situación de sistema fotovoltaico se situaría en la Nave 1.

Localidad	Latitud
Almansa	38°88'

La instalación se situara sobre una cubierta tipo deck formada por:

- Chapa soporte
- Aislamiento térmico
- Membrana bituminosa
- Membrana bituminosa
- Membrana bituminosa
- Barrera de vapor
- Capa de oxiasfalto
- Capa de oxiasfalto
- Capa de oxiasfalto
- Grava



IMPERMEABILIZACIÓN CON MEMBRANA BITUMINOSA

Figura 13. Cubierta tipo Deck

4.4 Beneficios de la instalación

Los principales beneficios de la instalación son:

- Empleo de una energía renovable e inagotable.
- Colaboración en el desarrollo energético sostenible de la región.
- Reducción anual de la emisión de 100 toneladas de CO₂ y otros gases de efecto invernadero.
- Inversores/rectificadores eficientes y económicos en términos de EUR/W
- Proporcionar una generación distribuida. La energía inyectada en la red se consumirá en puntos cercanos al lugar de conexión.
- Mejora en la distribución de la energía, reduciendo las pérdidas por transporte
- Adaptación de la generación de energía a las curvas de consumo
- Acceso de pequeños inversores al mercado de las energías renovables
- Empleo de recursos locales, potenciando la distribución y generación de empleo en la zona.

4.5 Potencia prevista y características de la instalación.

La instalación se deja prevista para una producción máxima de:
 $P_{\text{máxima prevista}} = 54,00 \text{ kWp}$.

Características de la instalación solar

El módulo fotovoltaico es el elemento de la instalación encargado de transformar la energía del sol en electricidad de forma directa.

La instalación solar se ha previsto configurada con captadores fotovoltaicos planos que contarán con las siguientes características:

- Marca: Isofotón
- Modelo: 1-150S/12
- Número de paneles: 360

Características eléctricas del panel.

Está constituido por células monocristalinas cuadradas de 125x125 mm fotovoltaicos de alta eficiencia. Las conexiones redundantes múltiples en la parte delantera y trasera de cada célula ayudan a asegurar la fiabilidad del circuito del módulo. El marco de aluminio anodizado y el frente de vidrio de conformidad con estrictas normas de calidad hacen que estos módulos soporten las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su vida útil.

Las células de alta eficiencia van embutidas en EVA y protegidas contra la suciedad, humedad y golpes por un frente especial de vidrio templado antirreflectante y una lámina de Tedlar en su parte posterior, asegurando de esta forma su total estanqueidad. Se muestran a continuación los datos técnicos más significativos.

El generador Fotovoltaico elegido para este proyecto estará compuesto por paneles solares de silicio monocristalino, con capa antirreflexiva.

El panel utilizado es del fabricante ISOFOTÓN, modelo I 150S/12. El rango de potencia se sitúa en torno a los 150Wp.

Los módulos fotovoltaicos deben cumplir con las especificaciones UNE-EN 61215:1997 para módulos de silicio cristalino.

La garantía que proporciona el fabricante es de 5 años, y garantiza una potencia de 90%: 10 años y 80%: 25 años

Las características eléctricas de los módulos son:

Características Eléctricas	
Modulo	I 150S/12
Potencia nominal – Pmax (Wp)	150
Tensión en circuito abierto – Voc(V)	21,6
Tensión en el punto de máxima potencia – Vmax(V)	17,3
Corriente de cortocircuito – Isc (A)	9,3
Corriente en el punto de máxima potencia – Imax (A)	8,7 A
Mínimo valor de fusible en serie	20 A
Tensión máxima del sistema(v)	760
Datos en condiciones estándar de medida(STC): 1.000 W/m ² ; 25°C; 1,5 ATM.	

Tabla 3. Características eléctricas del modulo fotovoltaico

Características Constructivas	
Dimensiones	1.224 x 1047 x 39,5 mm
Peso	17 Kg
Tipo de célula	Silicio monocristalino, con capa antirreflexiva.
Tamaño de célula	125 x 125 mm (5´´)
Contactos	Redundantes, múltiples en cada célula.
Número de células por módulo	36 células en serie
Estructura	1) Vidrio templado y microestructurado. 2) Células laminadas en EVA. 3) Capa posterior de tedlar.
Marco	Aluminio anonizado.
Toma de tierra	Sí
Interconexión	Cinta de cobre estañada
Cajas de conexión	1 x IP- 65, con diodo de bypass.
Terminal de conexión	Bornera atornillable, con posibilidad de soldadura.
Cables	Multicontact MC4 o compatibles.

Tabla 4. Características constructivas del modulo fotovoltaico.

Características del generador:

CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR	
Inclinación de paneles	30%
Nº de paneles en serie	20
Nº de paneles en paralelo	2
Nº total de paneles	360
Potencia pico de la instalación	54.000 Wp
Superficie del módulo	1,277 m ²
Superficie del campo solar	459,72m ²
Orientación campo solar	180º

Tabla 5. Características del generador.

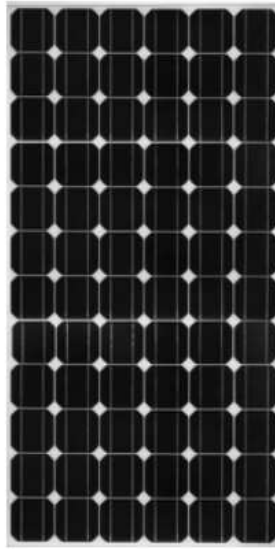


Figura 14. Módulo fotovoltaico ISO FOTON I-150S/12

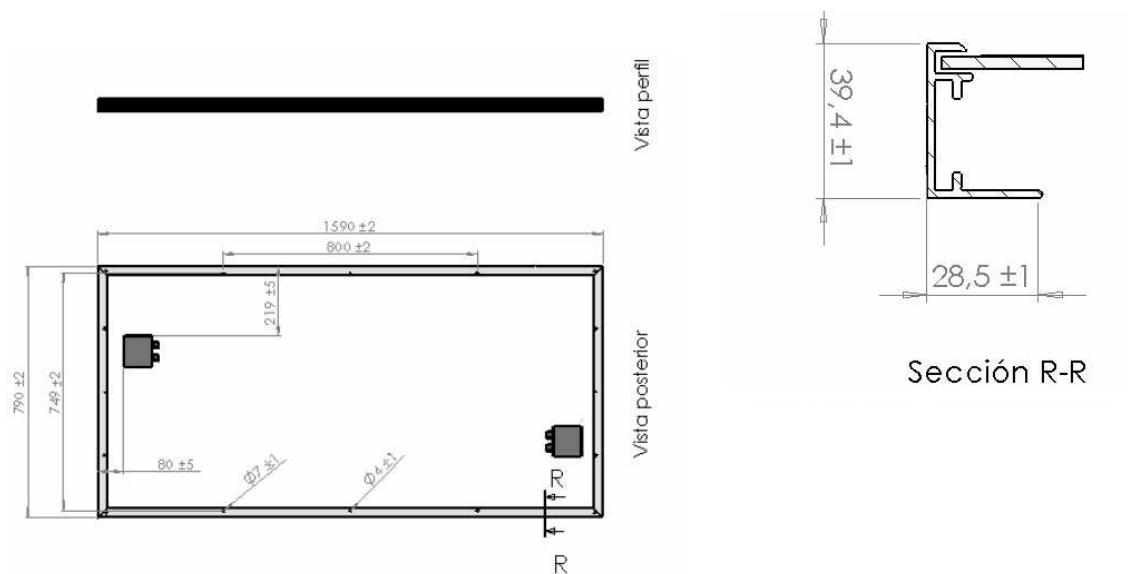


Figura 15. Dimensiones del módulo fotovoltaico ISO FOTON I-150S/12

Numero de paneles y configuración

Número de paneles

El campo solar estará compuesto por 360 paneles dispuestos en 9 grupos de 40 paneles y cada uno de estos grupos dispuestos 20 en serie y 2 series en paralelo. El campo solar trabajará a una tensión máxima de:

- *Circuito abierto de:*

Nº de paneles en serie x Tensión circuito abierto = $20 \times 21,60 \text{ V} = 432,00 \text{ V}$

- *Punto de máxima producción:*

Nº de paneles en serie x Tensión punto máx. pot. = $20 \times 17,3 \text{ V} = 346,00 \text{ V}$

Cada grupo solar trabajará a una intensidad máxima de:

- *Corriente en punto de máxima demanda:*

N bloques en paralelo x Int. máx. demanda = $2 \times 8,70 \text{ A} = 17,40 \text{ A}$

- *Comente en cortocircuito:*

Nº bloques en paralelo x Int. cortocircuito = $2 \times 9,30 \text{ A} = 18,60 \text{ A}$

Configuración de los paneles:

Atendiendo a la tensión máxima en corriente continua de trabajo de cada inversor (450Vdc) la conexión de los módulos fotovoltaicos se realizará de la siguiente manera:

Se colocaran 9 inversores del tipo INGECON SUN 5 con potencia de 5400 Wp La disposición será la siguiente:

Tipo de Inversor	Nº de Paneles	Disposición
INGECON SUN 5	40	20 en serie 2 en paralelo

Potencia Pico:

Tal y como se indicó anteriormente los paneles que se ha previsto instalar son:

- Marca: Isofotón
- Modelo: 1-150S/12

Se ha previsto instalar una instalación solar compuesta por:

- Nº de paneles: 360 paneles

La potencia máxima es capaz de generar cada panel, es del orden de:

- Potencia (W en prueba +5%/-5%) 150 W

Consecuentemente la potencia máxima en watios/pico de la instalación será de:

- Potencia panel * nº paneles = $150 \text{ Wp} \times 360 = 54.000 \text{ Wp}$

Potencia entregada a la red

La potencia entregada a la red, variará en función de la radiación solar y la temperatura existente en cada momento, si bien la potencia máxima a entregar, vendrá limitada por el inversor que se ha previsto montar. En el presente proyecto se ha previsto montar un inversor trifásico con las siguientes características:

- Marca: INGECON.
- Modelo: INGCON SN 5.
- Potencia máxima: 5 kW.
- Sistema: Monofásico.

4.6 Descripción de la obra

Tipo de la instalación

El sistema fotovoltaico de conexión a red eléctrica se compone de dos partes fundamentales: un campo fotovoltaico, o zona de captación, donde se recoge y transforma la energía procedente de radiación solar en electricidad, y la otra parte de enlace, que se encarga de acondicionar e inyectar a la red de distribución la energía generada.

El campo solar o fotovoltaico produce energía eléctrica en corriente continua (CC) mediante módulos fotovoltaicos interconectados, que gracias a un sistema ondulator (Inversor) transforman la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) con las características de frecuencia e intensidad que la compañía eléctrica exige. Para medir la potencia enviada a la red, se montará un equipo de medición, que contabilizara o un contador bidireccional, a fin de poder realizar el recuento de los kWh. Inyectados en la red y los kWh. consumidos por el equipo, caso de existir consumo.

La instalación se conecta a la red de la compañía de distribución eléctrica en el punto de enganche previamente facilitado por la misma, y que en el caso que nos ocupa, es la CGP existente en la parcela.

Se inyectará a la red toda la energía solar producida, en las condiciones económicas establecidas por el RD 436/2004.

El espacio necesario para este tipo de instalación varía de acuerdo a la potencia, tomando como referencia que para una instalación de 1 kWp es necesario instalar 7 - 8 m² de módulos fotovoltaicos que se colocarían de la mejor manera posible, haciendo que éstos estuviesen inclinados en el ángulo que más rendimiento diese a la instalación o en el ángulo apropiado para su integración arquitectónica.

El funcionamiento básico de un sistema con conexión a red, consiste en inyectar a la red eléctrica toda la energía generada por el campo fotovoltaico mediante 1 o varios inversores de onda, que realiza las siguientes funciones:

- A.- Transforma la corriente continua generada por las placas solares, en corriente alterna de características compatibles con la de la red sobre la que realiza la entrega.
- B.- Optimiza el rendimiento del campo solar en cada momento.
- C.- Realiza el acoplamiento del campo solar con la red de distribución.
- D.- Aun los sistemas de protección legalmente requeridos y necesarios para la seguridad del sistema y de los operadores del mismo. (Tensión fuera de rango, frecuencia inadecuada, cortocircuito, baja potencia, sobre intensidades, etc.)

La potencia pico de la central fotovoltaica prevista, es de 54.000 Wp

Orientación de los paneles.

Se trata de un campo solar fotovoltaico, con orientado, solar y se ha previsto construir una estructura en cada grupo, sobre la que se apoyarán los paneles.

La disposición puede verse especificada en los planos correspondiente.

Se trata de conseguir que en una instalación con seguidores solares que permita dentro de lo posible, la mayor producción de electricidad al cabo de, año, teniendo en cuenta que es en verano cuando hay mayor radiación solar y que es en invierno cuando las pérdidas por temperatura de los paneles es menor, el ángulo óptimo para la latitud que nos ocupa es de 30°.

Soporte de los paneles-seguidor

Uno de los elementos importantes en una instalación fotovoltaica, para asegurar un perfecto aprovechamiento de la radiación solar, es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares y formar el propio panel, dándole la inclinación mas adecuada cada caso para que los módulos reciban la mayor radiación, consiguiendo un aumento en su eficacia.

Las estructuras se construyen con: perfiles de acero galvanizado en caliente, de más de 200 mieras de espesor.

Para la protección contra las .demencias de, tiempo, hemos elegido la galvanización frente a los tratamientos condónales como la pintura, porque nos asegura una mayor duración y un mantenimiento nulo de la estructura.

En el proceso de galvanizado, el perfil es sumergido en un baño de zinc fundido. Como consecuencia de esta inmersión, el zinc cubre perfectamente los ángulos, bordes, soldaduras, etc., y penetra en los pequeños resquicios y orificios del material, confiriendo una protección completa a todas estas zonas que constituyen las partes débiles en otros procedimientos protectores de la corrosión.

Con este procedimiento conseguimos un recubrimiento tenaz y uniforme, formado por una capa externa de zinc puro que aísla completamente el acero de base del ambiente corrosivo.

En el diseño de la estructura se ha previsto su facilidad de transporte y manipulación, ya que se componen de perfiles que son ensamblados en el lugar de instalación.

En ambientes fuertemente salinos, si la estructura es únicamente de perfiles de acero galvanizado, se utiliza unos inhibidores de corrosión galvánica instalados entre paneles y estructura, evitando así la corrosión.

4.7 Descripción de las instalaciones de enlace.

Las instalaciones de enlace están compuestas por los elementos que se relacionan seguidamente:

- El propio conexionado del campo solar
- Armarios de conexión del campo solar
- Las líneas de enlace en CC, entre el armario de conexiones y el inversor
- El inversor
- Las protecciones
- La LGA, en CA
- La CGP de la parcela

Conexionado del campo solar

Los paneles que se ha previsto emplear, trabajan dentro del siguiente rango de tensiones:

- Tensión punto máxima potencia: 17,30 V
- Tensión de circuito abierto: 21,60 V
- Corriente punto de máxima potencia: 8,70 A
- Corriente de cortocircuito: 9,30 A

Tal como se explicó en apartados anteriores, se ha previsto realizar series de 20 paneles, consecuentemente las tensiones/intensidades máximas que se pueden llegar a obtener, son de 346,0 V / 8,70 Amp., consecuentemente y a fin de estar dentro del nivel mínimo requerido, el cableado de los paneles, se realizará con cable de cobre cuyo aislamiento será del tipo (0'6/1 Kv), y su sección no inferior a los 4 mm², el cableado discurrirá de caja a caja de conexión bajo tubo, de tal forma que configure un sistema de instalación estanco del tipo IP45.

Armario de conexiones del campo solar

En el punto indicado en los planos, y en cada seguidor solar, se instalará un armario, en el que se centralizarán las protecciones individuales de cada uno de los conjuntos de paneles ó grupos.

Hasta cada inversor se ha previsto llegar con un total de 2 líneas correspondientes a las agrupaciones que se han realizado. Cada línea se protegerá por medio magnetotérmicos de 2p ó fusibles de intensidades y tensiones adecuadas a la máxima a proporcionar por bloque.

Las agrupaciones están compuestas por 2 conjuntos en paralelo de 20 paneles cada una, consecuentemente, considerando que las intensidades unitarias que soportara cada línea serán:

Agrupación de 2 conjuntos

- Corriente punto de máxima potencia: 17,40 A
- Corriente de cortocircuito: 18,60 A
- Tensión punto máxima producción: 346,0 V
- Tensión ce: 432,0 V
- intensidad de elemento de protección: 2x 38 A en c.a.

Líneas de enlace.

Entre los bloques de paneles para cada inversor.

El enlace entre los bloques de paneles y cada inversor, se realizará por medio de líneas individuales canalizadas bajo tubos de PVC individuales con conductores de $2 \times 10 \text{ mm}^2$, y aislamiento de 0'6/1 kv.

Inversor.

Es el equipo que se encarga de transformar la corriente continua producida por los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna apta para su inyección a la red eléctrica.

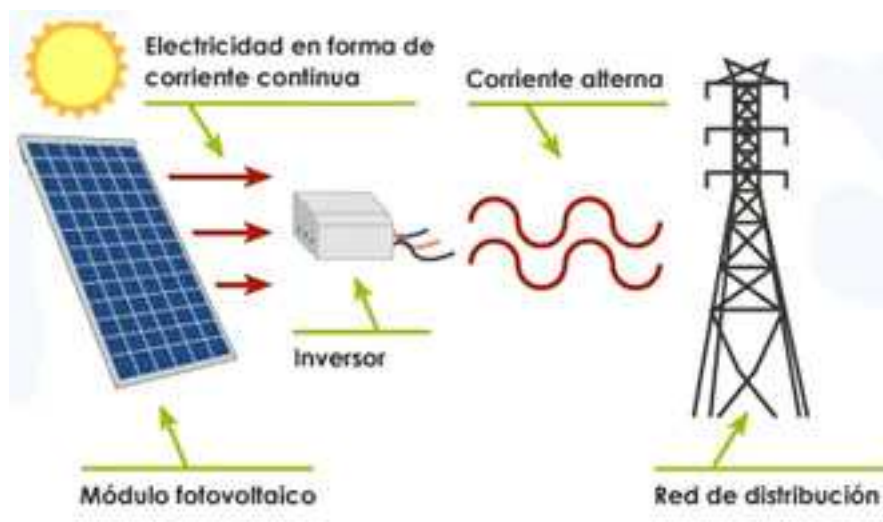


Figura 16. Esquema de transformación de corriente continua para inyectar en red eléctrica.

El inversor cumplirá con la normativa vigente para éste tipo de instalaciones, incorporando un aislamiento galvánico que separe el circuito de corriente continua de la red donde ha de ir conectada, a fin de que los dos circuitos queden independientes y no afecten las perturbaciones que se puedan dar entre ellos.

Instrucciones de seguridad para el uso del inversor:

- Precauciones generales:

Este equipo utiliza internamente tensiones elevadas, que potencialmente pueden causar daños a las personas. El acceso a zonas interiores del equipo requiere de herramientas que no se incluyen en el suministro. Todas las operaciones de mantenimiento y reparación que precisen el acceso a estas zonas del equipo se deben realizar únicamente por personal técnico cualificado.

No se deben introducir objetos por las rejillas de ventilación del equipo. No exponer el inversor a la lluvia, nieve o cualquier tipo de líquido. El inversor está diseñado para ser instalado solo en interiores. En aplicaciones industriales resulta conveniente proteger el inversor contra salpicaduras y ambientes húmedos. Para la limpieza del equipo emplear únicamente paños

secos. Es importante seguir estas prescripciones incluso con el inversor parado.

La tapa superior del inversor no está diseñada para soportar cargas pesadas. No se debe subir nunca sobre la tapa superior del inversor, ni emplear a éste como elemento de apoyo de objetos.

El diseño de las conexiones, las secciones de los cables empleados y la instalación del inversor, deben cumplir las normas que regulan la utilización de corrientes en baja tensión.

No se debe suministrar tensión al equipo sin haber realizado una verificación previa por personal técnico cualificado.

Verificar que la línea de conexión a la red eléctrica de distribución dispone de órganos de seccionamiento y protección dimensionados de forma adecuada. Verificar que estos órganos funcionan correctamente.

La temperatura de los disipadores de calor de las etapas de potencia podrían llegar a alcanzar los 80° C. No se deben obstruir en modo alguno las tomas de entrada y salida de aire del equipo.

Respetar las condiciones ambientales de funcionamiento y las advertencias indicadas en el apartado de ubicación del equipo.

- Emplazamiento del inversor:

En el plano de planta correspondiente, puede verse el punto en el que se ha previsto montar cada inversor en el poste de los seguidores, según plano, que se empleará en la instalación objeto del proyecto. Se ha elegido dicho emplazamiento por considerar que es el más cercano posible a cada grupo de generación solar.

Los inversores son equipos electrónicos sofisticados y deben ser tratados en consecuencia.

Para la selección del lugar destinado a la instalación del inversor es muy importante considerar los siguientes aspectos:

- Que presente ó disponga de suficiente ventilación.
- La instalación debe realizarse en lugares secos y protegidos de fuentes de calor y humedad. Exponer el inversor a goteras o proyecciones de agua es particularmente destructivo y potencialmente peligroso.
- Lugar protegido de la intemperie.
- Temperatura ambiente entre -25 a +40°C.
- Humedad relativa del ambiente inferior al 95%.
- El peso de la máquina carga sobre una pequeña superficie del suelo.
- El equipo está preparado para ser elevado desde abajo mediante una carretilla elevadora tras destornillar su parrilla frontal inferior. Algunos modelos se suministran con ruedas para facilitar la manipulación.

Características de los inversores

Las características técnicas de los equipos que se ha previsto emplear son las siguientes:

Características técnicas del Ingecon Sun 5

- Potencia nominal: 5400 Wp
- Área de voltaje: 125 - 450 V
- Máxima tensión: 450 Vdc
- Máxima corriente: 33 A de
- Eficiencia máxima: 94,0%
- Temperatura de trabajo: -10°C a 50°C
- Humedad relativa máxima 95°

Características físicas

- Longitud: 430 mm
- Anchura: 370 mm
- Profundidad: 280 mm
- Peso: 54 Kg

Características Técnicas	
Modelo	Ingecon Sun 5
VALORES DE ENTRADA (DC)	
Rango de tensión MPP	De 125 a 450 V
Tensión máxima	450 V
Corriente máxima DC	33A
VALORES DE SALIDA (AC)	
Potencia nominal	5000W
Potencia nominal máxima	5400W
Corriente máxima AC	400 V- 50/60 Hz
Tensión y frecuencia nominal AC	220/230 Vac. 50 Hz
Coseno de Phi	1
THD	< 4%
RENDIMIENTO	
Eficiencia máxima	94%

Tabla 6. Características técnicas del inversor Ingecon Sun 5

Datos generales del inversor:

Datos	
Consumo en "stand by"	< 10W
Consumo nocturno	0 W
Temperatura en funcionamiento	De -10 a +50°C
Grado de protección	IP54
Humedad relativa	0 – 95 %

Tabla 7. Características generales del inversor Ingecon Sun P5



Figura 17 Inversor Igecon Sun 5

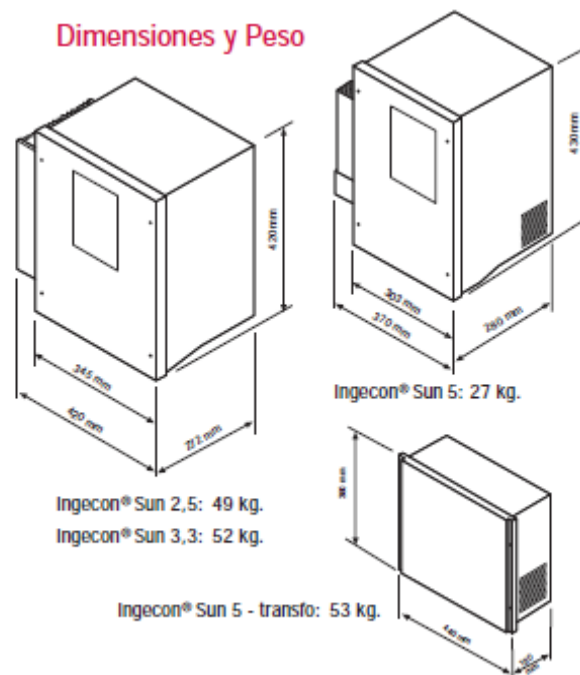


Figura 18. Dimensiones y peso del convertidor Igecon Sun 5

Las protecciones del convertidor serán:

- Contra Polarización inversas
- Contra sobretensiones transitorias en la entrada y la salida
- Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida
- Contra fallos de aislamiento
- Protección anti-isla

Protecciones.

Protecciones de cada uno de los bloques de placas:

A pie de cada uno de los bloques compuestos por 20 paneles, como equipos de protección eléctrica y para desconexión en caso de mantenimiento, se ha previsto montar una caja de protección bajo envolvente estanca, con los siguientes elementos: -Un cartucho fusible de 20 A.

Protección de la línea C.C.

Cada una de las líneas procedentes de cada agrupación de paneles, contará en el propio regletero de conexiones generales, con una protección compuesta por fusibles o magnetotérmico de 2p, con las siguientes características:

Intensidad del elemento de protección:

20 A para cada línea en serie

Tipo de corriente: C.C

La línea se ha previsto montar con conductores con aislamiento de 0,6/1 Kv., canalizados bajo tubo de protección

Resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica

Las instalaciones deberán presentar una resistencia de aislamiento al menos igual a los valores indicados en la tabla siguiente:

Tensión nominal de instalación	Tensión ensayo C.C.(V)	Resistencia de aislamiento (M Ω)
MBTS o MBTP	250	$\geq 0,25$
≤ 500 V	500	$\geq 0,50$
≤ 500 V	1000	$\geq 1,00$

Tabla 8. Resistencias de aislamiento mínimas.

La rigidez dieléctrica será tal que, desconectados los aparatos de utilización (receptores), resista durante 1 minuto una prueba de tensión de $2U + 1000$ V a frecuencia industrial, siendo U la tensión máxima de servicio expresada en voltios, y con un mínimo de 1500 V.

Las corrientes de fuga no serán superiores, para el conjunto de la instalación o para cada uno de los circuitos en que esta pueda dividirse a efectos de su protección, a la sensibilidad que presenten los interruptores diferenciales instalados como protección contra los contactos indirectos.

Conexiones

En ningún caso se permitirá la unión de conductores mediante conexiones y/o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión; puede permitirse asimismo, la utilización de bridas de conexión. Siempre deberán realizarse en el interior de cajas de empalme y/o de derivación. Si se trata de conductores de varios alambres cableados, las conexiones se realizarán de forma que la corriente se reparta por todos los alambres componentes.

Puesta a tierra

Se ha previsto la puesta a tierra de toda la perfilada y estructura del campo solar, e igualmente también se ha previsto la puesta a tierra de los inversores y de su equipamiento, ambas puestas a tierra serán diferentes, ya que el inversor cuenta con un transformador de separación de circuitos.

Protecciones que equipa cada inversor

- Sobrecargas y cortocircuitos

El equipo dispone de protección frente a eventuales sobrecargas o cortocircuitos que pudieran producirse en los terminales de entrada de las líneas de panel o en la salida de alterna del equipo. Al producirse dicha situación se parará automáticamente el equipo hasta que desaparezca la situación anómala. A pesar de dichas protecciones internas es altamente recomendable instalar protecciones externas adicionales, tal y como se describe en el apartado "Caída de rayos y Sobretensiones"

- Modo isla.

Para evitar el funcionamiento del equipo en modo isla se dispone de un control de la tensión y la frecuencia de la red, de modo que, en el caso de que estos valores se encontraran por fuera del margen adecuado, se realice la desconexión automática del inversor de la red de distribución.

El equipo permanecerá desconectado hasta que se restablezcan los parámetros adecuados de la red. La sensibilidad de esta protección garantiza el cumplimiento de la normativa vigente.

Protección de la línea de C.A.

La línea de CA, a la salida de cada inversor, contará con las siguientes protecciones:

- Magnetotérmico 1+N 38 A
- Diferencial 1+N 38 A 30 mA

La línea principal presentará las siguientes protecciones:

- Magnetotérmico 3+N 100 A
- Diferencial 3+N 100 A 300 mA

El cuadro de protección correspondiente a la línea de C.A, se montará en la propia caseta del inversor más central, según planos, será de superficie y estará construido de material termoplástico, autoextinguible y antichoque, con grado de protección IP-45 y con puerta plena estanca.

El cuadro estará constituido de chasis adecuado al tipo de mecanismo que se ha previsto.

Acometida

Denominaremos, ACOMETIDA, a la línea en C.A, es este caso propiedad del productor de energía, que unirá la salida del inversor, con el la CGP, y con el equipo de medida. Los conductores a emplear podrán ser de cobre o aluminio. Esta línea consideramos que esta regulada por la ITC.BT-11.

Atendiendo a su trazado, al sistema de instalación y a las características de la red, la acometida podrá ser:

- Aérea, posada sobre fachada. Los cables serán aislados, de tensión asignada 0,6/1 kV, y su instalación se hará preferentemente bajo conductos cerrados o canales protectoras. Para los cruces de vías públicas y espacios sin edificar, los cables podrán instalarse amarrados directamente en ambos extremos. La altura mínima sobre calles y carreteras en ningún caso será inferior a 6 m.
- Aérea, tensada sobre postes. Los cables serán aislados, de tensión asignada 0,6/1 kV, y podrán instalarse suspendidos de un cable fiador o mediante la utilización de un conductor neutro fiador. Cuando los cables crucen sobre vías publicas o zonas de posible circulación rodada, la altura mínima sobre calles y carreteras no será en ningún caso inferior a 6 m.

- Subterránea. Los cables serán aislados, de tensión asignada 0,6/1 kV, y podrán instalarse directamente enterrados, enterrados bajo tubo o en galerías, atarjeas o canales revisables.

- Aero-subterránea. Cumplirá las condiciones indicadas en los apartados anteriores. En el paso de acometida subterránea a aérea o viceversa, el cable ira protegido desde la profundidad establecida hasta una altura mínima de 2,5 m por encima del nivel del suelo, mediante conducto rígido de las siguientes características:

- Resistencia al impacto: Fuerte (6 julios)
- Temperatura mínima de instalación y servicio: -5° C
- Temperatura máxima de instalación y servicio: + 60°C
- Propiedades eléctricas: Continuidad eléctrica/aislante
- Resistencia a la penetración de objetos sólidos: D>1mm
- Resistencia a la corrosión (conductos metálicos): protección interior media, exterior alta
- Resistencia a la propagación de la llama: No propagador.

En el caso objeto de proyecto se ha previsto montar una línea de 3+N con un calibre de 95 mm², con aislamiento de 0'6/1 kv, que discurrirá enterrada bajo tubo de PVC con un diámetro de 160 mm, y que discurrirá tal como se indica en el plano de planta correspondiente

La clase de corriente, transportada por esta línea, será alterna trifásica de 50 Hz de frecuencia y en régimen permanente.

La tensión nominal, será de 400 V entre fases y 230 V entre fase y neutro

Caja de protección y medida

La instalación solar, tiene previsto el punto de enganche que facilitó la empresa suministradora y que se indica en el anexo correspondiente. La CGP estará compuesta por un esquema 7 normalizado, y será capaz para fusibles de hasta 250 A. según recomendación UNESA 1403 A.

Se instalara en un nicho en pared, que se cerrara con una puerta

preferentemente metálica, con grado de protección IK 10 según UNE-EN 50.102, revestida exteriormente de acuerdo con las características del entorno y estará protegida contra la corrosión, disponiendo de una cerradura o candado normalizado por la empresa suministradora. Los dispositivos de lectura de los equipos de medida deberán estar situados a una altura comprendida entre 0,70 y 1,80 m

En el nicho se dejarán previstos los orificios necesarios para alojar los conductores de entrada de la acometida.

Cuando la fachada no linde con la vía pública, la caja general se situará en el límite entre las propiedades públicas y privadas.

Las cajas de protección y medida a utilizar corresponderían a uno de los tipos recogidos en las especificaciones técnicas de la empresa suministradora que hayan sido aprobadas por la Administración Pública competente, en función del número y naturaleza del suministro. Dentro de las mismas se instalarán cortacircuitos fusibles en todos los conductores de fase o polares, con poder de corte al menos igual a la corriente de cortocircuito prevista en el punto de su instalación.

Las cajas de protección y medida cumplirán todo o que sobre el particular se indica en la Norma UNE-EN 60.439-1, tendrán grado de inflamabilidad según se indica en la norma UNE-EN 60.439-3 una vez instaladas tendrán un grado de protección IP43 según UNE 20.324 e IK 09 según UNE-EN 50.102 y serán precintables.

La envolvente 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.

Centro de transformación

No se ha previsto, la instalación de ningún nuevo CT. El punto de conexión y medida será en línea BT propiedad de la Compañía.

Puesta a tierra

Comprende toda la ligazón metálica directa sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo ó grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Constará de las siguientes partes:

- Tomas de Tierra (electrodos)

La instalación solar proyectada, enlazará con la red de tierras que se ha previsto montar expresamente para ella, y que estará compuesta por placas y picas de cobre tal como se indica en planos, todos los elementos que configuran la red de tierras, se unirán por medio de cable de Cu desnudo 35 mm².

- Líneas principales de tierra

Estará formada por conductor desnudo de cobre de al menos 16 mm² de sección que conectará la toma de tierra con el cuadro general mediante dispositivos de conexión adecuados.

- Derivaciones de las líneas principales de tierra

Estarán formadas por conductores de cobre aislados y de secciones 10 mm² que unirán la línea principal de tierra (cuadro general) con los cuadros secundarios caso de existir.

- Conductores de protección

Unirán eléctricamente las masas de la instalación con los embarrados de puesta a tierra de los cuadros eléctricos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Se establecerán en las mismas canalizaciones que las de los circuitos de la instalación y estarán constituidos por conductores de cobre aislados y secciones de 4 mm² como mínimo.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

Sección conductores fase (mm ²)	Sección conductores protección(mm ²)
$S_f \leq 16$	S_f
$16 \leq S_f \leq 35$	16
$S_f > 35$	$S_f/2$

Tabla 9. Sección mínima de protección de los conductores

5. CONCEPTOS DE ENERGÍA Y ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN

5.1. Conceptos

5.1.1. 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 el infrarrojo hasta el 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 (vatio por metro cuadrado).

La mayor parte de la energía que llega a nuestro planeta procede del Sol. El Sol emite energía en forma de radiación electromagnética. Estas radiaciones se distinguen por sus diferentes longitudes de onda. Algunas, como las ondas de radio, llegan a tener longitudes de onda de kilómetros, mientras que las más energéticas, como los rayos X o las radiaciones gamma tienen longitudes de onda de milésimas de nanómetro.

La energía que llega al exterior de la atmósfera lo hace en una cantidad fija, llamada constante solar. Esta energía es una mezcla de radiaciones de longitudes de onda entre 200 y 4000 nm, que se distingue entre radiación ultravioleta, luz visible y radiación infrarroja.

La energía solar que en un año llega a la tierra a través de la atmósfera es de tan sólo aproximadamente 1/3 de la energía total interceptada por la tierra fuera de la atmósfera y, de ella, el 70% cae en los mares.

Sin embargo, la energía que queda, de $1,5 \cdot 10^{17}$ kWh, que en un año cae sobre la tierra firme, es igual a varios miles de veces el consumo total energético mundial actual.

La radiación solar (flujo solar o densidad de potencia de la radiación solar) recogida *fuera de la atmósfera* sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como *constante solar* y es igual a 1353 W/m^2 , variable durante el año un $\pm 3\%$ a causa de la elipticidad de la órbita terrestre.

En la figura siguiente se ve la evolución de la radiación solar, medida fuera de la atmósfera, durante un año:

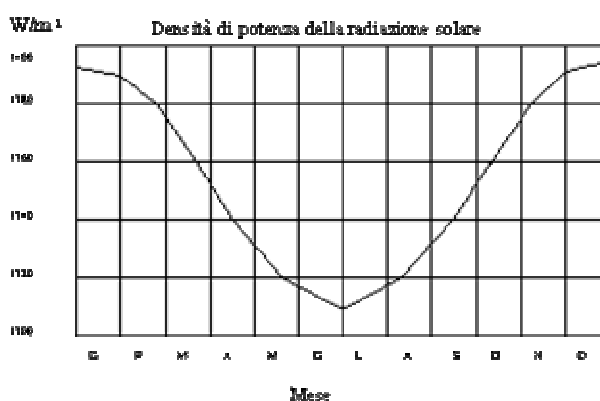


Figura 19. Evolución de la radiación solar

El valor máximo medido sobre la superficie terrestre es, en cambio, de aproximadamente 1000 W/m^2 , en condiciones óptimas de sol a mediodía y en un día de verano despejado.

La radiación solar que llega a la superficie terrestre puede ser *directa* o *dispersa*. Mientras la radiación directa incide sobre cualquier superficie con un único y preciso ángulo de incidencia, la dispersa cae en esa superficie con

varios ángulos. Es necesario recordar que cuando la radiación directa no puede dar a una superficie a causa de la presencia de un obstáculo, el área en sombra no se encuentra completamente a oscuras gracias a la contribución de la radiación dispersa. Esta observación tiene importancia técnica para los dispositivos fotovoltaicos, que pueden funcionar incluso solamente con radiación dispersa.

Una superficie inclinada puede recibir, además, la radiación reflejada por el terreno o por espejos de agua o por otras superficies horizontales, fenómeno conocido como *albedo*.

Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie dependen:

- **De las condiciones meteorológicas** (de hecho, en un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad; en un día despejado con clima seco predomina, en cambio, la componente directa, que puede llegar hasta el 90% [9] de la radiación total);
- **De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal** (una superficie horizontal recibe la máxima radiación dispersa -si no hay alrededor objetos a una altura superior a la de la superficie- y la mínima reflejada);
- **De la presencia de superficies reflectantes** (debido a que las superficies claras son las más reflectantes, la radiación reflejada aumenta en invierno por efecto de la nieve y disminuye en verano por efecto de la absorción de la hierba o del terreno).

En función del lugar, además, varía la relación entre la radiación dispersa y la total, ya que al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente dispersa y aumenta la componente reflejada. Por ello, la inclinación que permite maximizar la energía recogida puede ser diferente dependiendo del lugar.

La posición óptima, en la práctica, se obtiene cuando la superficie está orientada al sur, con ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar: la

orientación al sur, de hecho, maximiza la radiación solar captada recibida durante el día y si la inclinación es igual a la latitud hace que sean mínimas, durante el año, las variaciones de energía solar captadas debidas a la oscilación de 23.5° de la dirección de los rayos solares respecto a la perpendicular a la superficie de recogida.

Si llamamos I_D la radiación directa, I_s la dispersa y R al albedo, entonces resulta que la radiación solar total que cae sobre una superficie es:

$$I_T = I_D + I_s + R$$

[Energía solar fotovoltaica;
<http://www.ceu.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/2%20fotovoltaica.htm#1>. La radiación solar]

5.1.2. Irradiancia

Irradiancia es la densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en
KW/m².

El Sol, fuera de la atmósfera proporciona una irradiancia de 1367 W/m². Una vez atraviesa la atmósfera, debido a causas como la absorción, reflexión y dispersión, se pierde parte de esta irradiancia. De tal forma, que al nivel del mar, solo disponemos de un valor máximo medido sobre la superficie terrestre de aproximadamente 1000 W/ en condiciones óptimas de sol a mediodía y en un día de verano despejado.

5.1.3. Irradiación

Se trata de la energía en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en KWh/m^2 .

Dirección de incidencia de la irradiación solar:

El estudio de la dirección con la cual incide la irradiación solar sobre los cuerpos situados en la superficie terrestre, es de especial importancia cuando se desea conocer su comportamiento al ser reflejada. La dirección en que el rayo salga reflejado dependerá de la incidente.

Con tal fin se establece un modelo que distingue entre dos componentes de la irradiación incidente sobre un punto: la irradiación solar directa y la irradiación solar difusa.

- Irradiación Solar Directa es aquella que llega al cuerpo desde la dirección del Sol.
- Irradiación Solar Difusa es aquella cuya dirección ha sido modificada por diversas circunstancias (densidad atmosférica, partículas u objetos con los que choca, reemisiones de cuerpos, etc.). Por sus características esta luz se considera venida de todas direcciones. En un día nublado, por ejemplo, sólo tenemos radiación difusa.

La suma de ambas es la irradiación total (o global) incidente. La superficie del planeta está expuesta a la radiación proveniente del Sol. La tasa de irradiación depende en cada instante del ángulo que forman la normal a la superficie en el punto considerado y la dirección de incidencia de los rayos solares. Por supuesto, dada la lejanía del Sol respecto de nuestro planeta, podemos suponer, con muy buena aproximación, que los rayos del Sol inciden esencialmente paralelos sobre el planeta. No obstante, en cada punto del mismo, localmente considerado, la inclinación de la superficie respecto a dichos rayos depende de la latitud y de la hora del día para una cierta localización en longitud. Dicha inclinación puede definirse a través del ángulo

que forman el vector normal a la superficie en dicho punto y el vector paralelo a la dirección de incidencia de la radiación solar.

5.1.4. Rendimiento energético. Coeficiente de rendimiento

El coeficiente de rendimiento (en inglés performance ratio) es una magnitud, independiente del lugar de ubicación, de la calidad de una instalación fotovoltaica y, por ello, constituye a menudo también un factor de calidad. El coeficiente de rendimiento se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. De esta forma indica qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas (p. ej. Debido a pérdidas térmicas y a pérdidas por cableado) y el consumo propio para la operación.

Cuanto más cercano al 100 % sea el valor del coeficiente de rendimiento calculado para una instalación fotovoltaica, de forma más efectiva trabajará esta instalación fotovoltaica. No obstante, no es posible alcanzar un valor real del 100 % puesto que durante la operación de la instalación fotovoltaica se producen siempre pérdidas inevitables (p. ej. pérdidas térmicas por el calentamiento de los módulos fotovoltaicos). Sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas eficientes alcanzan un coeficiente de rendimiento de hasta el 80 %.

5.1.5. Horas equivalentes de Sol (HES).

Son los kilovatios hora producidos al año por cada kilovatio pico instalado. También representa el número de horas al año que funcionará la instalación suponiendo unas condiciones estándar de medida.

5.1.6. Condiciones estándar de medida (C.E.M)

Irradiación ----- 1000W/m^2

Distribución espectral ----- AM 1.5

Incidencia ----- Normal

Temperatura de la célula ----- 25°C .

5.2. Estudio energético de la instalación

Tal y como indica el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a Red - IDAE, los datos climáticos deben de proceder de fuentes reconocidas. Bien Instituto Nacional de Meteorología (INM), bien organismo oficial reconocido.

5.2.1. Cálculo de irradiación anual esperada sobre superficie plana.

La energía producida por la instalación está en función de la irradiación y depende de la potencia y del rendimiento de la misma.

Para la realización del estudio energético se tomará en cuenta lo indicado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica del IDAE, apartado 7.

La estimación de la energía producida por un sistema FV se calculará para la localidad elegida.

La ciudad elegida es Almansa, provincia de Albacete.

En la siguiente imagen se muestran los niveles de radiación en España, donde se distingue la región elegida como Zona V

Según CTE: Zona 5: $> 5,0 \text{ kWh/m}^2$
 $> 18,0 \text{ MJ/m}^2$



Figura 20. Mapa de las cinco zonas climáticas de España

A CORUÑA	Arteixo	I	Petrer	IV	BARCELONA	Badalona	II	
	Carballo	I	San Vicente del Raspeig	V		Barbera del valles	II	
	A Coruña	I	Torreveja	V		Barcelona	II	
	Ferrol	I	Villajoyosa	IV		Castelldefels	II	
	Naron	I	Villena	IV		Cerdanyola del Valles	II	
	Oleiros	I	ALMERIA	Adra	V	Cornella de Llobregat	II	
	Riveira	I		Almeria	V	Gava	II	
	Santiago de compostela	I		El Ejido	V	Granollers	II	
				Roquetas de mar	V	L'Hospitalet de Llobregat	II	
ALAVA	Vitoria-Gasteiz	I	ASTURIAS	Aviles	I	Igualada	II	
ALBACETE	Albacete	V		Castrillon	I	Manresa	II	
	→ Almansa	V		Gijón	I	El Masnou	II	
	Hellin	V		Langreo	I	Mataro	II	
	Villarrobledo	IV	Mieres	I	Mollet del Valles	II		
ALICANTE	Alcoy	IV		Oviedo	I	Montcada i	II	
	Alicante	V		San Martín del rey Aurelio Siero	I	El Prat de Llobregat	II	
	Benidorm	IV	AVILA	Ávila	IV	Premia de mar	II	
	Crevillent	V		BADAJOZ	Almendralejo	V	Ripollet	II
	Denia	IV			Badajoz	V	Rubi	II
	Elche	V			Don Benito	V	Sabadell	II
	Elda	IV	Mérida		V	Sant Adria de Besos	II	
	Ibi	IV		Villanueva de la Serena	V			
	Javea	IV						
	Novelda	IV						
	Orihuela	IV						

Tabla 10. Zonas Climáticas

Coordenadas geográficas de la provincia a estudiar:

Almansa: 38.52 N 1.06 O

Los datos de partida de la instalación son los siguientes:

Estructura fija de paneles con una inclinación de 30° y orientados al sur:

$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 0^\circ$ = azimut = desviación con respecto al Sur

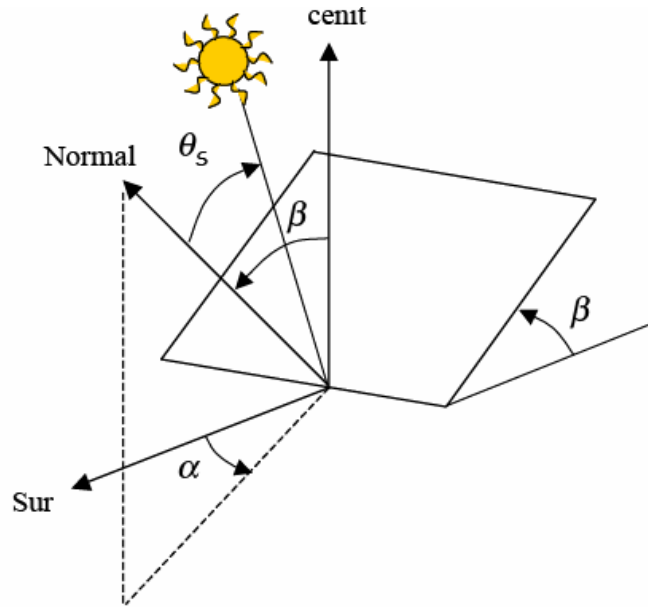


Figura 21. Esquema de posición de paneles fotovoltaicos

Para la estimación de los valores de funcionamiento de un SF es necesario conocer la irradiancia global incidente sobre la superficie del generador correspondiente a una determinada escala temporal.

El Año Meteorológico Típico (AMT) recoge los distintos valores horarios de irradiación global horizontal y temperatura ambiente obtenidos a lo largo de un año hipotético constituido por una sucesión de doce meses pertenecientes a un conjunto de años reales.

Cálculos y tablas:

Irradiancia diaria de la provincia de Albacete													
inclinación	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total/año
0	7.236	10.638	12.360	17.556	19.636	22.136	23.892	20.960	16.330	11.520	6.778	5.806	5.325.574
10	8.718	12.236	13.358	18.200	19.840	22.112	23.996	21.530	17.510	12.974	7.920	7.066	5.646.810
15	9.390	12.934	13.752	18.412	19.782	21.916	23.846	21.688	17.954	13.592	8.432	7.638	5.763.900
20	10.002	13.554	14.070	18.524	19.630	21.600	23.556	21.718	18.290	14.132	8.896	8.168	5.848.368
25	10.558	14.098	14.312	18.534	19.392	21.194	23.188	21.626	18.526	14.588	9.304	8.646	5.903.094
30	11.050	14.552	14.472	18.438	19.050	20.694	22.692	21.412	18.654	14.962	9.662	9.078	5.925.092
35	11.474	14.920	14.548	18.244	18.604	20.084	22.072	21.074	18.672	15.244	9.964	9.450	5.913.126
40	11.830	15.202	14.546	17.948	18.064	19.368	21.330	20.618	18.584	15.436	10.204	9.770	5.868.190
45	12.110	15.384	14.462	17.552	17.426	18.550	20.464	20.046	18.388	15.536	10.386	10.030	5.789.326
50	12.314	15.476	14.296	17.064	16.700	17.636	19.496	19.362	18.082	15.542	10.508	10.224	5.677.982
55	12.444	15.472	14.052	16.480	15.890	16.634	18.422	18.572	17.676	15.456	10.564	10.356	5.534.788
60	12.496	15.372	13.732	15.810	15.004	15.616	17.296	17.682	17.168	15.276	10.556	10.426	5.364.188
65	12.468	15.180	13.332	15.058	14.096	14.538	16.122	16.698	16.560	15.004	10.486	10.424	5.166.764
70	12.362	14.898	12.862	14.230	13.126	13.400	14.878	15.650	15.864	14.642	10.352	10.364	4.942.928
75	12.178	14.522	12.324	13.334	12.098	12.198	13.562	14.552	15.080	14.196	10.158	10.238	4.693.304
80	11.920	14.058	11.720	12.388	11.022	10.958	12.192	13.382	14.214	13.666	9.900	10.048	4.419.874
85	11.590	13.510	11.056	11.400	9.906	9.784	10.812	12.154	13.276	13.060	9.588	9.796	4.129.314
90	11.184	12.884	10.338	10.358	8.818	8.608	9.506	10.874	12.272	12.376	9.218	9.484	3.824.412

Tabla 11. Radiación solar sobre superficies inclinadas. Ministerio de Industria y Energía

Irradancia sobre el campo solar				
Provincia: Albacete				
Inclinación: 30				
Orientación 180°				
	Días	kJul/m^2	$\text{kWh/m}^2\text{dia}$	$\text{kWh/m}^2\text{ mes}$
Enero	31	11.050	3,07	95,15
Febrero	28	14.552	4,04	113,18
Marzo	31	14.472	4,02	124,62
Abril	30	18.438	5,12	153,65
Mayo	31	19.050	5,29	164,04
Junio	30	20.694	5,75	172,45
Julio	31	22.692	6,30	195,40
Agosto	31	21.412	5,95	184,38
Septiembre	30	18.654	5,18	155,45
Octubre	31	14.962	4,16	128,84
Noviembre	30	9.662	2,68	80,52
Diciembre	31	9.078	2,52	78,17
TOTAL	365	5.925.092		1645,85

Tabla 12. Cálculo de la Irradiancia sobre el campo solar

Energía producida por el sistema

Almansa

Inclinación del campo solar 30° con una orientación de 180°

Potencia Pico del campo solar: 54.000 Wp

Rendimiento Global 76,1%, pérdidas del 23,9%

	Irradiación diaria	Irradiación mensual	Energía producida al día	Perdidas	Energía útil generada al día	Energía útil generada al mes
	kWh/m ² día	kWh/m ² mes	Wh/día	Wh/día	Wh/día	kWh/mes
Enero	3,07	95,15	165.750	39.548	126.202	3.912,3
Febrero	4,04	113,18	218.280	52.082	166.198	4.653,6
Marzo	4,02	124,62	217.080	51.795	165.285	5.123,8
Abril	5,12	153,65	276.570	65.990	210.580	6.217,4
Mayo	5,29	164,04	285.750	68.180	217.570	6.744,7
Junio	5,75	172,45	310.410	74.064	236.346	7.090,4
Julio	6,30	195,40	340.380	81.215	259.165	8.034,1
Agosto	5,95	184,38	321.180	76.634	244.546	7.580,9
Septiembre	5,18	155,45	279.810	66.763	213.047	6.391,4
Octubre	4,16	128,84	224.430	53.549	170.881	5.297,3
Noviembre	2,68	80,52	144.930	34.580	110.350	3.310,5
Diciembre	2,52	78,17	136.170	32.490	103.680	3.310,5
TOTAL		1645,85 kWh/m ²	62.213 kW	11.821 kW		67670 kWh

Tabla 13. Cálculo de la energía producida por el sistema

Reducción de contaminantes:

	CO ₂	SO ₂	NOX
	Kg/mes	gr/mes	gr/mes
Enero	2.347,4	5.203,3	6.553,5
Febrero	2.792,1	6.189,2	7.771,4
Marzo	3.074,3	6.814,7	8.556,8
Abril	3.790,4	8.402,2	10.550,1
Mayo	4.046,8	8.970,4	11.263,6
Junio	4.254,2	9.430,2	11.840,9
Julio	4.820,5	10.685,4	13.417,0
Agosto	4.548,6	10.082,7	12.660,2
Septiembre	3.834,9	8.500,6	10.673,7
Octubre	3.178,4	7.046,4	8.846,5
Noviembre	1.986,3	4.403,0	5.528,5
Diciembre	1.928,4	4.274,7	5.367,5
TOTAL	40.602,3	90.001,7	113.009,7

Tabla 14. Cálculo Reducción de contaminantes por sustitución de combustibles fósiles

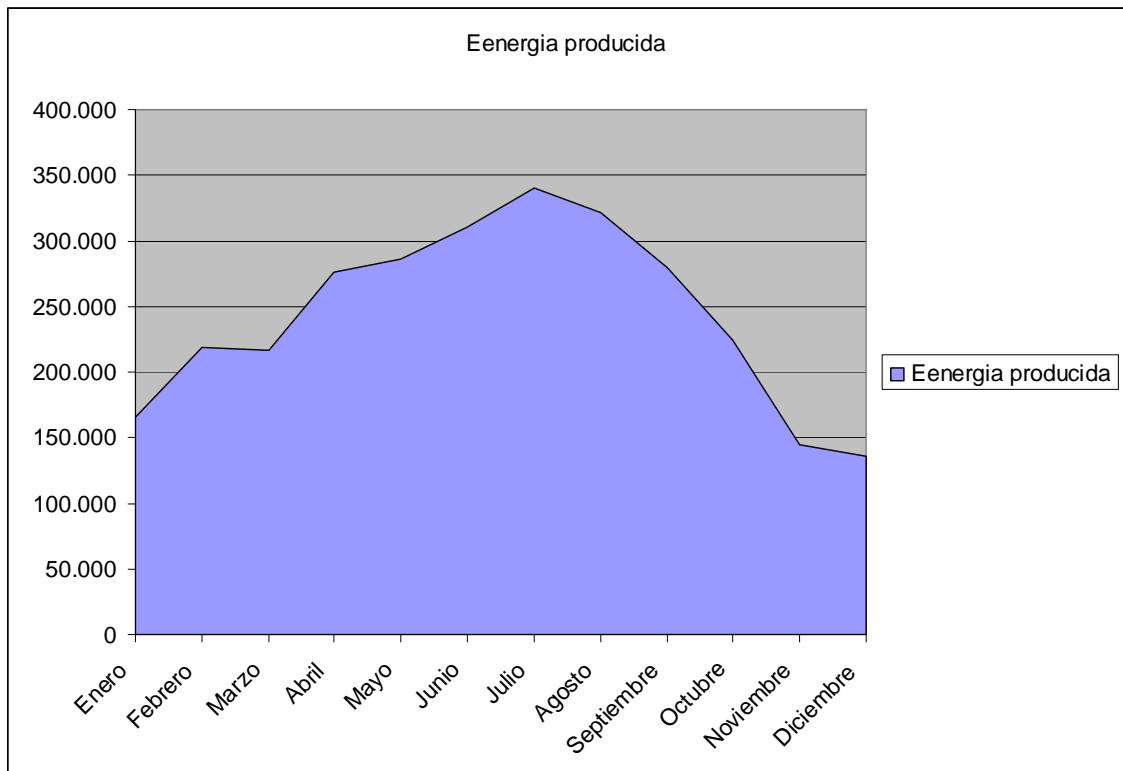


Grafico 1. Energía producida por el sistema en Wh/día

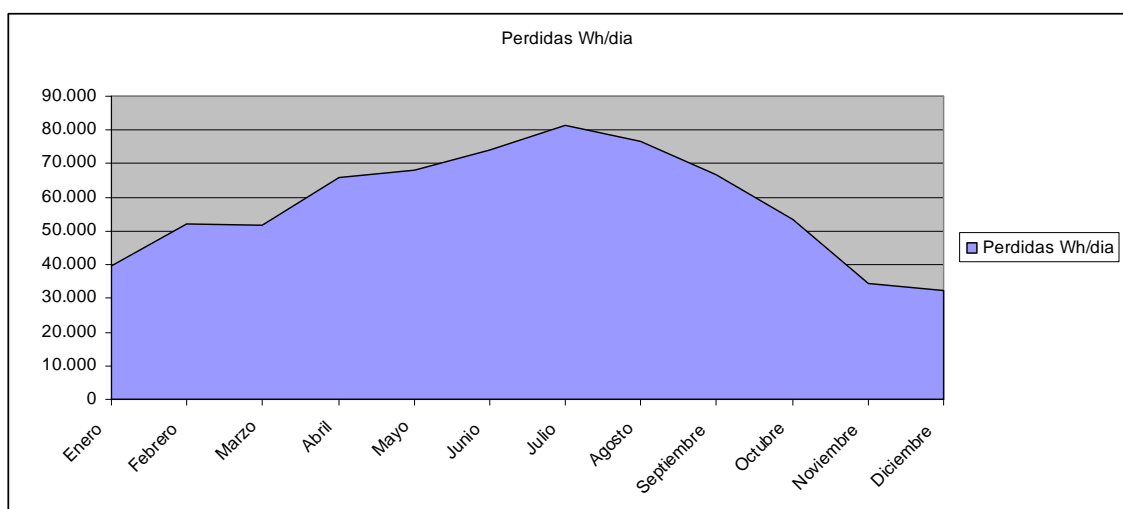


Grafico 2. Perdidas de Energía del sistema en Wh/día.

6. JUSTIFICACIÓN DE CALCULOS

6.1 Tensión nominal y caída de tensión máxima admisible.

Circuito de corriente alterna

En el circuito de corriente alterna, consideramos las tensiones nominales normalizadas de 400 V entre fases y de 230 V entre fase y neutro.

Respecto a la línea de acometida, la máxima caída de tensión admisible, será la que la Empresa distribuidora tenga establecida dentro de los límites establecidos por el vigente Reglamento, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica.

Respecto a la línea general de alimentación, la máxima caída de tensión admisible será del 1,0%.

Respecto a la derivación individual, la máxima caída de tensión admisible, será del 0,5%.

La caída de tensión máxima admisible será, para el caso de derivaciones individuales en suministros para un único usuario en que no existe línea general de alimentación, del 1,5%.

Respecto a las instalaciones interiores, la máxima caída de tensión admisible, será del 3% para el alumbrado y del 5% para los restantes usos.

En la instalación que nos ocupa, consideramos una caída máxima de tensión admisible no superior al 1,5%,

Circuito de corriente continua

En el circuito de corriente continua, la tensión de trabajo, vendrá dada por las necesidades de funcionamiento del inversor, el cual cuenta con un rango de tensiones mínimas para su entrada en servicio. En el caso del equipo objeto del proyecto, estos rangos de tensión están situados entre:

- Tensión mínima de arranque: 125 V.
- Tensión máxima en Vcc: 450 V.

Por cuestiones de agrupación de paneles, se ha elegido configurar bloques de 20 paneles, los captadores previstos cuentan con las siguientes características:

- Paneles marca: ISOFOTON I-150S/12
- Número de paneles: 360
- Potencia pico del panel: 150 Wp
- Tensión punto máxima potencia: 17,3 V
- Tensión de circuito abierto: 21,6 V
- Corriente punto de máxima potencia: 8,70 A
- Corriente de cortocircuito: 9,30 A

Las agrupaciones están compuestas por 2 conjuntos en paralelo de 20 paneles cada una, consecuentemente, considerando que las intensidades unitarias que soportará cada línea serán:

Agrupación de 2 conjuntos

- Corriente punto de máxima potencia: 17,40 A
- Corriente de cortocircuito: 18,60 A
- Tensión punto máxima producción: 346,0 V
- Tensión circuito abierto: 432,0 V
- Intensidad de elemento de protección: 20 A
- Tipo de corriente: C.C.

En el circuito de continua estableceremos una caída de tensión no superior al 1,5 %.

6.2 Fórmulas utilizadas

Circuito de corriente alterna

CALCULO CAÍDAS DE TENSIÓN E INTENSIDAD DE CORRIENTE

Sistema Trifásico

$$I = \frac{P_c}{1,732 \times U \times \cos \varphi} \quad \text{Amperios (A)}$$

$$E = \frac{L \times P_c}{K \times U \times n \times S \times R} \quad \text{Voltios (V)}$$

Sistema Monofásico

$$I = \frac{P_c}{U \times \cos \varphi} \quad \text{Amperios (A)}$$

$$E = \frac{2 \times L \times P_c}{K \times U \times n \times S \times R \times \cos \varphi} \quad \text{Voltios (V)}$$

En donde:

Pe = Potencia de Cálculo en Vatios.

L = Longitud de Cálculo en metros.

E =Caída de tensión en Voltios.

k = Conductividad. Cobre 56. Aluminio 35.

I = Intensidad en Amperios.

U = Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica ó Monofásica).

S = Sección del conductor en mm²

Cosφ = Coseno de φ. Factor de potencia.

n = n°de conductores por fase.

Circuito de corriente continua.

$$I = \frac{P_c}{U} \text{ Amperios (A)}$$

$$S = \frac{2 \times L \times I}{p (V_a - V_b)} = \frac{2 \times L \times I}{56 (V_a - V_b)}$$

Siendo,

L = La longitud de la conducción

I = La intensidad

p = Resistividad específica de los conductos,

(V_a-V_b) = caída de tensión máxima admisible.

6.3 Potencias

Se ha previsto la instalación de un campo solar compuesto por:

- Número de paneles: 360
- Potencia pico del panel: 150 Wp

Consecuentemente la potencia máxima en watios/pico de la instalación será de:

$$\text{Potencia panel} \times \text{n}^\circ \text{ paneles} = 360 \text{ Wp} \times 150 = 54.000 \text{ Wp}$$

Distribución de la potencia:

Inversores de 1 a 9 5.400 W (2 grupos en paralelo de 20 paneles en serie)

2 líneas por cada inversor en paralelo

Cada línea 3.000 W (20 paneles x 150 W)

6.4 Cálculos eléctricos.

Calculo de secciones de los conductores y diámetros de los tubos de canalización a utilizar.

Cálculo de la LINEA DE ENLACE ENTRE PANELES.

- Tensión en servicio max: 346,0 V.
- Canalización: Superficie intemperie
- Longitud: 21,6 m
- Potencia a instalar: 150 W x 20 = 3.000 W
- Intensidad en servicio max: 8,70 A.
- Intensidad en ce.: 9,30 A

Se eligen conductores 4mm² Cu Aislamiento, Nivel Aislamiento: XLPE, 0.6/1 Kv
I.ad.a 40°C (Fc=1) 49 A. según ITC-BT-19

Caída de tensión:

$$E(\text{parcial}) = \frac{2 \times L \times P_c}{K \times U \times n \times S} = \frac{2 \times 21,6 \times 3000}{56 \times 346 \times 4} = 1,67 \text{ V} = 0,48 \%$$

Cálculo de la LINEA desde cada INVERSOR AL CUADRO GENERAL.

Líneas 1 a 9

Tensión en servicio max: 346,0 V. Canalización: Enterrada Potencia a instalar:
= 6.000 W

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc (m)	Sección (mm ²)	I.Cálculo (A)	I.Admi. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)
LINEA 1	6000	49	2x10+TTx10Cu	21.68	94.08	0.91	1.44
LINEA 2	6000	30	2x10+TTx10Cu	21.68	94.08	0.56	1.09
LINEA 3	6000	35	2x10+TTx10Cu	21.68	94.08	0.65	1.18
LINEA 4	6000	34	2x10+TTx10Cu	21.68	94.08	0.63	1.16
LINEA 5	6000	25	2x10+TTx10Cu	21.68	94.08	0.47	1
LINEA 6	6000	4	2x10+TTx10Cu	21.68	94.08	0.07	0.6
LINEA 7	6000	26	2x10+TTx10Cu	21.68	94.08	0.48	1.01
LINEA 8	6000	39	2x10+TTx10Cu	21.68	94.08	0.73	1.26
LINEA 9	6000	47	2x10+TTx10Cu	21.68	94.08	0.88	1.41

Cortocircuito									
Denominación	Longitud (m)	Sección (mm ²)	I _{pecI} (kA)	P de C (kA)	I _{pecF} (A)	t _{mceic} (sg)	t _{fice} (sg)	L _{máx} (m)	Curvas válidas
LINEA 1	49	2x10+TTx10Cu	5.81	6	1015.12	1.77			38;B,C,D
LINEA 2	30	2x10+TTx10Cu	5.81	6	1446.39	0.87			38;B,C,D
LINEA 3	35	2x10+TTx10Cu	5.81	6	1300.99	1.08			38;B,C,D
LINEA 4	34	2x10+TTx10Cu	5.81	6	1327.69	1.03			38;B,C,D
LINEA 5	25	2x10+TTx10Cu	5.81	6	1628.26	0.69			38;B,C,D
LINEA 6	4	2x10+TTx10Cu	5.81	6	3437.63	0.15			38;B,C,D
LINEA 7	26	2x10+TTx10Cu	5.81	6	1588.33	0.72			38;B,C,D
LINEA 8	39	2x10+TTx10Cu	5.81	6	1204.13	1.26			38;B,C,D
LINEA 9	47	2x10+TTx10Cu	5.81	6	1048.02	1.66			38;B,C,D

Cálculo de la LINEA desde C.A entre INVERSORES y EL EQUIPO DE MEDIDA/CGP

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B-Unip. ENTERRADO
- Potencia a instalar: 54.000 W.
- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: Enterrados Bajo Tubo (R.Subt)
- Longitud: 40 m; Cos ϕ : 0.8; $X_u(m \Omega /m)$: 0;
- Potencia a instalar: 54000 W.
- Potencia de cálculo:

54000 W.(Coef. de Simult: 1)

$$I=54000/1,732 \times 400 \times 0.8= 97.43 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x50+TTx25mm²Cu

Aislamiento, Nivel Aislamiento: RZI-K(AS) - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -

I.ad. a 25°C (Fc=0.8) 184 A. según ITC-BT-07

Diámetro exterior tubo: 160mm.

Caída de tensión: Temperatura cable (°C): 43.23

$e(\text{parcial}) = 40 \times 54000 / 50.92 \times 400 \times 50 = 2.12 \text{ V} = 0.53 \%$

$e(\text{total}) = 0.53\% \text{ ADMIS (1\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Aut/Tet. In.: 100 A. Térmico reg. Int.Reg.: 100 A.

Protección diferencial:

Relé y Transfor. Diferencial Sens.: 300 mA.

Resumen de cálculo de secciones de los conductores de diámetros de los tubos.

Tras aplicar las fórmulas y procesos anteriormente explicados, se ha llegado al siguiente resumen:

Cuadro General de Mando y protección.

Línea	P. Cálculo (W)	Dist. Cálc.(m)	Sección (mm ²)	Cálculo (A)	C.T. Parc. %	C.Total %
Línea 1	6.000	49	2x10	21.68	0,91	1,44
Línea 2	6.000	30	2x10	21.68	0,56	1,09
Línea 3	6.000	35	2x10	21.68	0,65	1,18
Línea 4	6.000	34	2x10	21.68	0,63	1,16
Línea 5	6.000	25	2x10	21.68	0,47	1,00
Línea 6	6.000	4	2x10	21.68	0,07	0,60
Línea 7	6.000	26	2x10	21.68	0,48	1,01
Línea 8	6.000	39	2x10	21.68	0,73	1,26
Línea 9	6.000	47	2x10	21.68	0,88	1,41
Línea CA	54.000	40	4x50	97,43	0,53	0,53

Tabla 15. Cuadro general de mando y protección

Intensidades de cortocircuito.

Líneas generales:

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado. El dispositivo de protección podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omipolar con curva térmica de corte, o por cortocircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas.

La norma UNE 20.460 -4-43 recoge todos los aspectos requeridos para los dispositivos de protección. La norma UNE 20.460 -4-473 define la aplicación de las medidas de protección expuestas en la norma UNE 20.460 -4-43 según sea por causa de sobrecargas o cortocircuito, señalando en cada caso su emplazamiento u omisión.

Líneas derivadas

Las protecciones de los circuitos derivados frente a sobrecargas, se efectuarán mediante los interruptores automáticos magnetotérmicos de que consta cada circuito y cuyas intensidades quedan reflejadas en el esquema eléctrico unifilar correspondiente.

Cortocircuitos.

Líneas generales

En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su conexión. Se admite, no obstante, que cuando se trate de circuitos derivados de uno principal, cada uno de estos circuitos derivados disponga de protección contra sobrecargas, mientras que un solo dispositivo general pueda asegurar la protección contra cortocircuitos los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte omipolar.

Sobretensiones

Categorías de las sobretensiones.

Las categorías indican los valores de tensión soportada a la onda de choque de sobretensión que deben de tener los equipos, determinando, a su vez, el valor límite máximo de tensión residual que deben permitir los diferentes dispositivos de protección de cada zona para evitar el posible daño de dichos equipos.

Se distinguen 4 categorías diferentes, indicando en cada caso el nivel de tensión soportada a impulsos, en kV, según la tensión nominal de la instalación.

Tensión nominal instalación		Tensión soportada a impulso 1,2/50(kV)			
Sistemas III	Sistemas II	Categoría IV	Categoría III	Categoría II	Categoría I
230/400	230	6	4	2,5	1,5
400/690		8	6	4	2, 5
1000					

Tabla 16. Categorías de sobretensiones con el nivel de tensión soportado

Categoría I

Se aplica a los equipos muy sensibles a las sobretensiones y que están destinados a ser conectados a la instalación eléctrica fija (ordenadores, equipos electrónicos muy sensibles, etc). En este caso, las medidas de protección se toman fuera de los equipos a proteger, ya sea en la instalación fija, o entre la instalación fija y los equipos, con objeto de limitar las sobretensiones a un nivel específico.

Categoría II

Se aplica a los equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija (electrodomésticos, herramientas portátiles y otros equipos similares).

Categoría III

Se aplica a los equipos y materiales que forman parte de la instalación eléctrica fija y a otros equipos para los cuales se requiere un alto nivel de fiabilidad (armarios de distribución, embarrados, paramenta: interruptores, seccionadores, tomas de corriente, etc, canalizaciones y sus accesorios: cables, caja de derivación, etc, motores con conexión eléctrica fija: ascensores, máquinas industriales, etc.)

:

Categoría IV

Se aplica a los equipos y materiales que se conectan en el origen o muy próximos al origen de la instalación, aguas arriba del cuadro de distribución (contadores de energía, aparatos de telemedida, equipos principales de protección contra sobreintensidades, etc.)

MEDIDAS PARA EL CONTROL DE LAS SOBRETENSIONES.

Se pueden presentar dos situaciones diferentes:

- Situación natural: cuando no es preciso la protección contra las sobretensiones transitorias, pues se prevé un bajo riesgo de sobretensiones en la instalación (debido a que está alimentada por una red subterránea en su totalidad). En este caso se considera suficiente la resistencia a las sobretensiones de los equipos indicada en la tabla de categorías, y no se requiere ninguna protección suplementaria contra las sobretensiones transitorias.
- Situación controlada: cuando es preciso la protección contra las sobretensiones transitorias en el origen de la instalación, pues la instalación se alimenta por, o incluye, una línea aérea con conductores desnudos o aislados.

También se considera situación controlada aquella situación natural en que es conveniente incluir dispositivos de protección para una mayor seguridad (continuidad de servicio, valor económico de los equipos, pérdidas irreparables, etc).

Los dispositivos de protección contra sobretensiones de origen atmosférico deben seleccionarse de forma que su nivel de protección sea inferior a la tensión soportada a impulso de la categoría de los equipos y materiales que se prevé que se vayan a instalar.

Los descargadores se conectarán entre cada uno de los conductores, incluyendo el neutro o compensador y la tierra de la instalación.

SELECCIÓN DE LOS MATERIALES EN LA INSTALACIÓN

Los equipos y materiales deben escogerse de manera que su tensión soportada a impulsos no sea inferior a la tensión soportada prescrita en la tabla anterior, según su categoría.

Los equipos y materiales que tengan una tensión soportada a impulsos inferior a J_a indicada en la tabla, se pueden utilizar, no obstante:

- En situación natural, cuando el riesgo sea aceptable.
- En situación controlada, si la protección contra las sobretensiones es adecuada

6.5 Cálculos del sistema de protección contra contactos indirectos.

Circuito de corriente alterna

La protección contra contactos indirectos en la zona de C.A., se conseguirá mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador debe ponerse a tierra.

Se cumplirá la siguiente condición: $R_a \times I_a < U$

Donde:

R_a = es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masa.

I_a = es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada. U = es la tensión de contacto límite convencional (50 ó 24 V).

El sistema de protección contra contactos indirectos adoptado es el de puesta a tierra de las masas y empleo de interruptores diferenciales de alta sensibilidad, dicha sensibilidad es de 30 mA. Para líneas de alumbrado y de 30 mA. Para fuera motriz y otros usos, y cuyas intensidades quedan reflejadas en el esquema unifilar correspondiente.

Circuito de Corriente Continua

La protección contra contactos indirectos en la zona de C.C., se conseguirá mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra.

En la instalación objeto de proyecto, el sistema de protección contra contactos indirectos adoptado es la puesta a tierra de las masas, que en coordinación con los elementos auxiliares adecuados, (contactores y relés), realizará la desconexión de la instalación.

6.6 Cálculo de la puesta a tierra

Para el dimensionado de la puesta a tierra, consideramos en primer lugar, los datos siguientes:

- Naturaleza.
- Longitud de la conducción enterrada (si la hubiera),
- Pararrayos.
- Tensión máxima de contacto.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

En nuestro caso, disponemos de las siguientes características:

- Terreno que se estima sobre los 300 Ohmios/metro.
- Dispone de conducción enterrada.
- Cualquier masa no dará lugar a tensiones de contacto superiores (emplazamiento conductor) y 50 V. (demás casos).
-

Para el dimensionado, utilizaremos las siguientes expresiones:

- Para conductor cerrado: ($R = 2 P/L$)
- Para pica vertical: ($R = P/L$)
- Para la placa horizontal: ($R = 0'8 K/Q$)

Siendo,

R = Resistencia de tierra (Ohmios).

P = Resistividad del terreno (Ohmios x metro)

L = Longitud (metros)

Q = Perímetro de las placas

Considerando:

M. conductor de Cu desnudo 35 mm² 80 m.

Picas verticales de cobre 14 mm 5 picas de 2 m.

Placas horizontales de 1 m/lado 5

Con lo que se obtendrá una Resistencia de tierra de 7'50 ohmios.

Los conductores de protección, se calcularon adecuadamente y según la ITC-BT-18, en el apartado del cálculo de circuitos.

Así mismo cabe señalar que la línea principal de tierra no será inferior a 16 mm^2 en Cu, y la línea de enlace con tierra, no será inferior a 25 mm^2 en Cu.

6.7 Cálculo de la radiación solar y de la producción del sistema fotovoltaico.

Calculo óptimo de la producción

Por la latitud en la que nos encontramos el ángulo optimo de inclinación de paneles para instalaciones fijas es de 30°, no obstante se proyectan seguidores solares.

Producción de energía prevista.

	Irradicación diaria	Irradiación mensual	Energía producida al día	Perdidas	Energía útil generada al día	Energía útil generada al mes
	kWh/m ² día	kWh/m ² mes	Wh/día	Wh/día	Wh/día	kWh/mes
Enero	3,07	95,15	165.750	39.548	126.202	3.912,3
Febrero	4,04	113,18	218.280	52.082	166.198	4.653,6
Marzo	4,02	124,62	217.080	51.795	165.285	5.123,8
Abril	5,12	153,65	276.570	65.990	210.580	6.217,4
Mayo	5,29	164,04	285.750	68.180	217.570	6.744,7
Junio	5,75	172,45	310.410	74.064	236.346	7.090,4
Julio	6,30	195,40	340.380	81.215	259.165	8.034,1
Agosto	5,95	184,38	321.180	76.634	244.546	7.580,9
Septiembre	5,18	155,45	279.810	66.763	213.047	6.391,4
Octubre	4,16	128,84	224.430	53.549	170.881	5.297,3
Noviembre	2,68	80,52	144.930	34.580	110.350	3.310,5
Diciembre	2,52	78,17	136.170	32.490	103.680	3.310,5
TOTAL		1645,85 kWh/m ²	62.213 kW	11.821 kW		67670 kWh

Tabla 13. Cálculo de la energía producida por el sistema

6.8 Pérdidas de radiación solar por sombras.

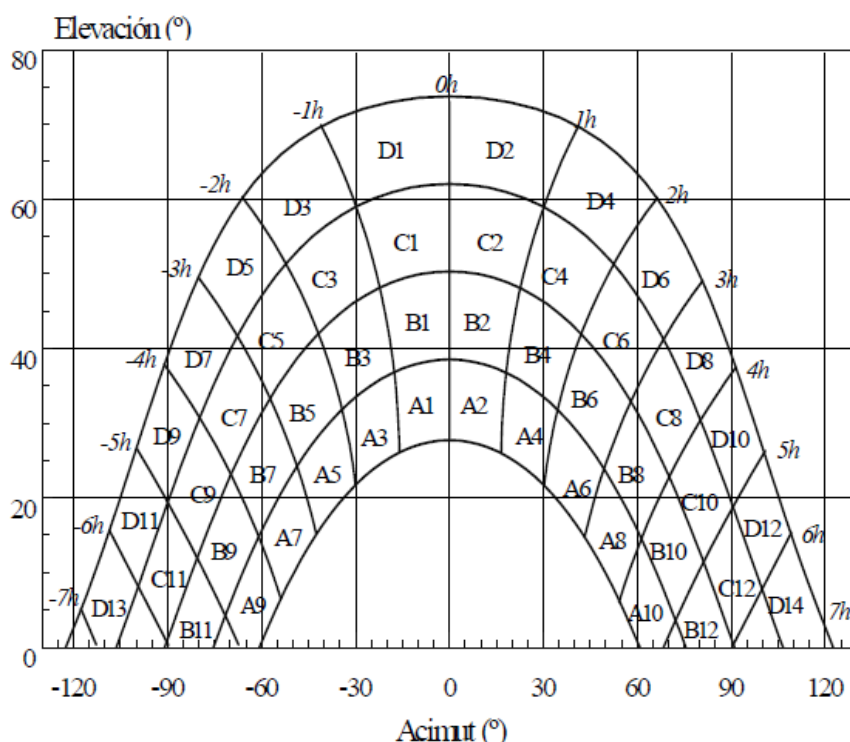


Figura 22. Diagrama de trayectorias del sol

La distancia de medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

$$d = h \times k$$

Donde $1 / \tan (61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k . el valor de k para esta latitud (39°) es de 2.475,

Para un valor determinado de $h = 0.32$ m, obtenemos un d mínimo de:

$$d = 4.00 \times 2.475$$

$$d = 9.90 \text{ m, inferior a lo proyectado } 10 \text{ m}$$

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d , muestra la siguiente figura.

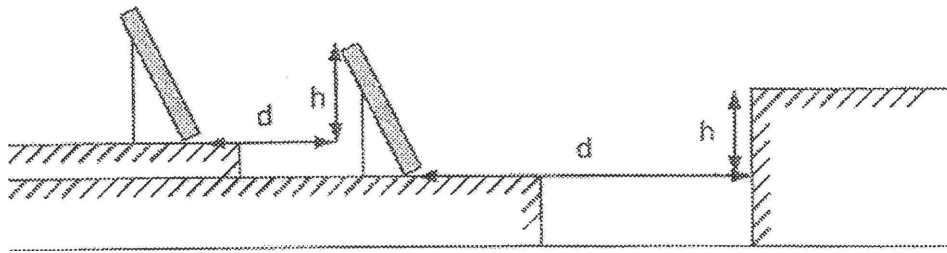


Figura 23. Distancias entre módulos solares

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

Introducción

- El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto.

	Orientación Inclinación (OI)	Sombras (S)	Totala (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 17. Límites en la orientación e inclinación de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles

- Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

Ángulo de inclinación β , definido con el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.

Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

-Angulo de **inclinación** (β)

-Angulo de **acimut** (α)

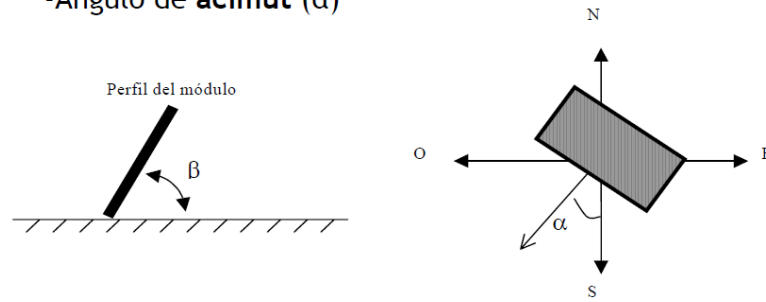


Figura 24. Ángulos de orientación

6.9 Perdidas por orientación e inclinación del generador.

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las perdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida.

Según figura.

Inclinación máxima: 55°

Inclinación mínima: 7°

Corregimos para la latitud del lugar.

Inclinación máxima: Inclinación máxima - $(41^\circ - \text{latitud})$

Inclinación máxima: $55 - (41 - 39) = 53^\circ$

Inclinación mínima: Inclinación mínima - $(41^\circ - \text{latitud})$

Inclinación mínima: $7 - (41 - 39) = 5^\circ$

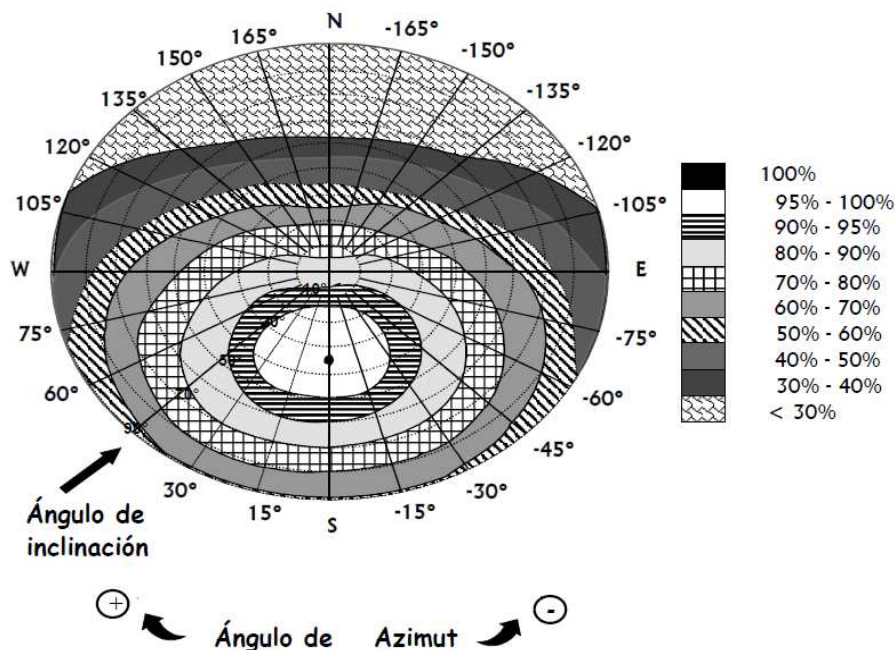


Figura 25. Perdidas pro orientación e inclinación

No obstante se proyecta una instalación con seguidor solar, siendo en todo caso en cualquier instante es ángulo óptimo para la mayor potencia de captación.

7. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

7.1 Relación de concesiones, licencias y permisos / Tramitación requerida por una instalación FV conectada a red

Para la instalación de un sistema FV y para poder evacuar en la red la energía producida, se deben tener en cuenta una serie de condiciones, licencias y permisos que son necesarios para el desarrollo de un proyecto:

- Conformidad con el punto de conexión (IBERDROLA S.A, ENDESA...)
- Autorización administrativa y aprobación del proyecto
- Inscripción en el registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en Régimen especial (Ministerio de Industria)
- Informe urbanístico favorable (Ayuntamiento)
- Licencia de obras (Ayuntamiento)
- Licencia de Instalación (Ayuntamiento)
- Boletín Instalador (Industria)

A parte de éstos, también se exigen los siguientes trámites fiscales:

- 1- Alta en el IAE. Se efectúa en el Ayuntamiento y es necesario para reconocer las facturas y solicitar la devolución del IVA.
- 2- Alta declaración censal simplificada. Darse de alta en Hacienda rellenando el modelo 037. Es el indicado para el inicio de una actividad económica por una persona física.
- 3- Pagos iniciales al instalador. Se refiere a las facturas posteriores al alta de declaración censal para evitar los posibles problemas con las devoluciones del IVA.

7.2 Legislación

LEY DEL SECTOR ELECTRICO, 54/1997 DE 27 DE NOVIEMBRE

Principal Objetivo:

- Liberalización del mercado eléctrico.

Establece

- Un régimen especial para las EE.RR (< 50 MW)
- Garantía de acceso a la red eléctrica.
- Posibilidad de una prima por encima del 90% del precio medio de la electricidad para la energía solar fotovoltaica

Introduce

- Objetivo para las EE.RR.: 12 % en 2010.
- Plan de fomento de las energías renovables, revisado por el plan de energías renovables 2005-2010.

REAL DECRETO 1663/2000, DE 30 DE SEPTIEMBRE

- Establece las condiciones técnicas y administrativas necesarias para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja
- Ámbito de aplicación: Instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión (<1 kV).
- Posibilidad de intervención de la administración competente.(Normalmente autonómica) En caso de no llegar a un acuerdo.

RESOLUCIÓN DE 31 DE MAYO DE 2001, DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLITICA ENERGÉTICA Y MINAS (BOE 21/06/01)

- Regulación del modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas del ámbito de aplicación del RD 1663/2000.

REAL DECRETO 436/2004, DE 12 DE MARZO

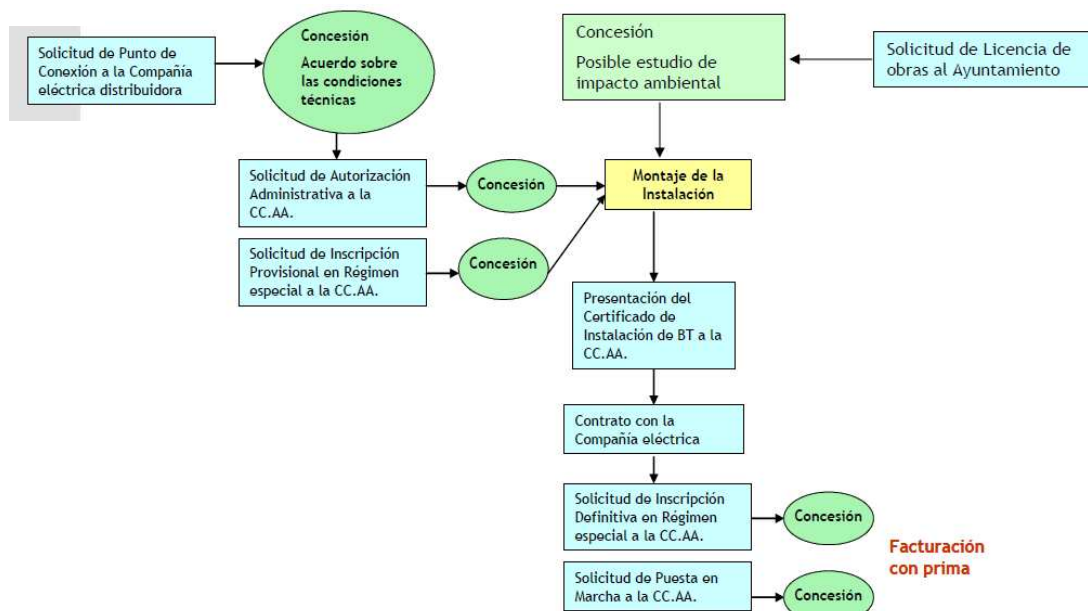
- Establece el procedimiento de inclusión en el régimen especial.
- Establece las tarifas, primas e incentivos para energías renovables, así como su revisión.

- Para los 25 primeros años 44,0381 €/kWh(en 2006) para potencias menores de 100 kW y 22,98 €/kWh(en 2006) para potencias mayores de 100kW(Caso venta a distribuidora con tarifa regulada)

ORDEN DE 5 DE SEPTIEMBRE DE 1985 (BOE 219, DE 12 DE SEPTIEMBRE DE 1985)

- Aplica en el caso de conexión de instalaciones a la red de alta tensión.

Procedimiento para instalación fotovoltaica conectada a red:



7.3 Ingresos anuales

“El Real decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, permite a cualquier persona o sociedad vender la energía producida a través de la instalación solar fotovoltaica y obliga a las Compañías Eléctricas a comprarla.”

La viabilidad técnica queda garantizada con un diseño adecuado de la instalación.

Para la viabilidad económica los ingresos de una instalación FV vienen dados por la venta de la energía producida por el generador FV, a la compañía suministradora.

Los ingresos por kWh de electricidad inyectado a la red están regulados por el R.D 661/2007 del 25 de Mayo y por el RD1578/2008 de 26 de Septiembre.

La entrada en vigor del RD 436 el 12 de marzo de 2004 supuso el lanzamiento de la energía solar fotovoltaica a gran escala en el sector de la generación de energía eléctrica en España. Este real decreto establecía un marco legal y económico duradero, que permitiría tanto a pequeñas y medianas empresas como a particulares, invertir en una energía limpia y renovable para alcanzar los objetivos definidos por el PER.

Este RD fue actualizado en el año 2007. En estos momentos las primas subvencionadas por la venta de energía a la red eléctrica están reguladas en el actual Real Decreto 661/2007 por el RD1578/2008 de 26 de Septiembre, los cuales regulan la producción de energía eléctrica en función del origen de la energía producida.

7.4 Estudio Económico.

La venta de energía fotovoltaica actualmente está regulada mediante normativas y ayudas para los productores de Energías Alternativas.

Un sistema fotovoltaico se demuestra rentable a partir del hecho de que la energía del sol es gratuita. El único coste es la inversión inicial, y el mantenimiento.

Este coste inicial tiene además la ventaja de contar con primas y beneficios, que junto con las deducciones fiscales son la mejor forma de incentivar las energías renovables de forma competitiva.

El estudio de viabilidad se extenderá solamente a los primeros 25 años de vida pues son los años en los que el rendimiento de los módulos solares es mayor y porque un período de estudio superior provocaría una mayor incertidumbre.

Decir que ASIF estima la vida útil de una planta fotovoltaica siguiendo un adecuado mantenimiento en más de 50 años para los paneles, 35 años para la electrónica.(inversor) y para los elementos auxiliares tales como el cableado, canalizaciones, cajas de conexión.

Para realizar el estudio económico se han analizado tres escenarios diferentes, con un nivel de radiación diferente, dando cada uno de ellos un valor de energía vertida a la red y por tanto unos ingresos anuales distintos.

Como datos de partida para el estudio económico, se ha de comentar que el propietario de la instalación es un único dueño, dato que necesitamos saber para el cálculo de los impuestos.

Además decir que el Ayuntamientos no concede subvenciones para instalaciones solares fotovoltaicas. Actualmente son las instalaciones solares térmicas y mejoras de eficiencia energética las que reciben ayudas.

Presupuesto: El presupuesto es una valoración del alcance del proyecto en el que se incluyen los elementos necesarios para la instalación del sistema FV.

Ingresos anuales por venta de electricidad: Estos ingresos son el resultado del producto de la energía generada y el precio de venta de la misma. Se tomará una subida de IPC aproximada del 3%.

Pérdidas de energía: Anteriormente se ha calculado la energía inyectada a la red, calculada a partir de la radiación solar incidente sobre los paneles. Pero el rendimiento de los módulos solares, según el fabricante, tienen una garantía de 90% de la potencia de salida durante los primeros 12 años y un 80% hasta cumplir los 25 primeros años.

Gastos de explotación: Se trata de todos los gastos necesarios para el óptimo funcionamiento del sistema. Los gastos de explotación se dividen en:

- Costes de mantenimiento y operación: incluye tanto el mantenimiento preventivo, que para instalaciones de 5kW será de una revisión anual, como un posible mantenimiento correctivo en caso de avería. En el período de análisis se incrementará un 3% anual, debido a que el principal aumento del coste que deben asumir las empresas dedicadas al mantenimiento es el de los salarios técnicos, que en la mayoría de estas empresas corresponde con el IPC. De esta forma se asegura un crecimiento constante de los ingresos parejo al IPC y que mantiene el valor actual de la inversión a largo plazo.
- Alquiler del terreno (en caso de utilizar contrato de arrendamiento de algún terreno para la colocación del sistema fotovoltaico).
- Seguro: se contratará un seguro contra posibles contingencias, como podrían ser fallos en la instalación o robos de material. Según ASIF la tramitación de seguros para este tipo de instalaciones, será de un 0.2% del coste de la instalación. Se supondrá una evolución de un 3% anual.

Características del préstamo: El préstamo se ha dividido en un 20% de recursos propios y un 80% de fondos financiados (a Euribor +1%) durante un periodo de 6 años.

Cuotas del préstamo: En el cálculo de las cuotas anuales, se ha tomado el valor medio del euribor de los últimos 4 años.

Impuestos (Para particulares):

La actividad que genera una instalación FV, para el caso de una persona física, está sujeta a tres impuestos:

- IAE

El primer paso a seguir es darse de alta en el IAE epígrafe 151.4 del IDAE, correspondiente a la producción de Energía Solar.

- CAE (Código de Actividad y Establecimiento)

Para instalaciones menores de 100kW no es necesario darse de alta. Cuota cero.

- Impuesto sobre la renta de personas físicas (IRPF)

La actividad tributaria en el apartado de actividades empresariales, por el régimen de estimación simplificada.

Se deben pagar los impuestos por el neto resultante de restar a los ingresos (facturación del kWh), los gastos deducibles ocasionados por la explotación (mantenimiento y amortización). Se debe hacer el pago fraccionado del IRPF (modelo 130). El pago a cuenta del IRPF será por estimación directa simplificada. Si la instalación está financiada, la subvención debería imputarse en la misma proporción en que se amortiza el bien que está financiando.

En resumen, esto es lo que hay que incluir en la declaración:

• Ingresos:

- Ingresos de Explotación: pago de la compañía eléctrica por tu producción, SIN IVA.

- Otros ingresos: la parte proporcional de las subvenciones recibidas, esto es, las subvenciones divididas por el número de años de amortización de la inversión.

- Gastos:

- Arrendamientos y cánones: si el terreno es arrendado.
- Reparación y conservación: gastos por reparaciones y mantenimiento.
- Servicios de profesionales independientes: si se tiene que contratar un ingeniero o un electricista, siempre que no estuviera ya incluido dentro del pago de la instaladora.
- Suministros: por ejemplo el agua utilizada para la limpieza de las placas.
- Otros servicios exteriores: por ejemplo la prima si se asegura la instalación.
- Tributos fiscalmente deducibles: por ejemplo el Impuesto de Bienes Inmuebles del terreno.
- Gastos financieros: intereses bancarios, comisiones, gastos de formalización de préstamos, etc.
- Amortizaciones: el importe total de la inversión dividido por el número de años de amortización.

- IVA

Las instalaciones dedicadas al aprovechamiento de la energía solar para la producción de energía eléctrica tienen derecho, siempre que estén dadas de alta en el Impuesto de Actividades Económicas, a la devolución del Impuesto de Valor Añadido soportado al realizar la inversión.

El IVA, 18%, se ha tenido en cuenta en el cálculo de los costes de la instalación pues en la venta de energía no influye. Es un impuesto que se facturará a la compañía distribuidora y que luego se debe abonar a hacienda trimestralmente.

Las obligaciones fiscales por parte de una persona física son las siguientes:

Debe hacerse una declaración trimestral, por el diferencial soportado (compra de los equipos) y cobrado (factura a la Compañía Distribuidora) (Modelo 300).

Al final del primer año, se pedirá a Hacienda la devolución de todo el IVA soportado al comprar la instalación (Modelo 390). Para la liquidación anual, se necesita estar dado de alta en el IAE y el libro de facturas.

Deducciones:

La disminución en el apoyo a las inversiones en medio ambiente afecta tanto a una persona física como a una empresa.

Ley 35/2006 28 de noviembre, del IRPF

Artículo 28. Reglas generales de cálculo del rendimiento neto.

1. El rendimiento neto de las actividades económicas se determinará según las normas del Impuesto sobre Sociedades.

Deducción máxima aplicable

RD Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, en su artículo 39, Deducciones por Inversiones Medioambientales, en su punto 3:

“3. Asimismo, podrá deducirse de la cuota íntegra el 10 por ciento de las inversiones realizadas en bienes de activo material nuevos destinadas al aprovechamiento de fuentes de energías renovables consistentes en instalaciones y equipos con cualquiera de las finalidades que se citan a continuación:

a) Aprovechamiento de la energía proveniente del sol para su transformación en calor o electricidad.”

RD 1777/2004, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre Sociedades, en su artículo 33, Ámbito de aplicación: instalaciones destinadas a la protección del medio ambiente:

“De acuerdo con lo establecido en el artículo 39 de la Ley del Impuesto, los sujetos pasivos podrán deducir de la cuota íntegra el 10 por ciento del importe de las inversiones realizadas en elementos patrimoniales del inmovilizado material destinados a la protección del medio ambiente, consistentes en:

[...]

b) Activos materiales nuevos destinados al aprovechamiento de fuentes de energías renovables consistentes en instalaciones y equipos con cualquiera de las finalidades definidas a continuación:

1ª Aprovechamiento de la energía proveniente del sol para su transformación en calor o electricidad.”

LEY 35/2006, de 28 de noviembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y de modificación parcial de las leyes de los Impuestos sobre Sociedades, sobre la Renta de no Residentes y sobre el Patrimonio, en su Disposición final segunda. Modificación del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo y de la Ley 49/2002, de 23 de diciembre, de régimen fiscal de las entidades sin fines lucrativos y de los incentivos fiscales al mecenazgo, Punto 14:

“14. Con efectos para los períodos impositivos que se inicien a partir de 1 de enero de

2007, se añade una disposición adicional décima al texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, que quedará redactada de la siguiente manera:

«Disposición adicional décima. Reducción de las deducciones en la cuota íntegra del Impuesto sobre Sociedades para incentivar la realización de determinadas actividades.

1. Las deducciones reguladas en los artículos [...] 39, [...] de esta Ley, se determinarán multiplicando los porcentajes de deducción establecidos en dichos artículos por el coeficiente siguiente:

0,8 en los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2007.

0,6 en los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2008.

0,4 en los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2009.

0,2 en los períodos impositivos iniciados a partir de 1 de enero de 2010.”

Base de cálculo de la Deducción

RD 1777/2004, Artículo 36, Base de la deducción por instalaciones destinadas a la protección del medio ambiente:

“En los supuestos a que se refiere el artículo 33 de este Reglamento, la base de cálculo de la deducción será el precio de adquisición o coste de producción.

[...]

La parte de la inversión financiada con subvenciones no dará derecho a la deducción.”

Plazo e importe de las deducciones

El RD 4/2004, en su Artículo 44. Normas comunes a las deducciones previstas en este capítulo:

“1. [...] Las cantidades correspondientes al período impositivo no deducidas podrán aplicarse en las liquidaciones de los períodos impositivos que concluyan en los 10 años inmediatos y sucesivos. [...]

El cómputo de los plazos para la aplicación de las deducciones previstas en este capítulo podrá diferirse hasta el primer ejercicio en que, dentro del período de prescripción, se produzcan resultados positivos, en los siguientes casos:

- a) En las entidades de nueva creación.
- b) En las entidades que saneen pérdidas de ejercicios anteriores mediante la aportación efectiva de nuevos recursos, sin que se considere como tal la aplicación o capitalización de reservas.

El importe de las deducciones previstas en este capítulo a las que se refiere este apartado, aplicadas en el período impositivo, no podrán exceder conjuntamente del 35 por ciento de la cuota íntegra minorada en las deducciones para evitar la doble imposición interna e internacional y las bonificaciones. [...]

2. Una misma inversión no podrá dar lugar a la aplicación de la deducción en más de una entidad.

3. Los elementos patrimoniales afectos a las deducciones previstas en los artículos anteriores deberán permanecer en funcionamiento durante cinco años, o tres años, si se trata de bienes muebles, o durante su vida útil si fuera inferior.

Conjuntamente con la cuota correspondiente al período impositivo en el que se manifieste el incumplimiento de este requisito, se ingresará la cantidad deducida, además de los intereses de demora.”

7.5 VAN, TIR y PAY-BACK

Para un estudio de la viabilidad y rentabilidad de los proyectos, se ha tomado como indicadores los resultados dados por el método del TIR y el VAN.

Se han utilizado hojas EXCEL de Microsoft para realizar el estudio. En ellas, y según las suposiciones especificadas en este proyecto, se han ido calculando los gastos e ingresos de la instalación solar.

Se ha calculado el valor del margen operativo, que tiene en cuenta las ganancias producidas por la venta de electricidad generada a la red, menos los gastos operativos, en los que se incluyen los gastos de mantenimiento y de seguro de la instalación.

Por otro lado, se ha calculado el servicio de la deuda teniendo en cuenta que se ha financiado un 50% del coste de la instalación, ya que después de haber preguntado a los Bancos no nos proporcionarían mas ayuda que el 50% de la inversión, durante 6 años.

Van:

El valor del **VAN** (Valor Actual Neto) es la suma de los valores actualizados de todos los flujos de caja esperados del proyecto, deduciendo el valor de la inversión.

Mide la viabilidad del proyecto y se representa mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{I_n - E_n}{(1 + i)^n}$$

Se trata de convertir las futuras cantidades (los Flujos de Caja de cada año) en valores actuales equivalentes. Para ellos se utiliza el factor de conversión o actualización k , cuyo valor en este proyecto será de $k=7,5\%$.

El proyecto resultará viable siempre que el valor del VAN sea mayor o igual que 0.

Tir:

El TIR (Tasa Interna de Rentabilidad) mide la rentabilidad del proyecto. Es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto de una inversión sea igual a cero.

Se considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la exigida por el inversor. En este caso la tasa de rentabilidad será de 7,5%.

Pay-back:

El período de recuperación o PayBack estático, es el tiempo que un proyecto tarda en devolver los fondos que se le asignaron, siendo un indicador de riesgo, ya que cuanto mayor tarde en recuperarse la inversión, mayor será la incertidumbre, y afectará a la rentabilidad del mismo.

Al tratarse de un método estático posee el inconveniente de no tener en cuenta el valor del dinero en las distintas fechas o momentos, pero resulta interesante su estudio puesto que cuanto más corto sea el período de recuperación de la inversión, mejor será el proyecto.

La fórmula aplicada para su cálculo es la siguiente:

Pay- Back = Coste de la inversión / Flujos de caja anuales

Ratio de cobertura:

El ratio de cobertura mide la capacidad de hacer frente a los compromisos financieros. Cuando dicho ratio es mayor que uno, el propietario dispondrá de suficiente flujo de caja como para cubrir el servicio de la deuda adquirido.

Se calcula mediante la fórmula:

$$\text{Ratio de cobertura} = \text{FCD}/\text{SD}$$

Donde,

FCD: Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda, se trata del margen operativo bruto (ingresos – gastos operativos)

SD: Servicio de la deuda anual, igual a la suma del principal más los intereses anuales.

7.6 Datos de partida.

El presupuesto de la instalación de la cual hemos realizado el proyecto, asciende a:

PRESUPUESTO INICIAL	
Coste de la instalación fotovoltaica	157.868,94
IVA (18%)	28.416,41
TOTAL	186.285,35

En el siguiente cuadro de muestra un resumen de los datos más significativos a la hora de hacer un estudio económico.

El sistema de amortización utilizado para calcular el servicio de la deuda ha sido el de cuotas constantes.

Datos de partida		Datos de financiación		Impuestos y deducciones	
Presupuesto Inicial				157.868,94€	
Potencia pico (Wp)	54000	Porcentaje financiado	50%	IVA(anual)	18%
Coste/Wp	2,92	Euribor	2,25%	IRPF	18%
Coste operación y mantenimiento	500 € año	Coste sobre Euribor	1%	Deducción por medio ambiente	8%
Incremento de costes	3%	Coste	3,25%		
Costes seguro	280,94	Coste amortización(años)	25		
Incremento costes seguro	3%	Amortización principal (años)	6		
Perdida por caída de rendimiento(25 años)	20%				

Comentar que el hecho de que se haya hecho un estudio de viabilidad y cálculo de los parámetros para Antes y Después de Impuestos se debe a que el propietario de la instalación es una persona física y no una sociedad o empresa.

Sucede que cada persona tiene unas características tributarias diferentes. En el caso expuesto se ha tomado un IRPF del 18%, pero esto no es fijo. El tipo impositivo puede llegar a variar entre un 2% y un 45%.

Presupuesto de la instalación:

PRESUPUESTO DE SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO PARA PRODUCCIÓN Y CONEXIÓN A RED- 45KW NOMINALES			Junio - 2.011	
Nº	Medición	Denominación	Precio	Importe
<u>ADECUACIÓN COCINA AVDA CONSTITUCION</u>				
<u>CAP.1.- MATERIAL SOLAR</u>				
1.1	360,00	Ud.- Panel solar fotovoltaico de silicio monocristalino, con una potencia pico de 150 W, marca ISOFOTON, incluido parte proporcional de la estructura(soporte de los paneles, mecanismos de seguidores fotovoltaicos)	377,79	136.004,40
1.2	9,00	Ud.- Inversor CC/CA de 5Kw de la marca INGECON SUN 5..	496,06	4.464,54
TOTAL CAP.1.-				140.468,94
<u>CAP.2.- INSTALACIÓN ELÉCTRICA</u>				
2.1	1,00	Ud.- Material eléctrico baja tensión(cableado, protecciones, cuadro de contadores.)Montaje del sistema y puesta a punto del mismo	17.400,00	17.400,00
2.2	1,00	Ud.- Ayudas a aelectricista	1.200,00	1.200,00
TOTAL CAP.1.-				17.400,00
RESUMEN				
CAP.1.- MATERIAL SOLAR				140.468,94
CAP.1.- INSTALACIÓN ELECTRICA				17.400,00
TOTAL RESUMEN.-				157.868,94
Albacete,03 de Junio de 2.011				

7.7 Resultados.

Resultados del VAN, TIR y Pay-Back

	DDI	ADI
VAN	56.120,09 €	80.412,39 €
TIR	11%	12%
PAY-BACK	0,31	0,27
PAY-BACK (años)	9	9

DDI: Después de impuestos

ADI: Antes de impuestos

Estos valores se han calculado con una tasa de descuento del 7,5%, esta tasa de descuento (valor K) se ha obtenido con dos datos:

- Bonos a 5 años al 4,5%
- Prima de riesgo al 3%

Por estos dos valores hemos optado por una tasa de descuento del 7,5%.

Margen operativo

Ingresos y Gastos de explotación							
	Ingresos Explotación			Gastos Explotación			
Año	Ingresos /kWh	kWh vendidos	Total ingresos	Mantenimiento	Seguro	Total gastos	Margen Operativo
0							
1	0,28	67700,00	18956,00	500,00	315,74	815,74	18140,26
2	0,2877	67135,74	19314,95	515,00	325,21	840,21	18474,74
3	0,2956	66571,48	19679,31	530,45	334,97	865,42	18813,89
4	0,3037	66007,22	20049,10	546,36	345,02	891,38	19157,72
5	0,3121	65442,96	20424,35	562,75	355,37	918,12	19506,23
6	0,3207	64878,70	20805,08	579,64	366,03	945,67	19859,41
7	0,3295	64314,44	21191,30	597,03	377,01	974,04	20217,26
8	0,3386	63750,18	21583,02	614,94	388,32	1003,26	20579,77
9	0,3479	63185,92	21980,27	633,39	399,97	1033,36	20946,91
10	0,3574	62621,66	22383,04	652,39	411,97	1064,36	21318,68
11	0,3673	62057,40	22791,34	671,96	424,33	1096,29	21695,06
12	0,3774	61493,14	23205,17	692,12	437,06	1129,17	22076,00
13	0,3877	60928,88	23624,53	712,88	450,17	1163,05	22461,48
14	0,3984	60364,62	24049,40	734,27	463,67	1197,94	22851,46
15	0,4094	59800,36	24479,78	756,29	477,59	1233,88	23245,90
16	0,4206	59236,10	24915,63	778,98	491,91	1270,90	23644,74
17	0,4322	58671,84	25356,95	802,35	506,67	1309,02	24047,93
18	0,4441	58107,58	25803,70	826,42	521,87	1348,29	24455,40
19	0,4563	57543,32	26255,84	851,22	537,53	1388,74	24867,10
20	0,4688	56979,06	26713,33	876,75	553,65	1430,41	25282,93
21	0,4817	56414,80	27176,14	903,06	570,26	1473,32	25702,82
22	0,4950	55850,54	27644,19	930,15	587,37	1517,52	26126,67
23	0,5086	55286,28	28117,43	958,05	604,99	1563,04	26554,39
24	0,5226	54722,02	28595,80	986,79	623,14	1609,93	26985,87
25	0,5369	54157,76	29079,21	1016,40	641,83	1658,23	27420,98

Amortización

Amortización	
Inversión inicial en inmovilizado	157868,94€
Periodo de amortización(años)	25,00
Valor de amortización	6314,76€

Periodo de recuperación

Periodo de recuperación	Pay-back
Después de impuestos	0,31
Antes de impuestos	0,27

Payback(Año)	1	2	3	4	5	6
DDI	-142.698	-126.902	-110.477	-93.420	-75.727	-57.393
ADI	-142.294	-126.902	-110.477	-90.978	-72.327	-52.895

Payback(Año)	7	8	9	10	11
DDI	-36.518	-17.320	3.205	21.061	45.251
ADI	-30.044	-6.798	16.847	40.895	65.350

Servicio de la deuda

Servicio de la deuda	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3
Inversión inicial de inmovilizado	157868,94			
Porcentaje que se financia con recursos propios	50%			
Porcentaje que se financia con subvención a fondo perdido	0%			
Porcentaje que se financia con deuda	50%			
Importe de capital inicial	78934,47			
Importe inicial de la deuda	78934,47			
Plazo de amortización(años)	6			
Principal a amortizar anualmente		13155,75	13155,75	13155,75
Importe de la deuda a final de cada año	78934,47	65778,73	52622,98	39467,24
Tipo de interés de referencia(Euribor)	2,25%	2,25%	2,25%	2,25%
Margen sobre el Euribor	1%	1%	1%	1%
Tipo de interés de la deuda	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%
Interés de la deuda		2565,37	2137,81	1710,25
Servicio a la deuda anual		15721,12	15293,55	14865,99

Servicio de la deuda	Año 4	Año 5	Año 6
Inversión inicial de inmovilizado			
Porcentaje que se financia con recursos propios			
Porcentaje que se financia con subvención a fondo perdido			
Porcentaje que se financia con deuda			
Importe de capital inicial			
Importe inicial de la deuda			
Plazo de amortización(años)			
Principal a amortizar anualmente	13155,75	13155,75	13155,75
Importe de la deuda a final de cada año	26311,49	13155,75	0,00
Tipo de interés de referencia(Euribor)	2,25%	2,25%	2,25%
Margen sobre el Euribor	1%	1%	1%
Tipo de interés de la deuda	3,25%	3,25%	3,25%
Interés de la deuda	1282,69	855,12	427,56
Servicio a la deuda anual	14438,43	14010,87	13583,31

Ratio de cobertura

Ratio de cobertura	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Flujo de caja disponible para servicios de la deuda		18140,26	18474,74	18813,89	19157,72	19506,23	19859,41
Servicio de la deuda anual		15721,12	15293,55	14865,99	14438,43	14010,87	13583,31
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		1,15	1,21	1,27	1,33	1,39	1,46

Cuenta de resultados

Cuenta de resultado	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Ingresos operativos		18956,00	19314,95	19679,31	20049,10
Gastos operativos		815,74	840,21	865,42	891,38
Margen operativo bruto		18140,26	18474,74	18813,89	19157,72
Amortización inmovilizado		6314,76	6314,76	6314,76	6314,76
Amortización principal		13155,75	13155,75	13155,75	13155,75
Intereses		2565,37	2137,81	1710,25	1282,69
Beneficio antes de impuesto(contable)		9260,13	10022,17	10788,89	11560,28
Tipo impositivo		18%	18%	18%	18%
Impuesto sociedad IRPF		1666,82	1803,99	1942,00	2080,85
Desgravación fiscal 8% (lineal)		1262,95	1262,95	1262,95	1262,95
BENEFICIO NETO		8856,26	9481,13	10109,84	10742,38
Tasa de dto	7,5%				
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	-157868,94	15171,02	15795,89	16424,60	17057,14
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ADI		15574,89	16336,93	17103,65	17875,04

Cuenta de resultado	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Ingresos operativos	20424,35	20805,08	21191,30	21583,02	21980,27
Gastos operativos	918,12	945,67	974,04	1003,26	1033,36
Margen operativo bruto	19506,23	19859,41	20217,26	20579,77	20946,91
Amortización inmovilizado	6314,76	6314,76	6314,76	6314,76	6314,76
Amortización principal	13155,75	13155,75			
Intereses	855,12	427,56			
Beneficio antes de impuesto(contable)	12336,35	13117,09	13902,50	14265,01	14632,16
Tipo impositivo	18%	18%	18%	18%	18%
Impuesto sociedad IRPF	2220,54	2361,08	2502,45	2567,70	2633,79
Desgravación fiscal 8% (lineal)	1262,95	1262,95	1262,95	1262,95	1262,95
BENEFICIO NETO	11378,76	12018,96	12663,00	12960,26	13261,32
Tasa de dto					
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	17693,51	18333,72	18977,76	19275,01	19576,08
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ADI	18651,11	19431,85	20217,26	20579,77	20946,91

Cuenta de resultado	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
Ingresos operativos	22383,04	22791,34	23205,17	23624,53	24049,40
Gastos operativos	1064,36	1096,29	1129,17	1163,05	1197,94
Margen operativo bruto	21318,68	21695,06	22076,00	22461,48	22851,46
Amortización inmovilizado	6314,76	6314,76	6314,76	6314,76	6314,76
Amortización principal					
Intereses					
Beneficio antes de impuesto(contable)	15003,93	15380,30	15761,24	16146,72	16536,70
Tipo impositivo	18%	18%	18%	18%	18%
Impuesto sociedad IRPF	2700,71	2768,45	2837,02	2906,41	2976,61
Desgravación fiscal 8% (lineal)	1262,95				
BENEFICIO NETO	13566,17	12611,85	12924,22	13240,31	13560,10
Tasa de dto					
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	19880,93	18926,60	19238,98	19555,07	19874,85
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ADI	21318,68	21695,06	22076,00	22461,48	22851,46

Cuenta de resultado	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19
Ingresos operativos	24479,78	24915,63	25356,95	25803,70	26255,84
Gastos operativos	1233,88	1270,90	1309,02	1348,29	1388,74
Margen operativo bruto	23245,90	23644,74	24047,93	24455,40	24867,10
Amortización inmovilizado	6314,76	6314,76	6314,76	6314,76	6314,76
Amortización principal					
Intereses					
Beneficio antes de impuesto(contable)	16931,14	17329,98	17733,17	18140,65	18552,34
Tipo impositivo	18%	18%	18%	18%	18%
Impuesto sociedad IRPF	3047,61	3119,40	3191,97	3265,32	3339,42
Desgravación fiscal 8% (lineal)					
BENEFICIO NETO	13883,53	14210,58	14541,20	14875,33	15212,92
Tasa de dto					
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	20198,29	20525,34	20855,96	21190,09	21527,68
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ADI	23245,90	23644,74	24047,93	24455,40	24867,10

Cuenta de resultado	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24
Ingresos operativos	26713,33	27176,14	27644,19	28117,43	28595,80
Gastos operativos	1430,41	1473,32	1517,52	1563,04	1609,93
Margen operativo bruto	25282,93	25702,82	26126,67	26554,39	26985,87
Amortización inmovilizado	6314,76	6314,76	6314,76	6314,76	6314,76
Amortización principal					
Intereses					
Beneficio antes de impuesto(contable)	18968,17	19388,06	19811,91	20239,63	20671,11
Tipo impositivo	18%	18%	18%	18%	18%
Impuesto sociedad IRPF	3414,27	3489,85	3566,14	3643,13	3720,80
Desgravación fiscal 8% (lineal)					
BENEFICIO NETO	15553,90	15898,21	16245,77	16596,50	16950,31
Tasa de dto					
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	21868,66	22212,97	22560,53	22911,26	23265,07
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ADI	25282,93	25702,82	26126,67	26554,39	26985,87

Cuenta de resultado	Año 25
Ingresos operativos	29079,21
Gastos operativos	1658,23
Margen operativo bruto	27420,98
Amortización inmovilizado	6314,76
Amortización principal	
Intereses	
Beneficio antes de impuesto(contable)	21106,22
Tipo impositivo	18%
Impuesto sociedad IRPF	3799,12
Desgravación fiscal 8% (lineal)	
BENEFICIO NETO	17307,10
Tasa de dto	
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO DDI	23621,86
FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO ADI	27420,98

8. CONCLUSIONES

Con el presente estudio se ha obtenido una visión global sobre instalaciones fotovoltaicas, tanto desde el punto de vista técnico como el de su viabilidad económica.

La instalación.

La realización de esta instalación además del atractivo del aprovechamiento de fuentes de energía renovables y del impacto económico que esto supone, conlleva el aprovechamiento de zonas que no tienen ningún uso (cubierta del edificio). Además, si tenemos en cuenta que en el diseño del edificio se ha tenido en cuenta la posible instalación futura de este tipo de activos resulta si cabe aún más interesante, ya que no sería necesaria la inversión en la adecuación la cubierta actual para la puesta en funcionamiento. Así, la Bodega actualmente ya cuenta en la cubierta con los pasos necesarios para llevar a cabo una instalación de este tipo.

Otro de los aspectos clave a tener en cuenta en una inversión de este tipo y con el objeto de obtener la mayor rentabilidad posible es la orientación y correcta inclinación del campo generador.

Una adecuada orientación e inclinación son las variables que permiten el mayor aprovechamiento de la instalación.

Uno de los inconvenientes con el que podemos encontrarnos es el estético, ya que como todos sabemos las placas fotovoltaicas podrían romper la estética del edificio y del paisaje más todavía en un emplazamiento rústico como es el de la Bodega.

Por este motivo, lo ideal sería conseguir que la instalación no rompiera la estética del edificio ni del paisaje, pero esto supondría sacrificar las

variables anteriormente mencionadas, y por lo tanto estaríamos perdiendo rentabilidad a nuestro proyecto.

Esta es la razón por la que una de las mayores complejidades del proyecto será obtener estética y rentabilidad con un sistema de placas fotovoltaicas en una cubierta.

Otro tema a tener en cuenta es el tipo de instalación que queremos colocar en la cubierta.

Al comienzo de este proyecto la idea era hacer una instalación de placas fotovoltaicas para poder generar la misma energía que se consumía en la bodega para no tener que comprar dicha energía. Después de haber realizado un cálculo de la energía consumida, llegamos a la conclusión que era inviable esta instalación debido al alto coste y espacio necesario para dicha instalación.

La conclusión que obtenemos de esta instalación es que dichas instalaciones se pueden realizar en zonas donde no tengamos posibilidad de comprar energía a la empresa suministradora porque sus instalaciones no llegan a nuestro terreno y no tenemos otra opción que instalar un sistema de placas fotovoltaicas para generar nuestra propia energía.

Esta situación podría cambiar en un futuro si el precio de la luz continua subiendo con los mismo incrementos de los últimos años mientras los sistemas fotovoltaicos bajan su precio, entonces podría ser viable dicha instalación en cualquier tipo de edificio, llegue o no la energía por la red.

Una vez descartada la opción anterior se busca una alternativa, y después de varios estudios se opta por una instalación de 45 kW nominales conectados a red.

Se ha instalado un sistema de 45 kW por dos motivos fundamentales, el primero y mas importante es por el económico, ya que dicha instalación no supone una inversión superior a 200.000 € que es el tope que nos habíamos

propuesto y la segunda es por la ocupación de la cubierta, ya que nos cabe toda la instalación en una de las cubiertas de la bodega.

Con esta instalación hemos realizado el proyecto y el estudio de viabilidad correspondiente.

CONCLUSIÓN FINAL

Este proyecto analiza la viabilidad de un sistema fotovoltaico de 45kW nominales. En la instalación solar fotovoltaica, se estima la radiación incidente y la consiguiente energía generada, realizándose un análisis económico para evaluar la de la viabilidad de la misma.

Para la realización de los cálculos técnicos, las bases más importantes han sido saber que la cubierta era plana, para determinar la separación de los módulos y evitar sombras, y establecer una potencia pico superior a la nominal que nos ofrece el inversor, para hacer que se trabaje siempre en el punto de máxima potencia. Para el cálculo de la instalación eléctrica se tiene que tener en cuenta la normativa vigente.

Los sistemas fotovoltaicos no consiguen alcanzar el 100% de rendimiento. La energía inyectada a la red es siempre inferior a la energía solar incidente debido a las pérdidas energéticas, ya que hay varios factores que actúan en contra, desde las pérdidas por polvo y suciedad en las placas solares, sombras, así como el rendimiento de los elementos de la instalación.

Las tarifas que hemos obtenido para dicho proyecto han variado mucho desde el comienzo del proyecto a hoy en día.

Al comienzo del proyecto la tarifa que nos daba Iberdrola como empresa que nos compraría la energía producida era de 0,22€/KWh, este precio se nos

ofertó cuando hubo un recorte por parte del gobierno para todos los sistemas generadores de energía.

Llegando al final del proyecto nos volvimos a poner en contacto con la empresa y nos comento que por la presión que estaba obteniendo el Gobierno las tarifas se habían incrementado hasta el precio de 0,28€/KWh, pero que este precio no iba a ser fijo ya que debido a la inestabilidad de la Economía probablemente sufriría variaciones.

Asumiendo este último precio hemos calculado el volumen de ingresos que se obtendría con la explotación de la instalación.

Por otro lado se han calculado tanto los gastos de explotación como los gastos financieros derivados de los intereses del préstamo (el 50% de la inversión se realiza con financiación externa: préstamo)

Para valora la viabilidad del proyecto se han utilizado tres métodos: VAN, TIR y PAYBACK.

Para calcular estos tres ratios se han proyectado los flujos de caja a 25 años. Los resultados son los siguientes:

	DDI	ADI
VAN	56.120,09 €	80.412,39 €
TIR	11%	12%
PAY-BACK	0,31	0,27
PAY-BACK (años)	9	9

Del análisis de los flujos de caja después de impuestos se concluye lo siguiente:

- VAN: El VAN que se obtiene del proyecto con los flujos de caja proyectados es positivo por lo que podemos concluir que es interesante su realización. Nota: para calcular el VAN se ha utilizado una tasa de descuento del 7,5% (rentabilidad sin riesgo (4,5%) más la prima de riesgo (3,0%).

- TIR: Como la tasa TIR del proyecto (11%) es superior al tipo de descuento que le hemos exigido al proyecto (7,5%) podemos concluir que es interesante realizar el proyecto.
- Payback: El cálculo del payback nos da un ratio de 0,31 o lo que es lo mismo el plazo de recuperación según este método es de 9 años.

Realizando el análisis con los flujos de caja antes de impuestos, la conclusión sería que el resultado sería el mismo, es decir que el proyecto es viable.

.

Por otro lado también se ha comprobado que el **ratio de cobertura al servicio la deuda** es mayor que 1, lo que demuestra que el propietario sí podría hacer frente al servicio de la deuda. Se debe tener en cuenta también, que al asumir el pago de un préstamo, el período de recuperación aumenta.

.

Además de lo anterior es importante apuntar que este proyecto se realiza en un momento en el que el mercado intenta fomentar el uso de las Energías Renovables:

- Con el nuevo Código Técnico de la Edificación y las nuevas tarifas se intenta potenciar la incorporación de la tecnología a la edificación, frente a las instalaciones en suelo rural ("huertos solares").
- La tarifa del nuevo Real Decreto 1578/2008 busca una regularización del mercado fotovoltaico. El contexto de precios referidos al polisilicio -materia prima básica del sector para la fabricación de módulos solares- ha cambiado, lo que a su vez conlleva una reducción en los presupuestos (coste €/kWp) y facilita el crecimiento progresivo y ordenado de las instalaciones solares fotovoltaicas.

Personalmente este proyecto me ha servido para introducirme en el mundo de la eficiencia energética ya que tenía un gran desconocimiento del mismo, de adquirir conocimientos para poder desarrollar una instalación de placas fotovoltaicas, y aprender de la importancia que tiene el mundo de la Eficiencia Energética en Edificación.

BIBLIOGRAFÍA

LITERATURA TÉCNICA

FERNANDEZ SALGADO, José M^a, ***Guía completa de la energía solar fotovoltaica***, Madrid, AMV Ediciones, 2006

FERNANDEZ SALGADO, José M^a, ***Compendio de energía solar***, Madrid, AMV Ediciones, 2008

LORENZO, Eduardo, ***Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos. Electricidad solar fotovoltaica volumen II***, Sevilla, Progensa, 2006

DÁVILA GÓMEZ, L., ***Sistemas fotovoltaicos conectados a red: estándares y condiciones técnicas***, Sevilla, Progensa, 2009

CAAMAÑO MARTIN, Estefanía, ***Edificios fotovoltaicos conectados a red: características y posibilidades energéticas***, Madrid, UPM publicación web open pdf, 2001

ALMONACID, G., GOMEZ, P., ***A grid connected photovoltaic system of 200 kWp at Jaén University. Overview and performance analysis***, Jaén, Grupo de investigación IDEA, open pdf, 2007

ALONSO ABELLA, Miguel, ***Estimación de la energía producida por un sistema fotovoltaico conectado a red***, Madrid, CIEMAT open pdf, 2003

SANZ LÓPEZ, ESTHER, **Proyecto Final de Carrera. Instalación solar fotovoltaica de 5 kW.**

PRADES PASCUAL, ANTONIO, **Diseño y cálculo de viabilidad de una instalación fotovoltaica para óptima producción de energía eléctrica en comunidad de propietarios del sector de Ademuz de la ciudad de Valencia.** 2011

NORMATIVA

Normas UNE - Energía solar fotovoltaica, Web, Aenor ediciones, 2009

Código Técnico de la Edificación, documento básico de salubridad CTE-DB-HS, Madrid, Ministerio de la Vivienda, 2006

Código Técnico de la Edificación, documento básico de seguridad estructural CTE-DB-SE, Madrid, Ministerio de la Vivienda, 2006

Código Técnico de la Edificación, documento básico de ahorro de energía CTE-DB-HE, Madrid, Ministerio de la Vivienda, 2006

Reglamento electrotécnico de baja tensión, Madrid, Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002

Real Decreto 1663/2000 Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red en baja tensión, Madrid, Ministerio de Economía, 2000

Real Decreto 1578/2008 Retribución de la actividad de la producción de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica, Madrid, Ministerio de Economía, 2008

Real Decreto 1565/2010 Regulación y modificación de determinados aspectos a la actividad de producción de energía en régimen especial, Madrid, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2010

Real Decreto 177/2005 Procedimiento administrativo aplicado a determinadas instalaciones fotovoltaicas, Valencia, Consellería de Infraestructuras y Transporte, Generalidad Valenciana, 2005

Ley de la Propiedad Horizontal 49/60 reformada por Ley 8/99 de 1999, Madrid, 1999

Ley del Suelo 2008, Madrid, 2008

Ley 19/2009 Medidas de fomento y agilización procesal del alquiler y la eficiencia energética, Madrid, 2009

CONSULTA WEB

Castilla la Mancha, Naturaleza y Medio ambiente, <http://pagina.jccm.es>

Sumsol, Energía solar fotovoltaica, <http://www.sumsol/>

Construible, <http://www.construible.es>

Covalent Solar, <http://www.covalentsolar.com/>

Asociación de la Industria Fotovoltaica, <http://www.asif.org/index.php>

The european climatic data base, <http://www.satel-light.com/>

Photovoltaic materials group, Universidad Politécnica de Madrid, <http://web.uam.es/gruposinv/photovol/default.html>

Centro de estudios de la energía solar, <http://www.censolar.es>

Instituto de Diversificación y Ahorro Energético, IDAE, <http://www.idae.es>

CUADERNOS-MANUALES

- Cuaderno Energía renovable para todos, Iberdrola, Energías renovables.
- Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía. Cuaderno Manuales de energías renovables. Energía Solar Térmica
- Contribución fotovoltaica mínima. Código Técnico de la Edificación.

ANEXOS

Modulo fotovoltaico:**PHOTOVOLTAIC MODULE I-150S / 12****PHYSICAL CHARACTERISTICS**

Size	1224 x 1047 x 39.5 mm [48,19 x 41,22 x 1,55 in]
Weight	15 kg [33 lb]
Packing conditions	4 modules per box
Size of packing box	1355 x 1170 x 230 mm [53,35 x 46,06 x 9,06 in]

ELECTRICAL CHARACTERISTICS (1000 W/m², 25° C cell, AM 1.5)

Maximum power (P _{max})	150 Wp + / - 5%
Maximum power current (I _{max})	8.7 A
Maximum power voltage (V _{max})	17.3 V
Short circuit current (I _{sc})	9.3 A
Open circuit voltage (V _{oc})	21.6 V
NOCT (800 W/m ² , 20 °C, AM 1.5, 1 m/s)	47 °C
Minimum value of the series fuse	20 A
Maximum voltage of the system	760 V

**CONNECTION BOX**

Size (length x width x height)	100 x 110 x 30 mm [3,937 x 4,331 x 1,181 in]
Connection boxes	1 x IP 65 with bypass diode
Connection terminal	Screwable terminal posts with welding possibility
Cables (*)	570 mm (+) [22,44 in]; 1000 mm (-) [39,37 in]; 4 mm ² [10 AWG]

(*) MC3 or MC4 multicontact optional. Standard sizes. In the event of other sizes being needed, please contact Isofotón.

April 2006



• Quality ISO 9001
• Safety ISO 14001
• Product ISO 9001

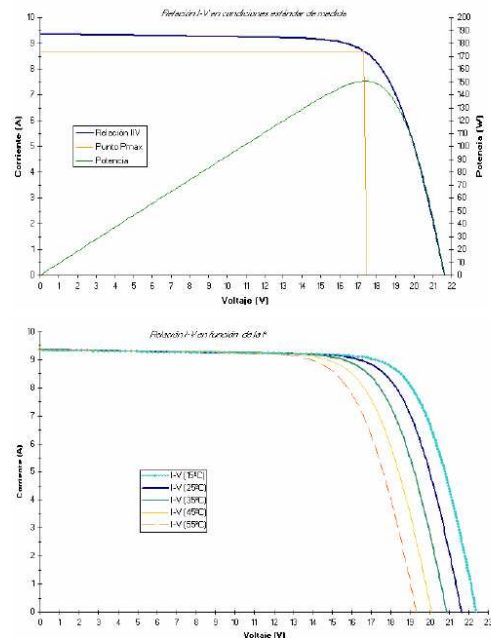
CE



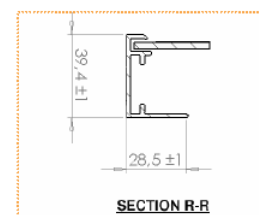
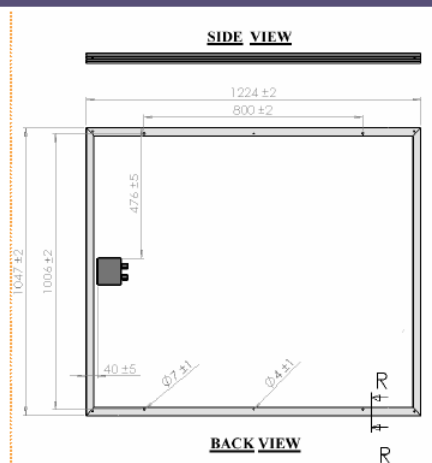
CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

TIPO DE CÉLULA: SI MONOCRISTALINO, TEXTURADA Y CON CAPA ANTIRREFLEXIVA	125 x 125 mm
CONTACTOS	Contactos redundantes, múltiples, en cada célula
Nº DE CÉLULAS EN SERIE	36
Nº DE CÉLULAS EN PARALELO	2
LAMINADO	EVA (etilen – vinil acetato)
CARA POSTERIOR	Protegida con Tedlar de varias capas
CARA FRONTAL	Vidrio templado y microestructurado de alta transmisividad
MARCO	Aluminio anodizado
TOMA DE TIERRA	Si
CERTIFICACIONES	IEC 61215, Clase II mediante certificado TÜV, CE

CURVAS



DIMENSIONS



- The longitudinal and transversal measurement does not include the maximum projection of the head of the rivets.

Inversor:

I N F O R M A C I Ó N T É C N

Ingecon® Sun 2,5 / 3,3 / 5

Inversores conectados a red

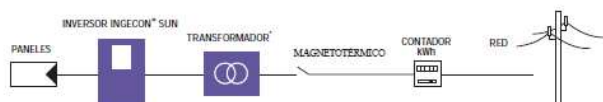
Características generales

Amplio rango de tensión de entrada (125-450 Vdc).
 Sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
 Fácil instalación, sin necesidad de elementos adicionales.
 Conectores rápidos DC, AC y comunicaciones.
 Protecciones eléctricas integradas.
 Transformador AC de aislamiento galvánico.
 Grado de protección para su instalación en exteriores.
 Envoltorio en acero inoxidable.
 Certificado CE. Directivas EMC y Baja Tensión.
 Posibilidad de desconexión manual de la Red.
 LEDs indicadores de estado, pantalla LCD y teclado para monitorización en el frontal del equipo.
 Protección contra polarizaciones inversas, sobretensiones, cortocircuitos, fallo de aislamiento.
 Datalogger interno para almacenamiento de datos.
 Vida útil de más de 20 años.
 Garantía de 5 años ampliable hasta 25.

Opciones

Comunicación por RS-485 o fibra óptica.
 Modem para GSM / GPRS.
 Tarjeta de entradas analógicas para la medición de temperatura, irradiación.
 Programas Ingecon® Sun Manager y Monitor sobre PC para visualización de parámetros y registro de datos.
 Relé de salida libre de potencial para la señalización de alarmas.
 Acceso remoto y diagnóstico de fallos.

Fácil instalación



* en una caja separada solo en el caso del Ingecon® Sun 5



Ingecon® Sun

Marcado CE.
 Transformador AC incluido.
 Instalación en exteriores.
 Conectores rápidos.
 Alta eficiencia, 94%.
 Comunicación con PC.



I C A D E P R O D U C T O

Envolvente de acero inoxidable para instalación a la intemperie

Características Técnicas

Entrada (dc)	Ingecon® Sun	2,5	3,3	5
Rango tensión MPP		125-450 Vdc		
Máxima tensión ⁽¹⁾		450 Vdc ⁽¹⁾		
Máxima corriente		16 A	22 A	33 A

(1) No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas.

Salida (AC)	Ingecon® Sun	2,5	3,3	5
Potencia nominal		2,5 kW	3,3 kW	5 kW
Potencia máxima		2,7 kW	3,7 kW	5,4 kW
Tensión, frec. nominal		230 Vac, 50 Hz		
Distorsión armónica		< 3% (THD)		
Coseno de Phi		1		

Envolvente	Ingecon® Sun	2,5	3,3	5
Grado de protección		IP65	IP54	IP54
Acero inoxidable				

Eficiencia

Eficiencia máxima >94%.
Consumo nocturno 0 W.

Conforme a Normas

Marcado CE.
Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3.
Directiva Baja Tensión EN 50178.
Posibilidad de desconexión manual.
Transformador AC de aislamiento galvánico incluido.
Conforme a RD 1663/2000, VDE 0126-1-1,
G83/1, DK 5940 (2.2).

Protecciones

Contra Polarización Inversa.
Contra Sobretensiones transitorias en la Entrada y la Salida.
Contra Cortocircuitos y Sobrecargas en la Salida.
Contra Fallos de Aislamiento.
Protección Anti-Isla.

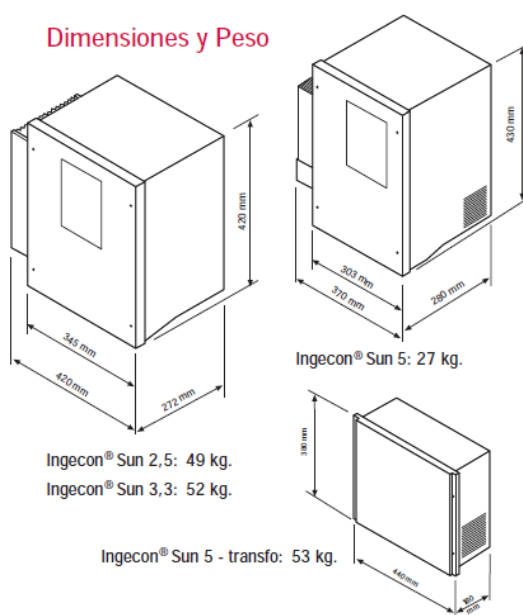
Generales

Interface usuario LEDs indicadores de estado y alarmas.
Temperatura ambiente de -10°C a +70°C.
Humedad ambiente de 0 a 95%.

Opcional

Comunicación por RS-485 o fibra óptica.
Módem para GSM / GPRS.
Tarjeta de entradas analógicas (temperatura, irradiación).

Dimensiones y Peso



INDICE DE IMÁGENES PLANOS Y TABLAS.

Índice de imágenes:

Figura 1. Certificación Energética de Edificios inicial/ Definitiva

Figura 2. Mapa de España representando energía y horas de luz. IDEA.

Manuales de energías renovables. Energía Solar Térmica

Figura 3. Esquema sistema instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica

Figura 4. Esquema sistema instalación fotovoltaica conectada a red eléctrica

Figura 5. Panel solar fotovoltaico.

Figura 6. Panel solar monocristalino

Figura 7. Panel solar policristalino

Figura 8. Panel solar con reflectantes

Figura 9. Panel de formato teja

Figura 10. Panel bifacial

Figura 11. Curva de Corriente vs Tensión

Figura 12. Situación del sistema fotovoltaico en la Bodega

Figura 13. Cubierta tipo Deck

Figura 14. Módulo fotovoltaico ISOFOTON I-150S/12

Figura 15. Dimensiones del módulo fotovoltaico ISOFOTON I-150S/12

Figura 16. Esquema de transformación de corriente continua para inyectar en red eléctrica.

Figura 17. Convertidor Igecon Sun 5

Figura 18. Dimensiones y peso del convertidor Igecon Sun 5

Figura 19. Evolución de la radiación solar

Figura 20. Mapa de las cinco zonas climáticas de España

Figura 21. Esquema de posición de paneles fotovoltaicos.

Figura 22. Diagrama de trayectorias del sol

Figura 23. Distancias entre módulos solares

Figura 24. Ángulos de orientación

Figura 25. Perdidas por orientación e inclinación

Índice de tablas:

Tabla 1. Horas de producción media anual de las instalaciones fotovoltaicas por Comunidad Autónoma.

Tabla 2. Consumo energético anual en la Bodega en el año 2010

Tabla 3. Características eléctricas del modulo fotovoltaico

Tabla 4. Características constructivas del modulo fotovoltaico

Tabla 5. Características del generador

Tabla 6. Características técnicas del inversor Ingecon Sun 5

Tabla 7. Características generales del inversor Ingecon Sun 5

Tabla 8. Resistencias de aislamiento mínimas.

Tabla 9. Sección mínima de protección de los conductores

Tabla 10. Zonas Climáticas

Tabla 11. Radiación solar sobre superficies inclinadas. Ministerio de Industria y Energía

Tabla 12. Cálculo de la Irradiancia sobre el campo solar

Tabla 13. Cálculo de la energía producida por el sistema

Tabla 14. Cálculo Reducción de contaminantes por sustitución de combustibles fósiles

Tabla 15. Cuadro general de mando y protección

Tabla 16. Categorías de sobre tensiones con el nivel de tensión soportado

Tabla 17. Límites en la orientación e inclinación de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles

Tabla 18. Perdidas según Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fovoltaicas conectadas a Red

Tabla 19. Ingresos y Gastos de la explotación.

Tabla 20. Amortización de la inversión

Tabla 21. Periodo de recuperación

Tabla 22. Servicio de la deuda tras la inversión

Tabla 23. Ratio de Cobertura de la deuda

Tabla 24-27. Cuentas de resultado durante 25 años

Índice de gráficos:

Grafico 1. Energía producida por el sistema en Wh/día

Grafico 2. Pérdidas de Energía del sistema en Wh/día

PLANOS