

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES
AVANZADOS, S. C.
POSGRADO**

**TESIS QUE COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES CON ESPECIALIDAD EN
FOTOVOLTAICA, PRESENTA:**

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INTEGRACIÓN DE UN
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA LA UTM”**

GRUPO DE TRABAJO:

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE MORELIA

INTEGRANTES:

M.C. MIGUEL BARRAGÁN BUENO

DIRECTOR DE TESIS Y ASESOR:

DR. RAFAEL RAMÍREZ BON

DEDICATORIAS

El presente trabajo, se lo dedico a mi esposa Adriana. A mis Papás Jesús y Lucila, al igual a mis hermanas, hermanos y sobrinos. Puesto que siempre han sido un buen apoyo en los proyectos de superación que me he propuesto. Para todos Ustedes con cariño y respeto.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme las fuerzas y por la perseverancia en poder concluir con este proyecto, después de muchos obstáculos que debí superar. También agradezco a las autoridades de la Universidad Tecnológica de Morelia, por haberme dado la oportunidad de estar en este proyecto. Agradezco a todos mis profesores de la Maestría por esas enseñanzas y experiencias que se vivieron durante el transcurso de clases. En especial a mi Asesor el Dr. Rafael Ramírez Bon y al Dr. Alberto Duarte Moller, porque al final de este camino además del apoyo como profesores y asesores pudimos entablar una buena amistad. A todos mis compañeros y amigos de la especialidad. Muchas gracias a todos Ustedes.

INTRODUCCION

La integración de un sistema fotovoltaico interconectado a la red en la Universidad Tecnológica de Morelia, tiene la finalidad de proveer a esta Institución con una parcialidad del consumo de energía eléctrica, en esencia, un sistema que cumpla con las necesidad de la Energía de Punta que se paga a la CFE, puesto que mensualmente, es una cantidad considerable lo que se está consumiendo en este rubro. No dejando de pensar que los resultados sean favorables y así poder extender el proyecto para toda la Universidad, es decir, siendo más ambicioso este proyecto, se pueda integrar un sistema capaz de cubrir y lograr la consolidación en que toda la Universidad pueda cubrir todas sus necesidades de energía eléctrica mediante la integración de estas tecnologías, por esta misma razón se hará el diseño del mismo.

La intención es demostrar la factibilidad de que contamos con el recurso solar suficiente y necesario para este propósito, también demostrar que mediante la integración de estos sistemas, podamos comprobar que se puede reducir el costo en los pagos de energía eléctrica, que mes con mes se vienen realizando a la CFE por parte de la Universidad Tecnológica de Morelia.

Además, de promover ante la comunidad universitaria y ante la sociedad en general la utilización de las Energías Renovables, en especial la Fotovoltaica, por parte de la Institución, haciendo referencia a que somos la primer Universidad en el Estado de Michoacán, que oferta la Carrera de Energías Renovables, así como ser reconocidos como una Universidad sustentable, o al menos, con el propósito de contribuir con el medio ambiente en esta parte de la producción de una forma de energía limpia y confiable. Para esto se requiere de: Ingeniería, planeación, construcción y operación, ya que son los pilares para la construcción de un proyecto solar o sistema fotovoltaico. Además de no dejar a un lado lo referente al impacto ambiental. Puesto que todo proyecto debe ser analizado pensado en

beneficio del ambiente, o que contribuya con este. Al igual, que lo referente a la legislación que nos atribuye para poder integrar estos sistemas, así como, las condiciones de Interconexión a la Red que establece la CFE a los usuarios, que tengan la posibilidad de integrar un Sistema Solar Fotovoltaico. Y se hace una pequeña referencia para aquellas personas que requieran de un financiamiento para integrar un Sistema FV, por parte del FIDE (Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica).

Ahora, hago la siguiente pregunta: ¿qué es un sistema fotovoltaico, como nos sirve, que lo integra, que beneficios o aportaciones nos hace y en donde lo podemos utilizar?, para esto, se hace la siguiente mención:

Sistemas Fotovoltaicos:

Los sistemas fotovoltaicos principalmente son integrados por paneles solares, estos a su vez ofrecen la habilidad de generar electricidad, mediante una transformación de la energía solar en energía eléctrica, por medio del efecto fotovoltaico, nos dan la oportunidad de generar una energía accesible y limpia para cumplir con las necesidades propias de una vivienda, institución, escuela o empresa e inclusive proveer una parte de esta energía a la red de la CFE. Los paneles solares están compuestos de celdas fotovoltaicas, que son dispositivos que directamente convierten la energía solar en electricidad sin producir ninguna emisión o contaminación dañina.

Los sistemas de energía solar se instalan en ubicaciones que ya cuentan con electricidad mediante la red de energía, pero que desean reducir y eventualmente eliminar sus costos de electricidad. Los sistemas fotovoltaicos también son la opción más barata y viable en aquellas situaciones en las que la red de electricidad está muy lejos.

ANTECEDENTES

Hoy en día, la Universidad Tecnológica de Morelia, oferta la Carrera de Energías Renovables, apenas egreso su primer generación en la Modalidad de Técnico Superior Universitario en Energías Renovables, ya sea con especialidad en Energía Solar o en Turbo Energía, pero ya sea cual fuere la especialidad de los egresados aún en esta Universidad no se cuenta con proyectos ligados a las Energías Renovables, por esta razón, que mejor que dar una buena representación de un ejemplo como lo es, que la Universidad cuente con la integración de un sistema de energía solar fotovoltaico que resalten a la simple vista de cualquier persona que visite o permanezca en la misma.

Por esta razón, se optó por la Integración de un Sistema Fotovoltaico, como proyecto clave para la divulgación ante la sociedad en general ya sean estudiantes, profesores, personal administrativo o el público en general que nos visite, pero antes de esto, poder demostrar la factibilidad de que se cuenta con el recurso solar así como la disminución en cuanto al gasto que se viene generando por el pago de electricidad a la CFE.

De tal forma que un proyecto de estas características y naturaleza, podrá no solo producir la energía limpia y con la finalidad de reducir los costos por la utilización de la energía eléctrica con la CFE, sino que nos hará un reconocimiento como una Universidad que predica lo que se enseña, ser sustentable y estar a la vanguardia de lo que en relación conlleva la utilización de las nuevas tecnologías en generación de energía eléctrica.

Cabe señalar que además de que pudiese establecer un parámetro que nos permitiera que en un futuro no muy lejano pudiéramos contar con un sistema que pueda cubrir el total de la energía eléctrica que requerimos en esta Universidad, producida en su totalidad de forma renovable o sustentable.



Así pues, con la integración en un inicio de un sistema que pueda satisfacer parcialmente la demanda requerida por la Universidad, con la visión a poder complementar el sistema para cubrir la totalidad de la energía requerida.

OBJETIVOS

Objetivo General

Comprobar la factibilidad de que se cuenta con el recurso solar y así poder diseñar e implementar un sistema fotovoltaico capaz de solventar el consumo de energía eléctrica requerida por la UTM. Y con esto contribuir en la sustentabilidad de la Universidad, generar ahorros económicos en el gasto de energía eléctrica, así como promover el uso de las energías renovables ante los sectores sociales y productivos de la región, el Estado y País.

Objetivos Particulares

- Comprobar que se cuenta con el recurso solar en Morelia, Mich., mediante el análisis de información proporcionada por el CPMM.
- Diseñar e implementar un sistema fotovoltaico en función al recurso solar y gastos de electricidad que genera la UTM.
- Comprobar el ahorro económico y el tiempo de recuperación de la inversión de estos sistemas fotovoltaicos.
- Promover el uso de las energías renovables ante los sectores sociales y productivos.

JUSTIFICACIÓN

En la Universidad Tecnológica de Morelia, se tiene gastos que sobrepasan los cuarenta mil pesos mensuales en promedio, correspondiente al pago de electricidad que se hace a la CFE, anualmente estamos hablando de un gasto aproximado de casi medio millón de pesos, solamente en este rubro; aunado a esto y en un punto aparte de la situación económica por la que pasamos, podemos mencionar lo siguiente, a partir de Septiembre de 2011, en esta Universidad comenzamos con la impartición de la Carrera de Energías Renovables, que oferta dos especialidades que son: Energía Solar y Turboenergía, en este punto además que somos la única Institución en el Estado que oferta esta carrera y que con estas características no poder contar con proyectos visibles y palpables, que nos hagan ver que somos usuarios de lo que promovemos. Por estas razones, se pudo presentar el Proyecto de Integración de un sistema solar fotovoltaico; que mejor de uno que pueda aplicarse para la alimentación de electricidad a las luminarias de las áreas públicas con las que cuenta la Institución, o uno capaz de que al menos cubra las características de demanda de Energía de Punta, es decir, de la energía que se paga a la CFE, en su rubro más alto; o bien poder desarrollar un sistema que cubra las necesidades totales de la Institución. Se contempla que con este proyecto se puedan generar ahorros considerables para la Institución en sus recursos económicos.

También, se espera que con este proyecto, se haga la promoción del uso de las energías renovables, al igual que la Universidad pudiera resaltar ante la Sociedad en general, como son de la misma comunidad universitaria, el sector social, productivo y gubernamental, con esto poder demostrar que somos una Institución sustentable y comprometida con la preservación del medio ambiente. Poder ser una Universidad reconocida por otras instituciones educativas como promotora de la aplicación de estos sistemas y tecnologías. Además de comprobar que es

tiempo de que para todos es necesario hacer caso a la implementación de estos sistemas, o uso de las energías renovables mediante cualquiera de sus modalidades.

Se pretende que el proyecto se pudiera implementar y con esto corroborar los primeros beneficios económicos a la Institución, así como la promoción de la utilidad de las energías renovables, su viabilidad y facilidad de aplicación.

METODOLOGÍA O DESARROLLO EXPERIMENTAL

- **Análisis de la medición de la radiación solar en la región y comprobación del Recurso Solar con que contamos en la Ciudad.**
- **Calculo de cargas para alimentar.**
- **Análisis de los recibos de luz de la UTM.**
- **Análisis de costo de inversión contra costos de recuperación por la integración del proyecto.**
- **Beneficios por la integración de un sistema fotovoltaico contra otras formas de energías renovables que pudieran ser integradas.**
- **Selección del sistema fotovoltaico y sus componentes.**
- **Análisis de los resultados obtenidos**
- **Beneficios obtenidos por la integración del sistema fotovoltaico.**

INDICE

INTRODUCCIÓN

ANTECEDENTES

OBJETIVOS

Objetivo General

Objetivos Particulares

JUSTIFICACIÓN

METODOLOGÍA O DESARROLLO EXPERIMENTAL

CAPITULO 1: MARCO TEÓRICO O ESTADO DEL ARTE	1
1.1. Energía Fotovoltaica	1
1.2. El Recurso Solar	2
1.3. La trayectoria solar	3
1.4. Datos de Insolación	4
1.5. Efecto fotovoltaico	5
1.6. Materiales de Fabricación	6
1.7. Conceptos básicos de electricidad	7
1.8. Contactos metálicos superficiales	8
1.9. Módulo fotovoltaico	10
1.10. Arreglos fotovoltaicos	13
1.11. Inclinación del arreglo fotovoltaico	17
1.11.1. Regla de mano	18
1.12. Hora Solar Pico (HSP)	20
CAPITULO 2: RECURSO DISPONIBLE DE IRRADIANCIA EN MORELIA, MICH.	25
2.1. Irradiación en Morelia, Michoacán, Recurso Disponible para Integrar Sistemas Fotovoltaicos.	25
2.2. Datos importantes a nivel mundial en relación a la Industria Solar Fotovoltaica.	27
2.3. Situación actual de algunos países Europeos vs México.	28
2.4. Morelia, Michoacán, su ubicación.	30
2.5. Aparatos de Medición utilizados por el CPMM.	31
2.6. Información obtenida proporcionada por el Centro de Previsión Meteorológico de Morelia.	33
2.7. Resultados de este análisis de Irradiancia en la Cd. de Morelia, Mich.	47
2.8 Horas Solar Pico al año en Morelia, Mich.	50
CAPITULO 3: ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE ELECTRICIDAD Y ANÁLISIS DE CARGAS.	58

3.1. Análisis a los recibos de luz que paga la UTM a CFE.	58
3.2. Recibos analizados.	58
3.3. Consumo del Histórico de un año en la UTM.	60
3.4. Precio unitario promedio de las potencias consumidas.	61
3.5 Consumo promedio mensual de Energía de Punta	61
CAPÍTULO 4: DETERMINACIÓN DE LAS CARGAS DEL ALUMBRADO PÚBLICO DE LA UTM.	63
4.1. Cargas totales de las lámparas exteriores en la UTM.	63
4.1.1. Determinación de cargas.	63
4.2. Análisis de cargas del edificio B.	65
4.3 Análisis de cargas totales de la UTM, según recibos facturados.	66
CAPÍTULO 5: SELECCIÓN Y DETERMINACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO QUE SE INTEGRARA PARA ESTE PROYECTO.	69
5.1. Necesidades para integrar un sistema Solar Fotovoltaico Interconectado a la Red en la UTM.	69
5.2. Sistemas Solares Fotovoltaicos de 13 kWp y 110 kWp.	70
5.2.1. Sistema Solar Fotovoltaico Interconectado a la Red de 13 kWp (cubrirá demanda de Energía de Punta Promedio mensual).	70
5.2.2 Sistema Solar Fotovoltaico Interconectado a la Red de 110 kWp, (cubrirá demanda total de la UTM).	73
5.3. Ubicación del Sistema Solar Fotovoltaico en la UTM.	76
5.4. Principales elementos de una Instalación FV Interconectada a la Red.	77
5.4.1. Panel fotovoltaico.	77
5.4.2. Diodos de bloqueo.	78
5.4.3. Fusibles.	78
5.4.4. Cajas de conexión.	79
5.4.5. Inversor.	80

	82
5.4.5.1. Requerimientos de los inversores conectados a red.	82
5.4.6. Protecciones.	83
5.4.7. Equipo de medición y comunicación.	85
5.4.8. Estructura soporte.	86
5.4.8.1. Estructuras fijas sobre terreno.	87
5.5. Notas generales para Instalar un Sistema Solar Fotovoltaico.	87
5.6. Precauciones de seguridad para la instalación de sistemas fotovoltaicos.	89
CAPITULO 6: NORMATIVIDAD VIGENTE EN LA APLICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	91
6.1. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente.	91
6.1.1. Objetivo.	91
6.1.2. Alcance.	92
6.1.3. Reglas.	92
6.2. Requerimientos técnicos de interconexión al sistema eléctrico nacional.	92
6.2.1. Requerimientos para mediana tensión (MT).	93
6.2.2. Capacidad de generación.	93
6.2.3. Rangos de frecuencia.	94
6.2.4. Equipos de protección y seccionamiento	94
6.3. Operación básica de la interconexión.	96
6.4. Pruebas a los sistemas fotovoltaicos.	96
6.5. Generación en mediana escala.	96
6.6. Contrato de interconexión para fuentes de energía renovable o sistema de cogeneración en mediana escala.	96
6.7. Reforma Energética en Materia de Energía Eléctrica.	97
CONCLUSIONES	98
ANEXOS	100
ANEXO 1: FICHA TÉCNICA DEL PANEL FV DE 95 W	100
ANEXO 2: FICHA TÉCNICA DEL PANEL FV DE 250 W	102
ANEXO 3: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR FRONIUS IG PLUS	104
ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	110
BLOGRAFÍA Y REFERENCIAS ELECTRONICAS	119

CAPITULO 1: MARCO TEÓRICO O ESTADO DEL ARTE

1.1 Energía fotovoltaica.

La energía solar es captada y transformada a energía eléctrica en los dispositivos llamados módulos fotovoltaicos. En el presente capítulo se pretende proveer de las herramientas necesarias para entender la naturaleza de la fuente energética, el Sol, así como también de los conceptos básicos de electricidad con los que se debe contar para el buen entendimiento de la operación de los módulos fotovoltaicos.

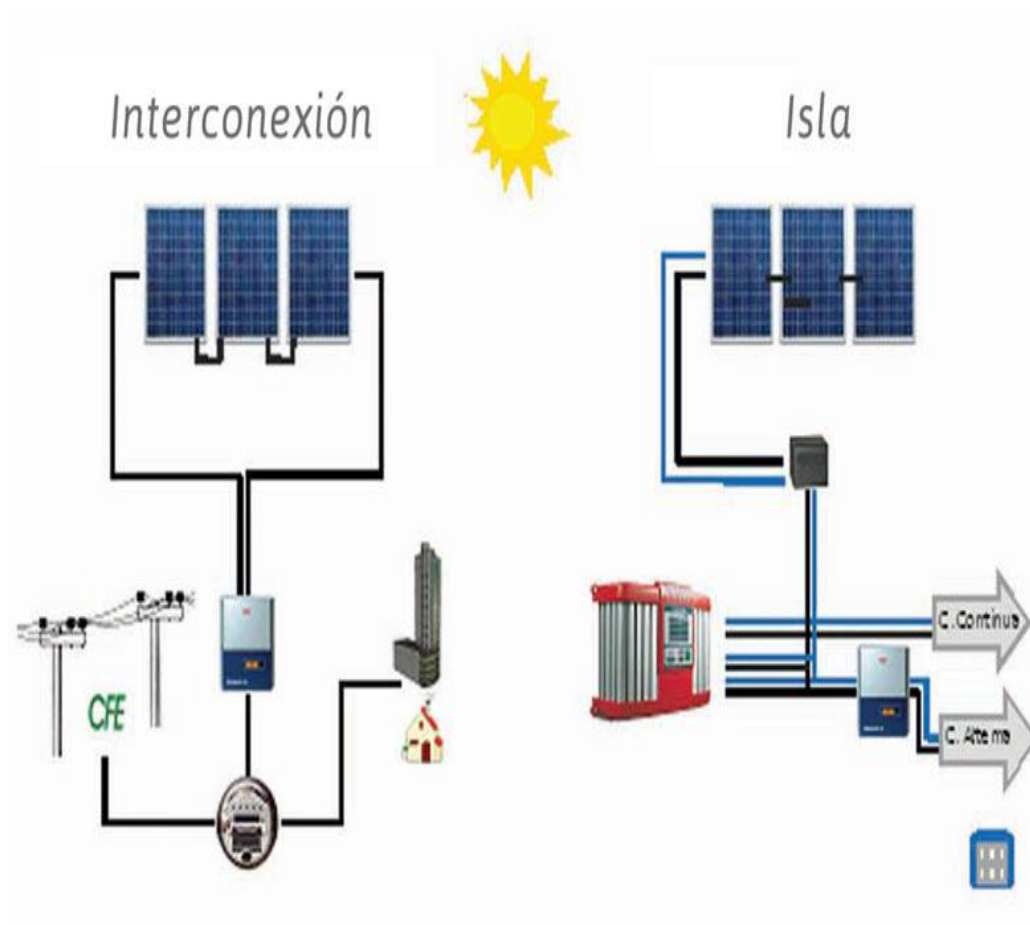


Figura 1: Esquemas de sistemas fotovoltaicos interconectado y aislado.

1.2 El Recurso Solar

El sol es una fuente inagotable de energía debido a las reacciones nucleares que ocurren en su centro. Una gran parte de esta energía llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, la luz solar que podemos percibir mediante la vista está en el rango espectral que abarca desde 400 hasta 750 μm en longitud de onda.

A medida que la radiación atraviesa la atmósfera terrestre sufre atenuación por los procesos de absorción, reflexión y refracción. Tales procesos se verifican cuando los rayos de luz chocan con las nubes o con el vapor de agua existente en la atmósfera. La radiación que llega a la superficie terrestre se puede clasificar en directa y difusa. La radiación directa es aquella que se recibe en la superficie terrestre sin que esta haya sufrido ninguno de los procesos antes mencionados al pasar por la atmósfera. La radiación difusa es la que se recibe después de haber cambiado su dirección por los procesos de refracción y reflexión que ocurren en la atmósfera.

Un captador de la energía solar "percibe" la radiación como si viniera de la bóveda celeste. En un día nublado, la radiación solar recibida en un captador es sólo difusa, ya que la radiación directa es obstruida por las nubes.

La energía de la radiación solar que se recibe en una superficie determinada en un instante dado se le conoce como irradiancia y se mide en unidades de W/m^2 . La irradiancia es un valor distinto para cada instante, es decir se espera que en un día despejado, la irradiancia a las 10:00 A.M., será diferente y menor a la que se obtiene a las 1:00 P.M., esto se debe al movimiento de rotación de la tierra (movimiento sobre su propio eje). Cuando es de noche, se tiene una irradiancia de 0 Watts por metro cuadrado (W/m^2), porque simplemente a esa parte de la Tierra el Sol no la puede ver.

Otro concepto importante es el de Insolación, éste corresponde a la integración de la irradiancia en un período determinado. En otras palabras es la energía radiante que incide en una superficie de área conocida en un intervalo de tiempo dado. Este término tiene unidades de energía por área, comúnmente Watts-hora por metro cuadrado ($W\cdot h/m^2$). Generalmente se reporta este valor como una acumulación de energía horaria, diaria, estacional o anual. La insolación también se expresa en términos de horas solares pico. Una hora de energía es equivalente a la energía recibida durante una hora, a una irradiancia promedio de $1,000\text{ W/m}^2$ (Figura 3). La energía útil que produce el arreglo fotovoltaico es directamente proporcional a la insolación que recibe.

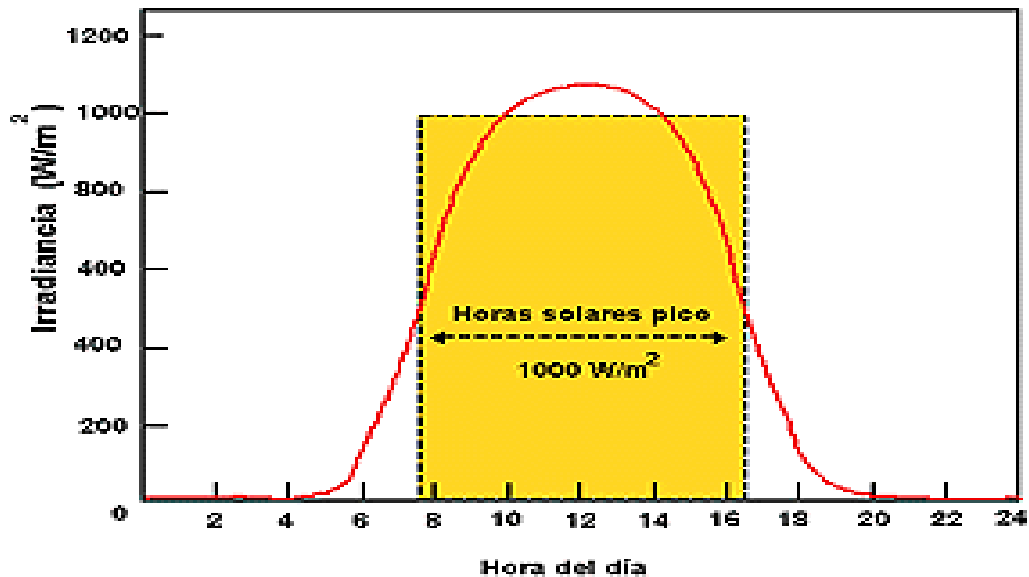


Figura 3. Irradiancia y horas solares pico (insolación) durante un día soleado

1.3 La trayectoria solar

Además de las condiciones atmosféricas hay otro parámetro que afecta radicalmente a la incidencia de la radiación sobre un captador solar, este es el movimiento aparente del sol a lo largo del día y a lo largo del año, ver Figura 5.

Se dice "aparente" porque en realidad la Tierra es la que está girando y no el Sol. La Tierra tiene dos tipos de movimientos: uno alrededor de su propio eje (llamado movimiento rotacional) el cual da lugar al día y la noche y el otro; es alrededor del sol (llamado movimiento traslacional) siguiendo una trayectoria elíptica, el cual da lugar a las estaciones del año.

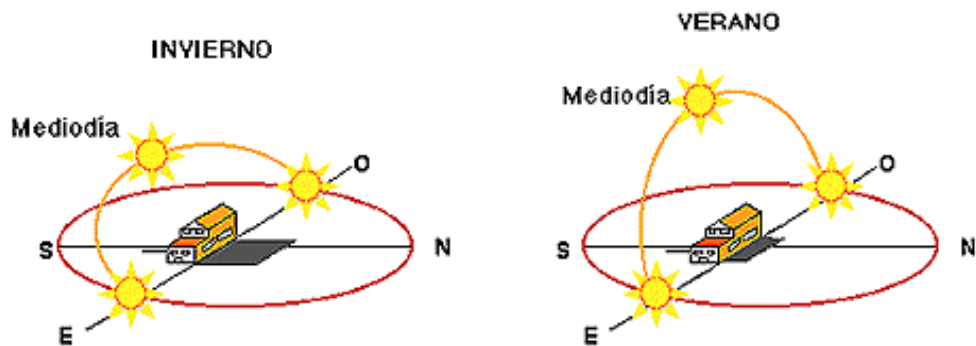


Figura 5. Movimiento aparente del sol en la bóveda celeste en función de la hora del día y la época del año.

Un arreglo fotovoltaico recibe la máxima insolación cuando se mantiene apuntando directamente al sol. Esto requeriría el ajuste de dos ángulos del arreglo: el azimut para seguir el movimiento diario del sol de este a oeste, y el ángulo de elevación para seguir el movimiento anual de la trayectoria solar en la dirección norte-sur.

1.4 Datos de insolación

La insolación es un parámetro clave en el diseño de sistemas solares. Los factores principales que afectan la insolación sobre una superficie captadora son las condiciones climáticas y el ángulo de la superficie captadora con respecto a la posición del Sol. En lugares donde los días nublados son relativamente más frecuentes, la insolación promedio es menor. Cuando la latitud del lugar

sobrepasa los 15° , los días de invierno son apreciablemente más cortos que los días de verano. Esto resulta en una mayor insolación promedio en el verano. Por ejemplo, en las regiones lluviosas del sur de México, la insolación horizontal alcanza 4 kW-h/m^2 por día en el invierno, 5.2 kW-h/m^2 por día en el verano y 4.5 kW-h/m^2 por día como promedio anual. En las regiones áridas del norte de México, la insolación horizontal alcanza 5 kW-h/m^2 por día en el invierno, 8 kW-h/m^2 por día en el verano y 6.5 kW-h/m^2 por día como promedio anual. Debido a que la insolación depende del ángulo del arreglo con respecto a la posición del sol, se usa la insolación horizontal para referirse al potencial solar del lugar. A partir de la insolación horizontal se puede estimar la insolación a un azimut y elevación determinado. Existen tablas y mapas de insolación horizontal para diferentes regiones y épocas del año provenientes de varias fuentes.

1.5 Efecto fotovoltaico

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

Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una celda FV. Pueden ser reflejados o absorbidos. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la celda. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico. Las partes más importantes de la celda solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en otra. Cuando la luz solar incide en la

celda se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas celdas se fabrican a partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando se aumenta la energía. Desafortunadamente no hay un tipo de material ideal para todos los tipos de celdas y aplicaciones. Además de los semiconductores las celdas solares están formadas por una malla metálica u otro tipo de contacto para recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico.

En un captador solar el efecto fotovoltaico se presenta como una diferencia de voltaje en sus terminales cuando está bajo iluminación. Si a las terminales del captador se le conecta un aparato eléctrico, por ejemplo, una lámpara, entonces la lámpara se debe encender debido a la corriente eléctrica que pasa a través de él. A la unidad mínima en donde se lleva a cabo el efecto fotovoltaico se le llama celda solar. En la Figura 6 se muestra este efecto.

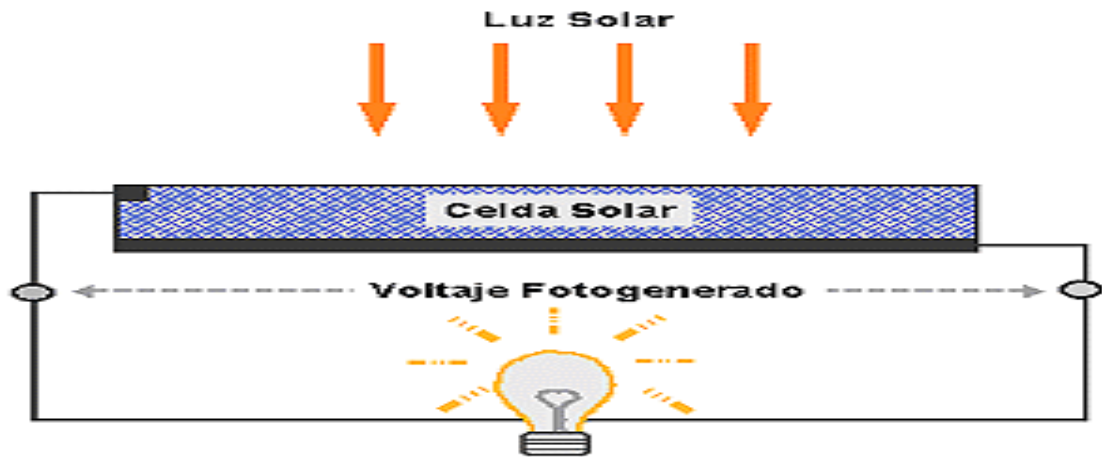


Figura 6. Representación física del efecto fotovoltaico en una celda solar

1.6 Materiales de fabricación

El efecto fotovoltaico se puede llevar a cabo en materiales sólidos, líquidos o gaseosos; pero es en sólidos, especialmente en los materiales semiconductores, en donde se han encontrado eficiencias aceptables de conversión de energía luminosa a eléctrica. Existen diferentes materiales semiconductores con los cuales se pueden elaborar celdas solares, pero el que se utiliza comúnmente es el silicio en sus diferentes formas de fabricación.

Silicio Monocristalino: Las celdas están hechas de un solo cristal de silicio de muy alta pureza. La eficiencia de estos módulos ha llegado hasta el 22%. Los módulos con estas celdas son los más maduros del mercado, proporcionando con esto confiabilidad en el dispositivo de tal manera que algunos fabricantes los garantizan hasta por 25 años.

Silicio Policristalino: Su nombre indica que estas celdas están formadas por varios cristales de silicio. Esta tecnología fue desarrollada buscando disminuir los costos de fabricación. Dichas celdas presentan eficiencias de conversión un poco inferiores a las monocristalinas pero se ha encontrado que pueden obtenerse hasta un orden de 21%. La garantía del producto puede ser hasta por 20 años dependiendo del fabricante.

Silicio Amorfo: La palabra amorfo significa carencia de estructura. La estructura cristalina de estas celdas no tiene un patrón ordenado característico del silicio cristalino. La tecnología de estos módulos ha estado cambiando aceleradamente en los últimos años. En la actualidad su eficiencia ha subido hasta establecerse en el rango de 5 a 10% y promete incrementarse. La garantía del producto puede ser hasta por 10 años dependiendo del fabricante.

1.7 Conceptos básicos de electricidad

La materia está constituida por átomos, los cuales a su vez están formados por dos partes bien diferenciadas: el núcleo, dotado de una carga eléctrica positiva y los electrones, con carga eléctrica negativa que compensa la del núcleo, formando de esta manera un conjunto completamente estable, es decir eléctricamente neutro. Los electrones más externos se conocen como electrones de valencia.

Los semiconductores son utilizados en la fabricación de las celdas solares porque la energía que liga a los electrones de valencia al núcleo es similar a la energía que poseen los fotones que constituyen a la luz solar. Por lo tanto, cuando la luz solar incide sobre el semiconductor (generalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el material. Por cada electrón que se libera, aparece un hueco. Dichos huecos se comportan como partículas con carga positiva (+). Estos portadores foto-generados son forzados a separarse por medio de un campo eléctrico interno, construido para ese fin que obliga a los electrones a acumularse en una superficie del dispositivo, y a los huecos en la otra superficie.

La acumulación de cargas en las superficies del dispositivo da como resultado un voltaje eléctrico medible externamente. La unidad de medición es el volt. Este voltaje es generado mediante el efecto fotovoltaico. Si se establece un circuito eléctrico externo entre las dos superficies, los electrones acumulados fluirán a través de él regresando a su posición inicial. Este flujo de electrones forma lo que se llama una corriente fotovoltaica.

Corriente, voltaje, potencia eléctrica y energía eléctrica son algunos de los conceptos eléctricos fundamentales que se deben de tener en mente cuando se trata con sistemas fotovoltaicos. La corriente eléctrica que circula en el material se define como el número de electrones que fluyen a través de él en un segundo. La

corriente I se mide en amperes. El voltaje eléctrico V , es el esfuerzo que debe realizar una fuerza externa sobre los electrones dentro del material, para producir la corriente y se mide en volts. La potencia eléctrica, es aquella que se genera o se consume en un instante dado, se especifica por el voltaje que obliga a los electrones a producir la corriente eléctrica continua y se expresa como:

$$P = V \times I$$

Siendo su unidad de potencia el Watt (1 Watt = 1 volt x 1 amper).

Y en cuanto a la energía eléctrica, E , es la potencia generada o consumida en un periodo de tiempo t y se define como:

$$E = P \times t;$$

si el tiempo de consumo está dado en horas, entonces las unidades para la energía producida serán: Watt-hora. Otra unidad utilizada es el Joule

$$1 \text{ Joule} = 1 \text{ Watt por segundo}, 1 \text{ kW-h} = 3.6 \times 10^6 \text{ J}$$

1.8 Contactos metálicos superficiales

Las celdas solares comerciales se fabrican con lingotes de silicio de alta pureza (material muy abundante en la arena). El lingote es rebanado en forma de placas delgadas llamadas obleas. El espesor típico usado es del orden de 300 nm (0.3 mm). Una fracción muy pequeña de tal espesor (del orden de 0.5 nm) es impregnado con átomos de fósforo. A esta capa se le conoce como tipo-n. El resto de la oblea es impregnado con átomos de boro y se forma la capa conocida como tipo-p. Estas capas forman un campo eléctrico (voltaje interno construido) dentro de la oblea y cerca de la superficie que recibe la luz del sol. Dicho voltaje

es el responsable de separar a las cargas generadas positivas (huecos) y negativas (electrones).

La celda cuenta con dos terminales que se conectan a un circuito externo para extraer la corriente eléctrica producida. La cara de la oblea expuesta a la luz, posee un enrejado metálico muy fino (plata y/o aluminio), el cual colecta los electrones. Esta capa corresponde a la terminal negativa. Sobre este enrejado está conectado uno de los conductores del circuito exterior. La otra cara cuenta con una capa metálica, usualmente de aluminio. Esta corresponde a la terminal positiva ya que en ella se acumulan las cargas positivas. Sobre esta capa está conectado el otro conductor del circuito exterior. También la celda está cubierta con una película delgada anti-reflejante para disminuir las pérdidas por reflexión.

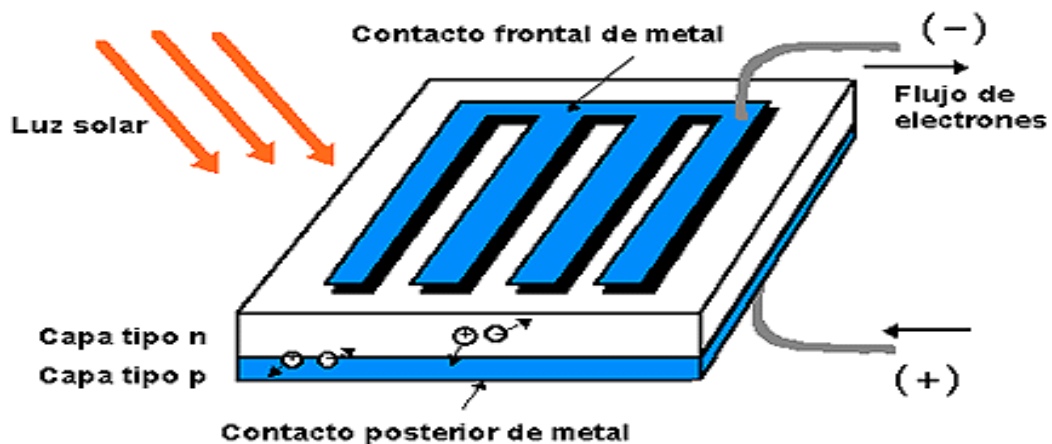


Figura 7. Generación eléctrica en una celda fotovoltaica

1.9 Módulo fotovoltaico

Una celda solar expuesta a la luz genera electricidad; es decir, en las terminales eléctricas externas del dispositivo aparece un voltaje que puede ser medido con un voltímetro.

Corriente a corto circuito I_{cc} (I_{sc}) (Por sus siglas en inglés): Es la máxima corriente generada por el módulo solar y se mide cuando se conecta un circuito exterior a la celda con resistencia nula. La unidad de medición es el ampere. Su valor depende del área superficial y de la radiación luminosa.

Voltaje a circuito abierto V_{ca} (V_{oc}): Es el voltaje máximo que genera un módulo solar. Su unidad de medición es el volt. Este voltaje se mide cuando no existe un circuito externo conectado a la celda.

Las celdas se agrupan en lo que se denomina el módulo solar o fotovoltaico. Este conjunto de celdas deben estar convenientemente conectadas, de tal forma que reúnan las condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles con las necesidades y los equipos estándares existentes en el mercado. Las celdas se pueden conectar en serie o en paralelo.

Comercialmente, las celdas solares se conectan en serie, se agrupan, se enlaminan y se empaquetan entre hojas de plástico y vidrio, formando la unidad del módulo solar. El módulo tiene un marco (usualmente de aluminio) que le da rigidez y facilidad en el manejo y transportación. Además, en éste se encuentran las cajas de conexiones eléctricas para conectar el cableado exterior. El número de celdas que contienen los módulos depende de la aplicación para la que se necesita. Es costumbre configurar el número de celdas conectadas en serie para tener módulos que sirvan para cargar acumuladores (o baterías) de 12 volts. Se pueden encontrar generalmente módulos de 36 celdas conectadas en serie. Estos módulos proporcionan un voltaje de salida que sirve para cargar baterías a 12 volts, incluyendo las pérdidas de voltaje en los circuitos eléctricos así como en los sistemas de control y manejo de energía.

El comportamiento eléctrico de los módulos está dado por las curvas de corriente contra voltaje (curva IV) o potencia contra voltaje (curva PV) que los caracteriza. La curva de potencia se genera multiplicando la corriente y el voltaje en cada punto de la curva IV. La Figura 9 muestran curvas IV y PV para un módulo

fotovoltaico típico. Bajo condiciones estándares de prueba (irradiancia de 1 kW/m^2 y temperatura de celda de $25\text{ }^\circ\text{C}$), cada modelo de módulo tiene una curva IV (o PV) característica. En la curva de potencia contra voltaje, la potencia máxima (P_p) es la capacidad nominal o tamaño del módulo. La corriente y el voltaje en el punto de máxima potencia (I_p y V_p) corresponden a la corriente nominal y voltaje nominal del módulo, respectivamente. Otros parámetros de importancia son la corriente de corto circuito (I_{cc}) y el voltaje de circuito abierto (V_{ca}). Es importante notar que cuando el módulo opera lejos del punto de máxima potencia, la potencia entregada se reduce significativamente.

La potencia máxima o tamaño de los módulos comerciales varía entre 25 y 300 Watts. El voltaje nominal de la mayoría de los módulos fluctúa entre los 16 y 17.5 voltios. Cada módulo tiene en su parte posterior una placa del fabricante con el modelo y las especificaciones eléctricas. Por ejemplo, la placa en la parte posterior del módulo de la Figura 8 se muestra en la Tabla 2.

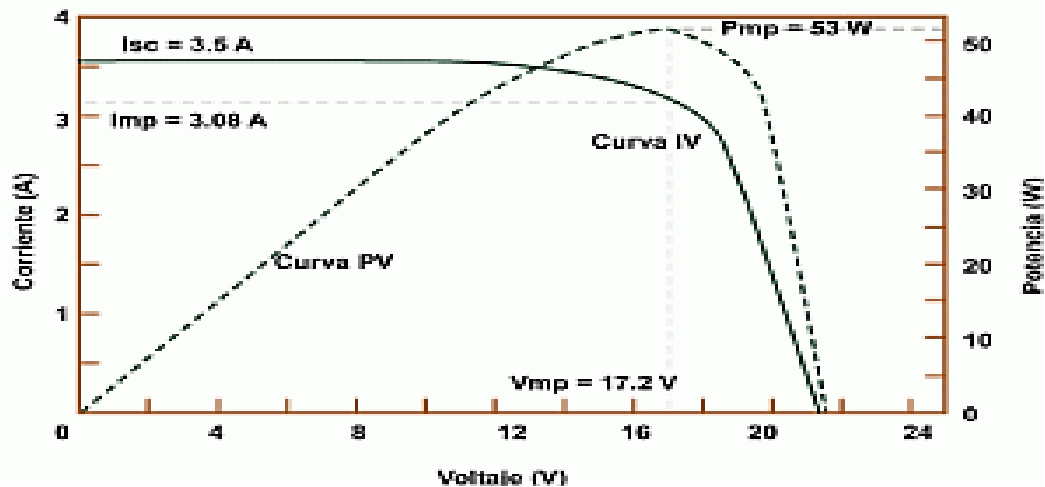


Figura 8. Curva IV y PV para un módulo fotovoltaico típico a $1,000\text{ W/m}^2$ y $25\text{ }^\circ\text{C}$.

Tabla 2. Placa del fabricante de un módulo Solarex VLX-53

Modelo	VLX-53
Pp	53 W
Vp	17.2 V
Ip	3.08 A
Vca	21.5 V
Icc	3.5 A
Condiciones	1000 W/m ² 25 °C

El funcionamiento del módulo fotovoltaico se ve afectado por la intensidad de la radiación y de la temperatura. La **Figura 9** muestra el comportamiento de la corriente producida en función del voltaje para diferentes intensidades de la radiación solar. Se presenta un aumento proporcional de la corriente producida con el aumento de la intensidad. También se debe observar que el voltaje a circuito abierto Vca, no cambio lo cual demuestra su estabilidad frente a los cambios de iluminación. En la **Figura 10**, se muestra el efecto que produce la temperatura sobre la producción de corriente en el módulo. Esta vez, el efecto se manifiesta en el voltaje del módulo. La potencia nominal se reduce aproximadamente 0.5% por cada grado centígrado por encima de 25 °C.

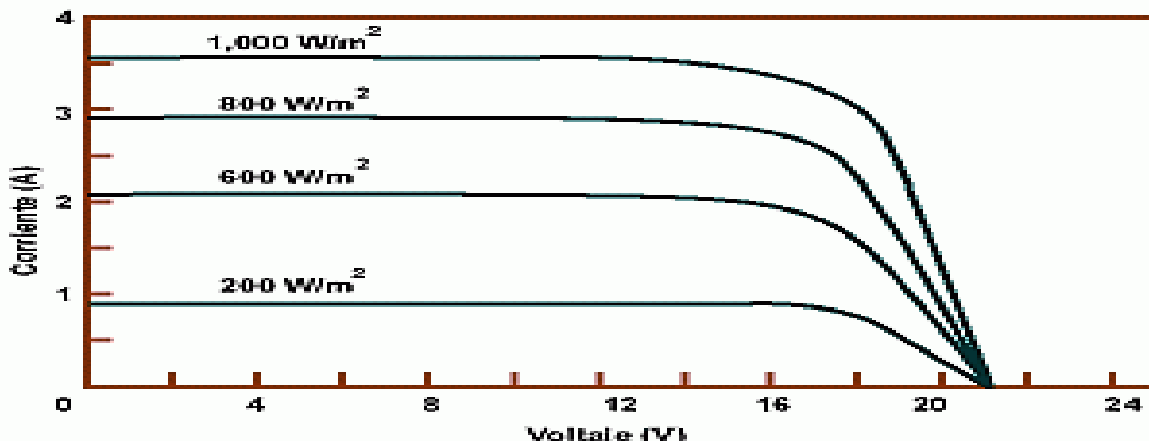


Figura 9. Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes intensidades de radiación (temperatura constante de 25 °C).

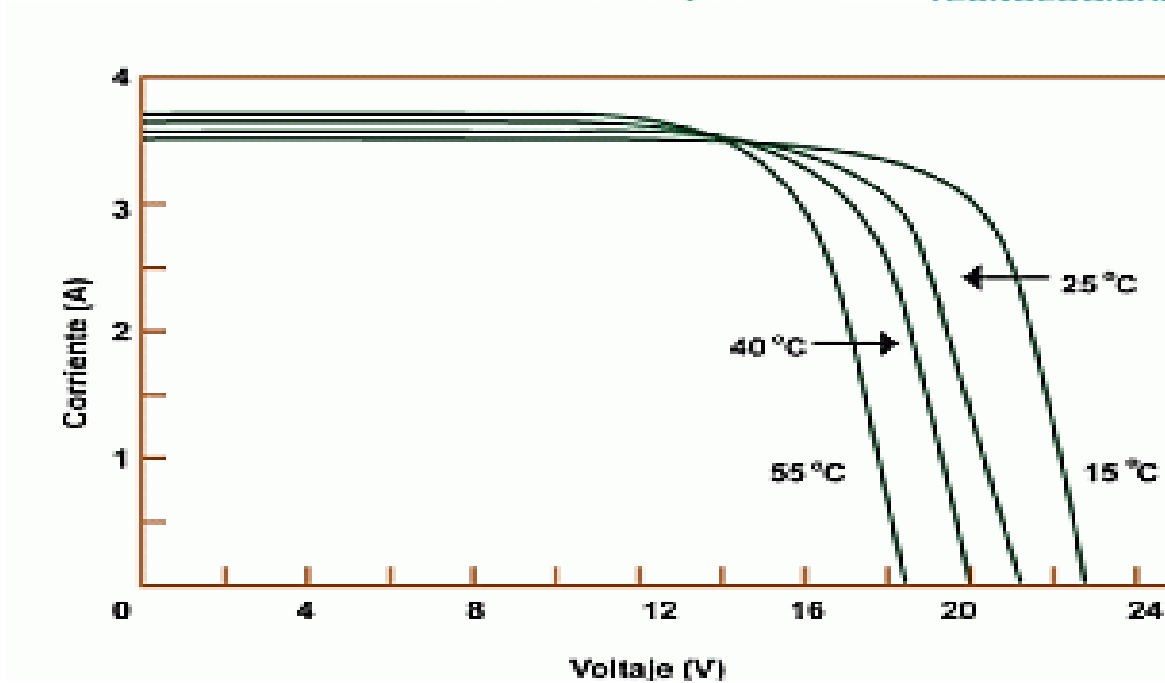


Figura 10. Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes temperaturas de operación (irradiancia constante $1,000\text{W}/\text{m}^2$).

El módulo FV es el componente más confiable del sistema. Es la calidad de la instalación, especialmente de las interconexiones entre los módulos, la que determina la confiabilidad del arreglo FV en su conjunto. Finalmente, la potencia nominal del arreglo es la suma de la potencia nominal de cada módulo.

1.10 Arreglos fotovoltaicos

Un arreglo FV es un conjunto de módulos conectados eléctricamente en serie o paralelo. Las características eléctricas del arreglo son análogas a la de módulos individuales, con la potencia, corriente y voltaje modificados de acuerdo al número de módulos conectados en serie y en paralelo.

Incrementando el voltaje: Los módulos solares se conectan en serie para obtener voltajes de salida más grandes. El voltaje de salida, V_s , de módulos

conectados en serie está dado por la suma de los voltajes generados por cada módulo.

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots$$

Una forma fácil de entender el concepto de sistemas conectados en serie, es mediante la analogía presentada en la Figura 11 entre un sistema hidráulico y un eléctrico. Como se puede observar en el sistema hidráulico (izquierda) el agua que cae desde cuatro veces la altura de 12 metros produce una caída de agua con cuatro veces la presión a la misma tasa de flujo, 2 L/s. La cual se puede comparar con los 48 voltios que el sistema eléctrico (derecha) alcanza al pasar una corriente de 2 amperios por cuatro módulos conectados en serie. La corriente se compara con el flujo ya que ambas permanecen constantes en el circuito, y el voltaje es análogo al papel de la presión en el sistema hidráulico.

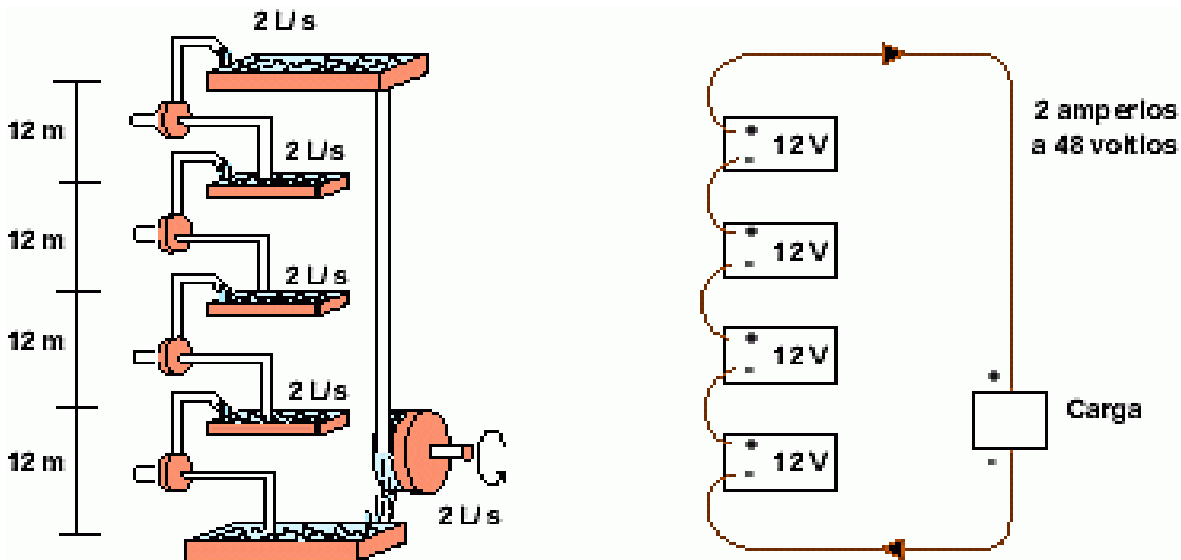


Figura 11. Analogía de una conexión en serie entre un sistema eléctrico y un hidráulico

Incrementando la corriente: Los módulos solares o paneles se conectan en paralelo para obtener corrientes generadas más grandes. El voltaje del conjunto

es el mismo que el de un módulo (o un panel); pero la corriente de salida, I_s , es la suma de cada unidad conectada en paralelo.

$$I_s = I_1 + I_2 + I_3 + \dots$$

De manera similar al sistema conectado en serie, los sistemas conectados en paralelo también pueden ser comparados en un sistema hidráulico, tal y como se muestra en la Figura 12. En el sistema hidráulico (arriba) el agua que cae de la misma altura, da la misma presión que cada bomba individual, pero el flujo es igual al total de los flujos de toda las bombas. Entonces en el sistema eléctrico, el voltaje permanece constante y la corriente de salida de los cuatro módulos es sumada, produciendo 8 amperes de corriente a 12 voltios.

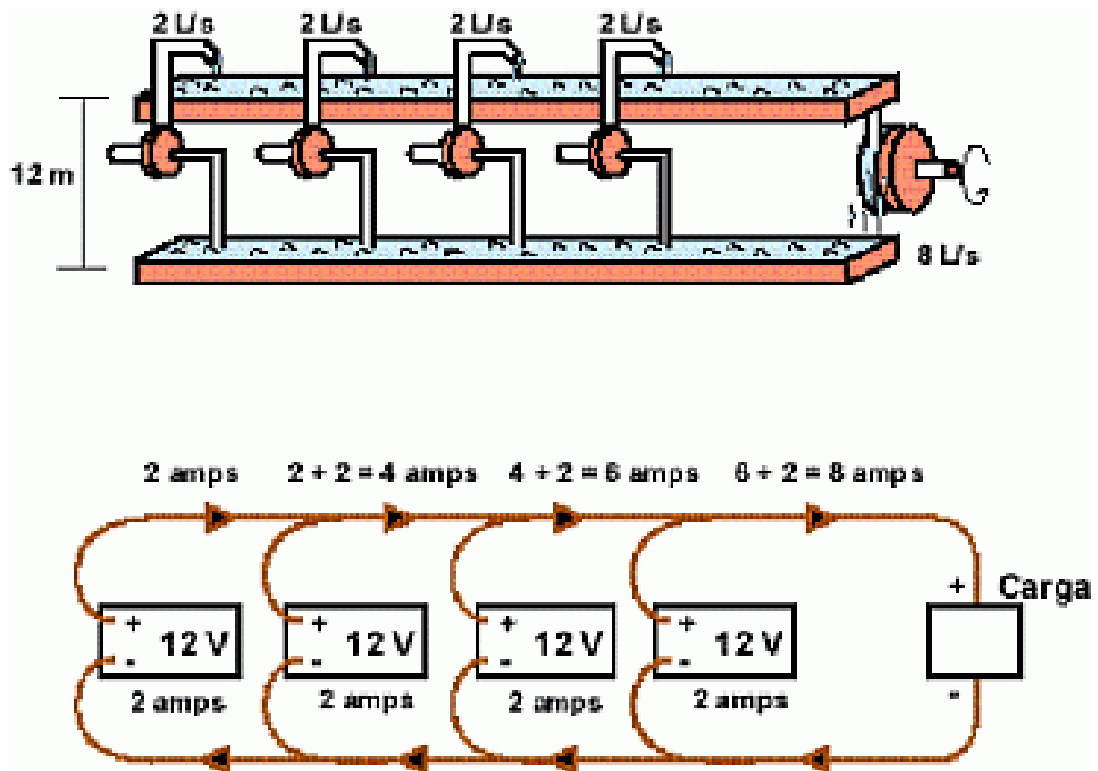


Figura 12. Analogía de una conexión en paralelo entre un sistema eléctrico y un hidráulico.

Para evitar el flujo de corriente en la dirección opuesta se utilizan diodos de bloqueo. Y los diodos de paso, proporcionan un camino de alivio para evitar que circule corriente por un panel o un módulo sombreado (sombra de nubes o de objetos). Un módulo sombreado no genera energía, por lo cual, los demás módulos lo verán como un punto de resistencia. En consecuencia, fluirá corriente hacia él convirtiéndose en un punto caliente del arreglo. Aumentará su temperatura y se degradará aceleradamente.

En la **Figura 13**, se muestra un ejemplo de módulos conectados en serie y en paralelo. En ella también se muestra la posición de los diodos de paso y el diodo de bloqueo. Este último debe ser calculado tomando en consideración la máxima corriente que generará el arreglo fotovoltaico en condiciones de corto circuito. La norma internacional dice que el valor de la corriente que soporta el diodo debe ser por lo menos 1.56 veces el valor de la corriente circuito del arreglo de corto.

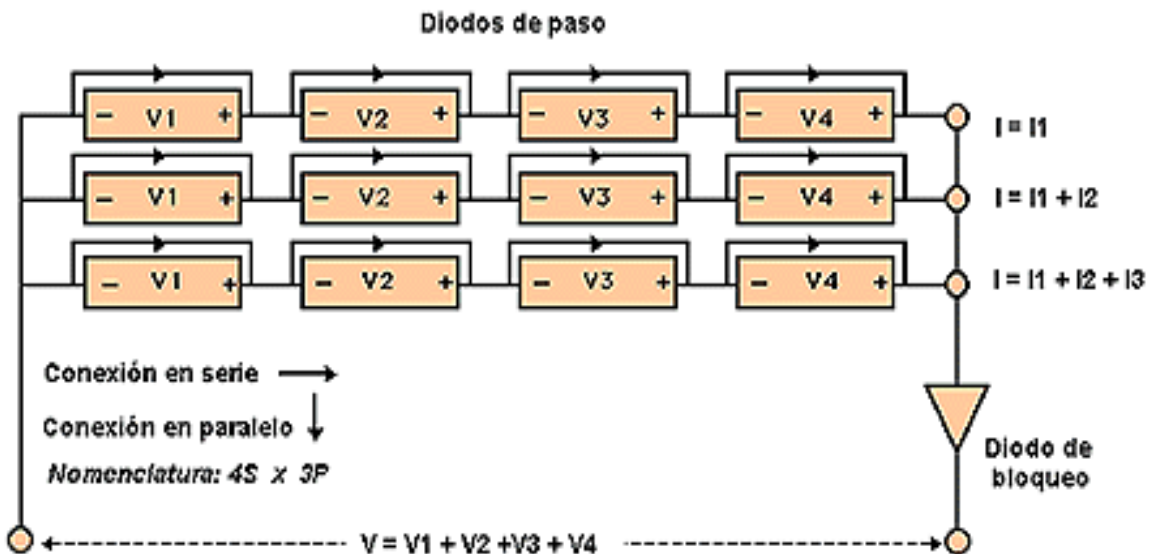


Figura 13. La conexión de módulos fotovoltaicos.

Ejemplo 1: 16 módulos FV como el de la Tabla 2, han sido interconectados para accionar un equipo de bombeo de agua. El arreglo consta de 2 hileras en paralelo, con 8 módulos en serie cada una. La curva IV y PV que describe el

comportamiento del arreglo tendrá las mismas cualidades que las curvas de la Figura 9, pero con los siguientes parámetros:

$$I_s = 3.08 \times 2 = 6.16A, \quad V_s = 17.2 \times 8 = 140 V, \quad P_s = 53 \times 16 = 850 W = 0.85 kW.$$

1.11 Inclinación del arreglo fotovoltaico

La máxima energía se obtiene cuando los rayos solares llegan perpendiculares a la superficie del captador. En el caso de arreglos fotovoltaicos la perpendicularidad entre las superficies de los módulos y los rayos solares solo se puede conseguir si las estructuras de montaje del arreglo se mueven siguiendo al Sol.

Existen estructuras de soporte del arreglo que ajustan automáticamente el azimut y/o la elevación. Estas estructuras de montaje se llaman seguidores. Generalmente el ángulo de elevación del arreglo es fijo. En algunos casos se usan seguidores azimutales. Dependiendo de la latitud del lugar, estos seguidores pueden incrementar la insolación promedio anual en un 15-25%.

En el caso de que no se tenga un seguidor solar, el arreglo se monta en una estructura fija como se muestra en la **Figura 14**. Este montaje tiene la ventaja de ser muy sencillo. Debido a que el ángulo de elevación del Sol cambia durante el año, se debe tener un criterio de selección del ángulo óptimo del arreglo que garantice la máxima producción de energía eléctrica. En el hemisferio Norte el Sol se declina hacia el Sur, por lo cual se requiere que los arreglos fijos se coloquen inclinados (respecto de la horizontal) viendo hacia el Sur.

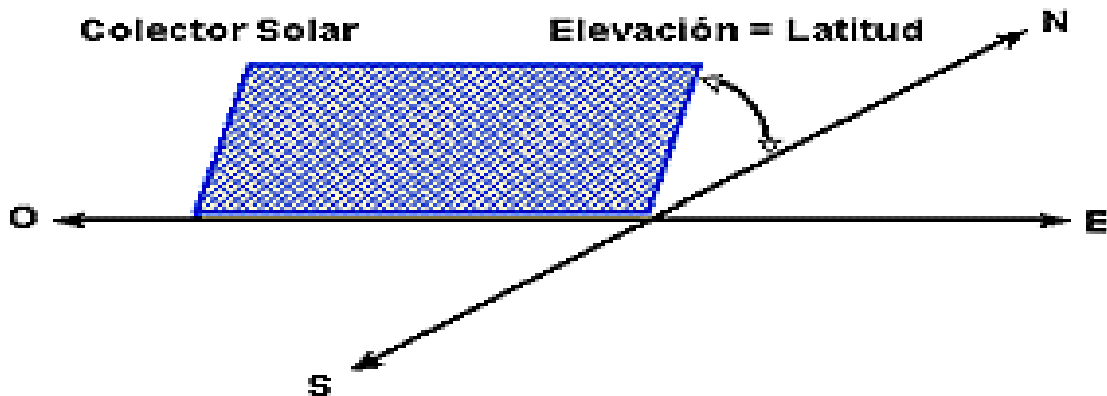


Figura 14. Orientación de una estructura fija para maximizar la captación de radiación solar a lo largo del año.

1.11.1. Regla de Mano

- La inclinación del arreglo se selecciona para satisfacer la demanda de agua durante todo el año.
- Si se desea bombear la máxima cantidad de agua al año, la inclinación del arreglo deberá de ser igual al valor de la latitud del lugar.

Se ha visto que la energía que entrega un módulo o arreglo fotovoltaico depende de la irradiancia y la temperatura. Es posible estimar la energía eléctrica (en kWh/día) que se espera de un arreglo de cierta potencia nominal utilizando las siguientes aproximaciones:

1. Los módulos fotovoltaicos instalados en una estructura anclada al suelo trabajan aproximadamente 55°C durante el día, 30°C por encima de las condiciones estándares de prueba (25°C). Esto significa que la capacidad real del arreglo es aproximadamente 15% menor que su potencia nominal. Es decir, su capacidad real es 85% de la capacidad nominal.
2. La energía eléctrica (kWh) esperada es el producto de la capacidad real del arreglo (en kW) por la insolación (en horas solares pico) al ángulo de

elevación del arreglo. La energía fotovoltaica generada varía con la época del año, de acuerdo a los cambios en los niveles de insolación.

3. Si se usa un seguidor azimutal, la energía disponible se aumenta entre un 15 y 25%.

Ejemplo 2:

El arreglo del Ejemplo 1, fue instalado en la granja familiar "El Jeromín," cerca de Aldama, Chihuahua, México. El arreglo tiene un azimut en la dirección del sur verdadero y una inclinación fija igual a la latitud (30°N). No se usa seguidor azimutal. La capacidad real del arreglo trabajando a una temperatura de celda de 55°C es de $0.85 \times 0.85 \text{ kW} = 0.72 \text{ kW}$. De acuerdo a las tablas del Apéndice, la insolación esperada es de 6.1 kWh/m^2 por día en el primer trimestre del año, y 6.6 kWh/m^2 por día en el tercer trimestre del año. La energía que se puede esperar del arreglo es, aproximadamente, $6.1 \times 0.72 = 4.4 \text{ kWh}$ por día en el primer trimestre, y $6.6 \times 0.72 = 4.8 \text{ kWh}$ por día en el tercer trimestre. Si el mismo arreglo se instala a una elevación de 15° (latitud menos 15°) la insolación estimada es de 5.7 kWh/m^2 por día en el primer trimestre, y 6.9 kWh/m^2 en el tercer trimestre. En este caso, la energía eléctrica esperada es de 4.1 kWh y 5.0 kWh por día en el primer y tercer trimestre, respectivamente.



Figura 15. Sistema de bombeo de agua asistido por módulos solares, en El Jeromín, Chihuahua.

1.12 Hora Solar Pico (HSP)

Esta unidad denominada hora solar pico es muy usada en el campo de la energía solar fotovoltaica y su conocimiento resulta útil en el análisis de sistemas fotovoltaicos, como los instalados en las escuelas primarias rurales, etc.

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de 1000 W/m².

Una hora solar pico equivale a 3,6 MJ/m² o, lo que es lo mismo, 1 kWh /m², tal y como se muestra en la siguiente conversión:

$$1 \text{ HSP} = \frac{1000\text{W} \cdot 1\text{h}}{\text{m}^2} \cdot \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} \cdot \frac{1 \text{ J/s}}{1\text{W}} = 3,6 \text{ MJ/m}^2$$

Este valor de HSP se obtiene mediante distintos factores.

Una vez obtenido el valor de las HSP, podemos calcular teóricamente cuanta potencia diaria podemos obtener de nuestros paneles multiplicando la potencia de estos por las HSP, aunque también hay que tener en cuenta distintos factores de corrección.

El origen e interpretación de la hora solar pico puede comprenderse a partir de las siguientes consideraciones:

La irradiancia solar sobre la superficie terrestre en un día cualquiera puede tener un comportamiento como el mostrado en la **Figura 16**. La presencia de las nubes modifica esta distribución, pero en el presente análisis, no resulta esencial y no será tomada en cuenta.

La característica de esta distribución cambia según el verano o el invierno, algo también importante para un análisis integral a lo largo del año, pero para la interpretación de la hora solar pico mantendremos como referencia la distribución mostrada en la **Figura 16**, como ejemplo de un día cualquiera.

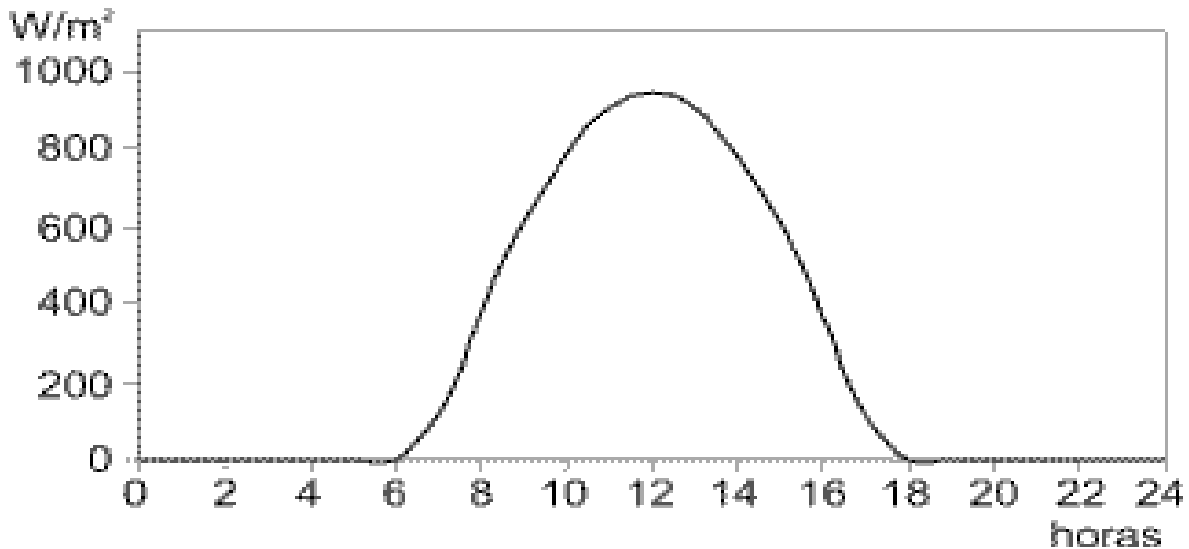


Figura 16. Distribución horaria de la irradiancia solar en un día sin nubes.

El cálculo de la energía total recibida en un metro cuadrado de superficie terrestre (o su equivalente a un panel fotovoltaico) horizontal, es representado por el área bajo la curva de la **Figura 16**, por lo que debe obtenerse un valor aproximado a 5000 W h / m^2 o 5 kW h / m^2 .

Es decir, el valor de 5 kW h / m^2 , resulta de la suma o la integración de la energía incidente en cada hora, desde los valores menores de las horas tempranas o de la mañana o las horas de la tarde del día, así como los valores mayores correspondientes al mediodía.

Con el objetivo de facilitar estos cálculos, se hace la siguiente consideración: Un caso hipotético de que el Sol, logra una irradiancia constante de 1000 W / m^2 , durante un tiempo relativamente corto, pero de tal modo que la energía total

incidente sobre el metro cuadrado en mención durante todo el día, fuese igual a la que produce el Sol en realidad.

En la **Figura 17**, se ha representado el efecto del Sol hipotético actuando desde las 9:30 a.m. hasta las 2:30 p.m., es decir, un tiempo total de 5 horas. Gráficamente, las áreas bajo las curvas son iguales, ya que ambas representan la misma energía total incidente.

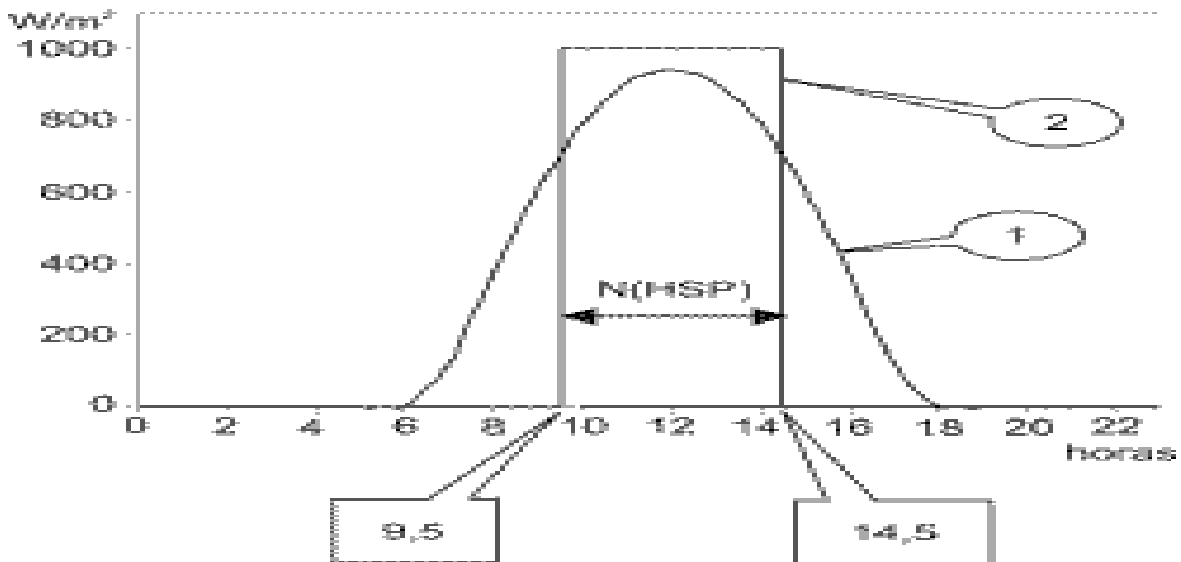


Figura 17. Distribución horaria de la irradiación solar en un caso real (1) y otro hipotético (2).

El tiempo que requiere el Sol hipotético de 1000 W/m^2 , será el número de hora solar pico $[N(\text{HSP})]$. En el ejemplo mostrado en la **Figura 17**, resultan ser 5 HSP.

Por otra parte, la potencia de los paneles fotovoltaicos se especifica en watt pico (Wp), lo cual representa la potencia eléctrica que entrega el panel, cuando la irradiación sobre él es de 1000 W/m^2 (estándar o norma de certificación) con un espectro o composición similar a la radiación solar y con una temperatura de 25°C . Para calcular la energía total incidente en el día del ejemplo y un metro cuadrado, se tienen dos métodos:

- 1). Irradiación = Área bajo la curva 1.
- 2). Irradiación = Área bajo la curva 2.

Evidentemente, el cálculo es más simple por el segundo método (2), ya que de este modo tenemos lo siguiente:

$$\text{Irradiación} = (\text{ancho}) \times (\text{alto}) = N \text{ (HSP)} \times 1\,000 \text{ W/m}^2.$$

Utilizando ahora la unidad kW y precisando que $N \text{ (HSP)} = 5 \text{ h}$.

$$\text{Irradiación} = 5 \text{ h} \times 1 \text{ kW/m}^2 = 5 \text{ kWh/m}^2.$$

Obsérvese que el valor numérico de 5 (en kWh/m^2), es igual al número de hora solar pico. Debe señalarse que esto último es sólo válido con las unidades aquí utilizadas y gracias al valor unitario de 1 kW/m^2 , por lo que al caracterizar la irradiación solar del día analizado, puede hacerse por: 5 kWh/m^2 o 5 HSP.

El objetivo práctico de todo lo anterior se observa al realizar el análisis o cálculo de la energía que produce un panel, a partir de una irradiación solar concreta.

Para calcular la energía eléctrica que produce, por ejemplo, un panel fotovoltaico de 165 Wp, en un día caracterizado por 5 kWh/m^2 , el procedimiento es:

1. El valor de 5 kWh/m^2 se interpreta como 5 HSP.
2. La energía diaria se calcula por:

$$\text{Energía diaria} = \text{potencia} \times \text{tiempo}.$$

$$\text{Energía diaria} = 165 \text{ Wp} \times 5 \text{ h} = 825 \text{ Wh}.$$

El cálculo es correcto, pues los 165 Wp, se certificaron con una irradiancia de 1 kW/m^2 , lo cual coincide con la definición de HSP.

Obsérvese que en este procedimiento no se requiere conocer ni introducir el área del panel, ni su eficiencia (lo cual hubiera sido necesario con el método 2); sólo se requiere conocer la potencia del panel (en Wp) y la irradiación solar (en kWh / m²), la cual se interpretará numéricamente en HSP. Todo esto simplifica el proceso.

Debe aclararse para el ejemplo (y en general) que 5 HSP no significa que existan 5 horas de Sol. En la **Figura 17**, se puede observar que existen unas 12 horas de Sol. Las 5 horas se refieren a un Sol hipotético de 1 000 W/m² que logra, en sólo 5 horas, producir la misma irradiación que logra el Sol verdadero en 12 horas.

Por último, tomemos como ejemplo lo siguiente, esto con la finalidad de que pueda ilustrarse la capacidad de 825 Wh, al considerarse como consumo energético para una escuela primaria rural, sin computadora, lo siguiente:

EQUIPO	TIEMPO DE TRABAJO	
Un equipo de vídeo de 30 W	Trabajando 4 horas diarias	120 Wh
Un televisor de 80 W	Trabajando 4 horas diarias	320 Wh
Dos lámparas de 15 W c/u	Trabajando 8 horas diarias	240 Wh
Pérdidas del sistema (inversor, regulador, baterías, cables)		20 Wh
Reserva		125 Wh

Observamos que del total de 825 Wh, ocuparíamos solamente 700Wh, quedándonos, con una reserva de 125 Wh, los cuales pueden almacenarse en una batería.

CAPITULO 2: RECURSO DISPONIBLE DE IRRADIANCIA EN MORELIA, MICH.

2.1 Irradiación en Morelia, Michoacán, Recurso Disponible para Integrar Sistemas Fotovoltaicos.

La integración de un sistema fotovoltaico, es exclusivo de la disponibilidad de la irradiación en la localidad, esta irradiación varía en cada punto de nuestro planeta, es decir, no es la misma irradiación en una localidad de España o Alemania a la recibida en nuestro País, puesto que México, se encuentra más cercano hacia el Ecuador que España o Alemania, o inclusive que cualquier otro país del Continente Europeo **Figura 18 y Figura 19**. Esto nos posiciona en una gran ventaja sobre los países de Europa, en cuanto al recurso de irradiación solar, sin embargo, sabemos que en la actualidad la integración de sistemas fotovoltaicos de forma micro o macro se ha generalizado en toda Europa, siendo Alemania el País con más capacidad integrada en sistemas fotovoltaicos a Nivel Mundial **Figura 20** . Como se ve a continuación:

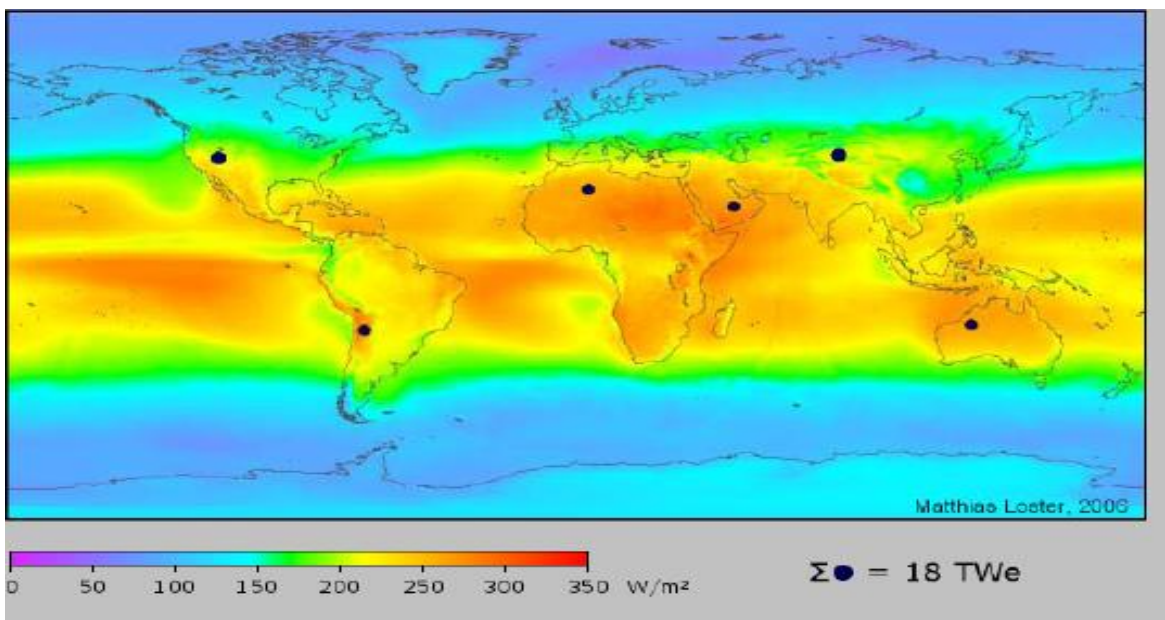


Figura 18: Mapa de Irradiancia Mundial y gráfica de de colores que asemejan la radiación en W / m².

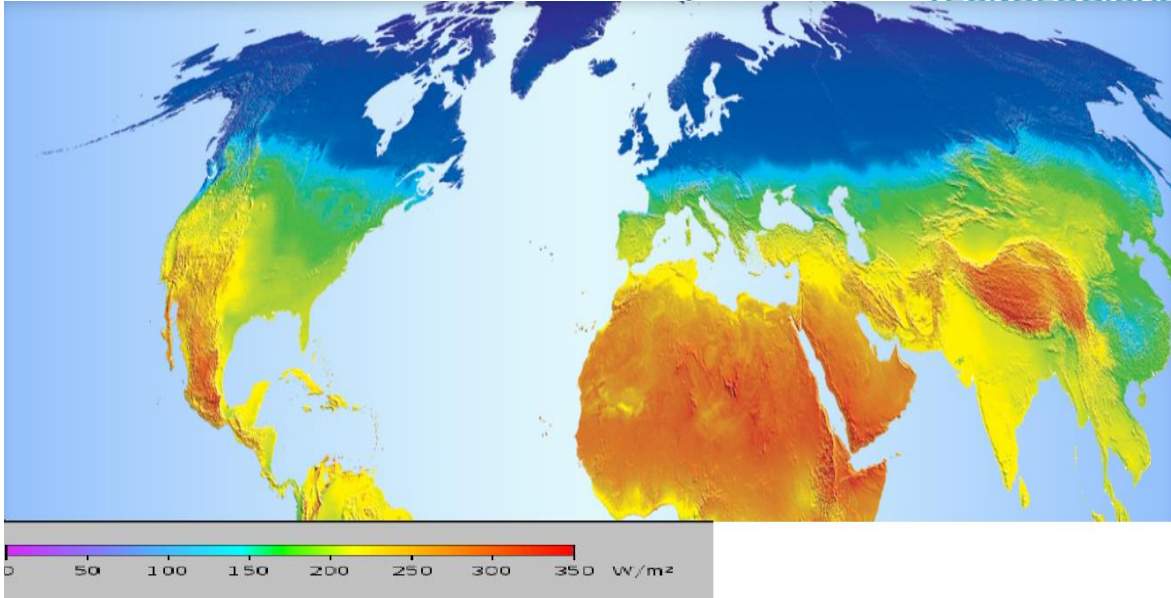


Figura 19. Irradiación solar en el mundo. Según gráfico de colores que asemejan la radiación en W / m^2 .

Aún y con el dato señalado en las **Figuras 18 y 19**, en la cual se observa a México con una mejor posicionamiento en este rubro de Irradiancia por metro cuadrado, en la actualidad no podemos compararnos con lo instalado en referencia a sistemas fotovoltaicos con respecto de cualquier país de Europa, aún y cuando la radiación solar promedio es el doble de por ejemplo contra Alemania, que actualmente es el país del mayor mercado fotovoltaico instalado en el mundo.

El inmenso potencial de México en lo referente a irradiancia recibida por metro cuadrado y otros recursos naturales y que actualmente es la segunda economía más grande de Latinoamérica, ha sido escasamente explotado hasta ahora, en el rubro del aprovechamiento de la energía solar. Actualmente, el país tiene instalada, tan solo, una capacidad de aproximadamente 19.7 MWp de sistemas fotovoltaicos, comparados con una capacidad instalada de 3,800 MWp en Alemania.

Ahora haciendo comparativo de la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos en el mundo lo observamos en la **Figura 20**, donde muestra en una grafica la capacidad instalada de las principales potencias dentro de este rubro, cabe

señalar que México no entra como país productor, sino entra de forma grupal con América Latina.

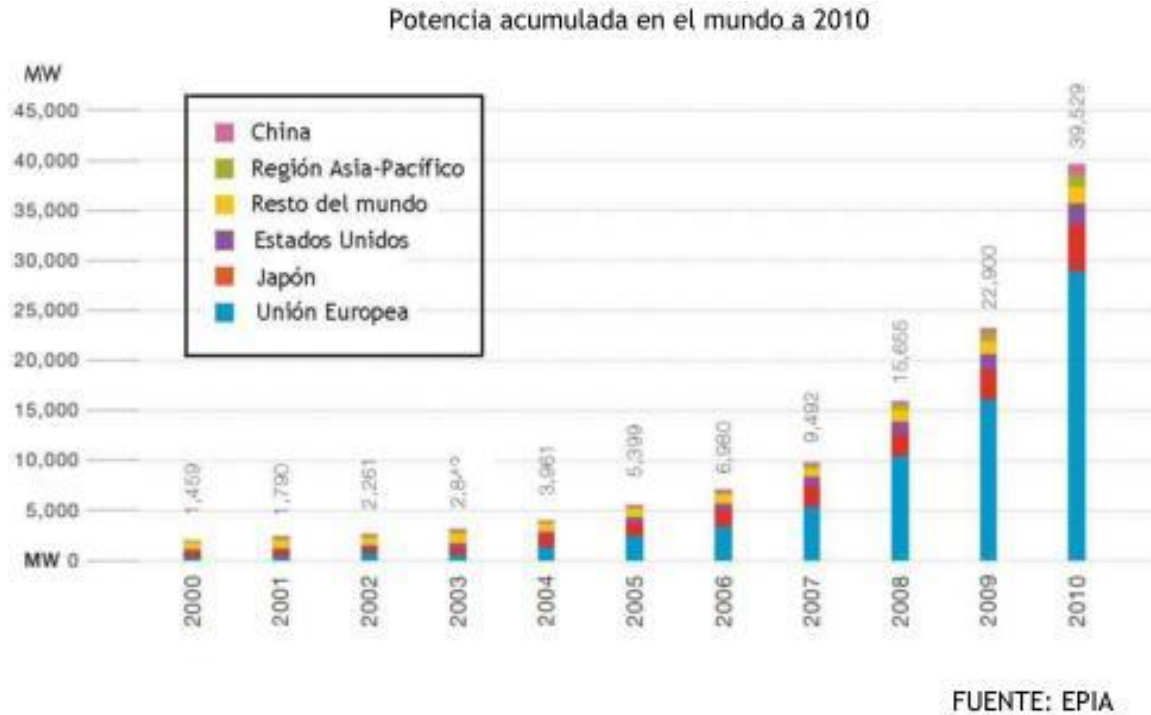


Figura 20. Capacidad Instalada de Sistemas Fotovoltaicos en el Mundo.

2.2 Datos importantes a nivel mundial en relación a la Industria Solar Fotovoltaica.

Los datos más relevantes de la industria solar fotovoltaica en el mundo son:

- Los países principales por potencia instalada en 2010, por orden, fueron: Alemania (7.408 MW), Italia (2.321 MW), República Checa (1.490 MW) Japón (990 MW) y EE.UU. (980 MW).

- La potencia mundial instalada en el año 2010 fue de 16.600 MW, lo que supuso un incremento del 72% de la potencia mundial acumulada con respecto al año 2009.

- El 79% de la potencia mundial instalada en 2010 fue en la Unión Europea, con más de 13.240 MW. Dentro de la Unión Europea, Alemania fue claramente el preponderante representando el 59% de toda Europa.

- Japón ha instalado 990 MW en 2010 llegando a una potencia total instalada de 3,6 GW.

- EE.UU. instaló en 2010, 980 MW, alcanzando aproximadamente los 2,7 GW.

Aparecen nuevos actores como China con 520 MW acumulados y la India con 30 MW.

En 2010 se alcanzó una producción mundial de celdas fotovoltaicas de 27.213 MW.

En este mismo año, aproximadamente el 87 % de las celdas que se fabricaron fueron con silicio, de las cuales con silicio monocristalino el 33,2 %; con policristalino el 52,9 % y con amorfo el 5%; el 5,3 % con telurio de cadmio; el 1,2 % con cobre, selenio e indio (CIS) y el 2,4 % restante con otras tecnologías, según datos de la revista especializada Photon International.

2.3 Situación actual de algunos países Europeos vs México.

En Europa, según datos de EurObserv'ER, la potencia instalada ascendía a finales de 2010 a 29.327 MWp, repartidos entre 29.173 MWp de instalaciones conectadas a red y 154 MWp de instalaciones aisladas de la red eléctrica. En la **Figura 21**, se muestra las potencias acumuladas en sistemas fotovoltaicos en 2010, en los principales países europeos; en esta gráfica observamos que países como Portugal, inclusive Bélgica, quien posee una superficie mucho inferior a nuestro territorio, así como una irradiación mucho menor, tiene una capacidad fotovoltaica instalada, por encima de nuestro país, de más de 39 veces, es decir por cada MW instalado en México, Bélgica tiene instalados 39 MW.

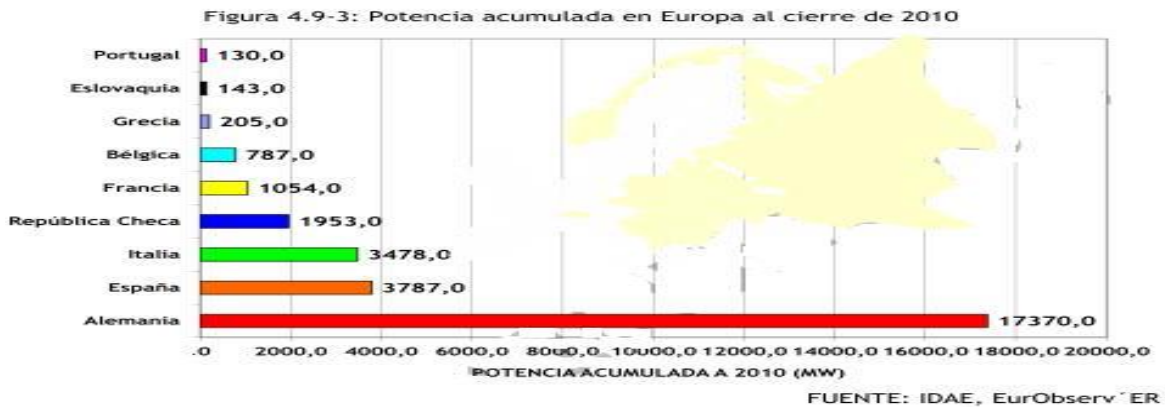
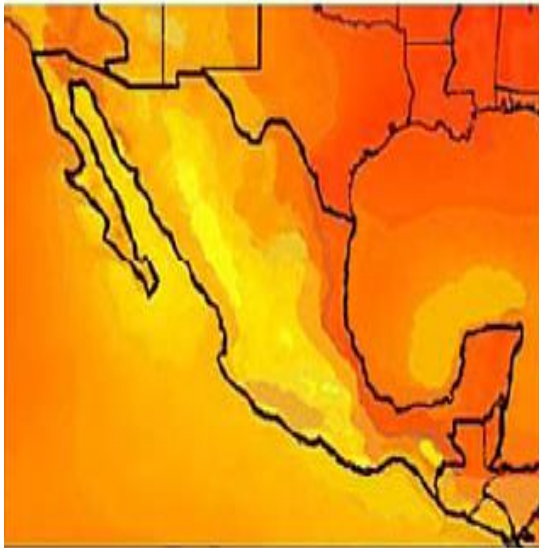


Figura 21. Capacidad de Sistemas Fotovoltaicos Instalados en Europa.

Ahora observemos la **Figura 22**, donde vemos que México, en relación a la irradiancia solar que recibe en comparación con los países europeos se encuentra muy por encima de estos en este rubro o recurso, es decir tenemos mayor cantidad de radiación solar por metro cuadrado en cualquier parte o rincón de nuestro país que cualquier parte o país europeo. Con los datos señalados en la Figura 5, observamos que tenemos localidades o ciudades con un alta Irradiancia, tal es el caso de la Ciudad de Mexicalí, B.C. N. donde un poseen un promedio diario de 5.90 kW-h/m². Es decir, diariamente por cada metro cuadrado en esta localidad se están recibiendo una cantidad de 5.90 kW-h. Cantidad de energía solar para alimentar un hogar promedio en el consumo de energía eléctrica. Ahora bien tenemos que si la tecnología actual en lo relacionado a las fotoceldas que se encuentran en el mercado donde las que están hechas de silicio policristalino están por el 22 % de eficiencia y las de silicio mono-cristalino con una eficiencia del 21 %, quiere decir que en un metro cuadrado podríamos convertir aproximadamente en esta localidad en mención con la utilización de un sistema de fotoceldas ya fueran de silicio mono-cristalino o poli-cristalino, a 1.239 hasta 1.298 kW-h/m² por día.

INSOLACIÓN ANUAL



Localidad	Irradiación (kW-h/m ² / día)
SLRC, Son	5.86
Pto. Libertad, Son	5.80
Mexicali, BC	5.90
Las Tres Virgenes, BCS	5.83

Figura 22. Capacidad de Irradiación de México y de algunas ciudades de nuestra Republica con datos de Irradiación en kW-h / m² por día.

Para concluir con estos puntos anteriores en los cuales tenemos un comparativo de la irradiancia contra la cantidad de sistemas fotovoltaicos instalados, en el mundo vayamos al objetivo de este capítulo que es: "Irradiación en Morelia, Michoacán, Recurso Disponible para Integrar Sistemas Fotovoltaicos", con el cual hago una referencia de la Disponibilidad del recurso de Energía Solar para esta Ciudad del estado de Michoacán, y con esto poder saber que estamos en una inmejorable situación para poder hacer la aplicación de la Tecnología referente a la Fotovoltaica y así sacar el mayor provecho de la energía solar en forma de irradiancia o cantidad de energía solar por metro cuadrado que se recibe, información proporcionada por una Institución Gubernamental, como es el Centro de Previsión Meteorológico de Morelia, que pertenece al SMN, y este a su vez depende de la CONAGUA.

2.4 Morelia, Michoacán, su ubicación.

La ciudad de Morelia, Mich. se encuentra ubicada en las coordenadas de latitud y longitud siguientes: $19^{\circ}42' 08''$ N, $101^{\circ}11' 08''$ O. Y a una altitud de 1921 msnm. Ver **Figura 23**.



Figura 23. Ubicación del estado de Michoacán y de la Ciudad de Morelia en el mapa de México y en el del Estado.

Ahora sabiendo la ubicación de la Ciudad de Morelia, Michoacán. Pasemos a lo relevante del capítulo que corresponde a la disponibilidad de la Irradiación que recibe esta ciudad, y teniendo al Centro de Previsión Meteorológica de Morelia, quien a su vez pertenecen al Sistema Nacional de Meteorología (SNM) y depende de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), es el responsable de recopilar y a su vez si se le solicita proporcionar la siguiente información.

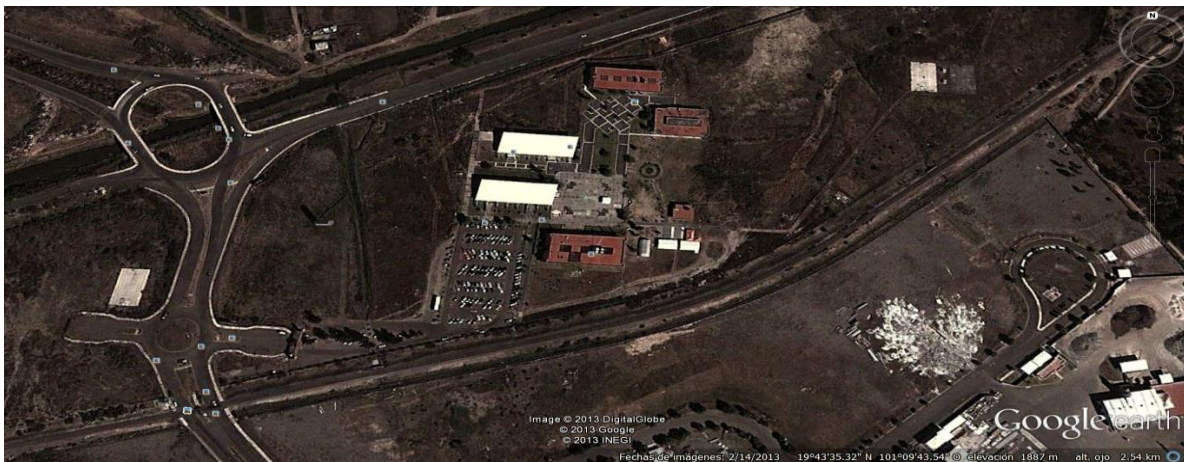


Figura 24. Ubicación de la UTM, mapa de Google Earth.

Cabe señalar, que este Centro de Previsión Meteorológica fue a partir que hasta el mes de Julio del año de 1996 comenzaron a adquirir datos relacionados a la Radiación Solar que incide sobre esta ciudad, ya que anteriormente no le daban una importancia relevante o simplemente no lo consideraban como dato importante para la previsión meteorológica.

2.5 Aparatos de Medición utilizados por el CPMM.

Los datos obtenidos por el Centro de Previsión Meteorológico de Morelia, corresponden a los que obtienen con lo registrado con los siguientes aparatos de medición, un Heliógrafo (**Figura 24a**) y un Piranómetro (**Figura 25**). Señalemos que además de estos dos aparatos, existen otros más con la capacidad también de obtener la radiación solar total, como son el **pirheliómetro**.



Figuras 24a. Heliógrafo del Centro de Previsión Meteorológica de Morelia.



Figuras 25. Piranómetro del Centro de Previsión Meteorológico de Morelia.

Los datos que obtiene este Centro de Previsión Meteorológico de Morelia, es en referencia a las horas al día que hay sol, es decir la cantidad de horas diarias de radiación y este dato es obtenido por medio del Heliógrafo. Así como la cantidad de energía solar por centímetro cuadrado que incide en la ciudad de Morelia, estos datos son obtenidos por el Piranómetro, datos que obtienen en cal/cm^2 y en joules (J) o kilojoules (kJ), por día.

Ahora pues, la información proporcionada, como bien lo mencionamos anteriormente, ésta dada en cal/cm^2 y en joules (J) o kilojoules (kJ), por día; pero para nosotros, el dato que nos interesa en Irradiación, hice la correspondiente conversión para así poder tener en las unidades de kW-h/m^2 por día.

Cabe señalar que por parte del personal de este Centro de Previsión Meteorológico, en algunas ocasiones no se puede obtener esta información y registrarla, como observaremos en algunos días de los registrados.

Como mencione anteriormente, el Centro de Previsión Meteorológico de Morelia, comenzó a obtener información de radiación a partir del mes de julio de 1996, por esta razón comento lo siguiente, existen en el mercado softwares que pueden obtener datos estimados en base a cálculos que estos mismos realizan y así

poder “conocer “, algunos datos de irradiación de años aún anteriores al año de 1996, pero recordemos que son datos estimados.

Por esta razón, menciono que todos los datos aquí mencionados y convertidos son provenientes de una Institución que se dedica exclusivamente a la proporción de información con relación al clima y sus posibles afectaciones en lo referente a su radio de influencia. Y por ende son datos confiables y registrados mediante aparatos exclusivos para su medición e interpretación correspondiente.

2.6 Información obtenida proporcionada por el Centro de Previsión Meteorológico de Morelia.

De la información proporcionada por el CPMM y de la cual se realizó la conversión correspondiente, nos permite que podamos revisar algunos días de los meses de Julio y Agosto del año 1996, para poder comenzar con este análisis:

	JULIO				AGOSTO				
	cal/cm ²	J	Kj	KWh/m ²	cal/cm ²	J	Kj	KWh/m ²	cal/cm ²
1	291.9	1222.2	1.22	3.39	355.8	1489.7	1.49	4.14	417.8
2	467.1	1955.7	1.96	5.43	425.1	1779.9	1.78	4.94	281.0
3	364.9	1527.8	1.53	4.24	441.6	1849.0	1.85	5.14	271.9
4	370.4	1550.9	1.55	4.31	565.6	2368.2	2.37	6.58	254.0
5	397.8	1665.6	1.67	4.63	587.5	2459.9	2.46	6.83	312.0

Observemos la cantidad de que el día 01 de Julio de 1996, según el Centro de Previsión Meteorológico de Morelia obtuvieron el dato de 291.9 cal/cm², equivalente a 1.22 kJ/cm²; lo cual se obtuvo de utilizar el valor de que 1 cal = 4.1868 J, es decir, se obtiene con la siguiente operación:

$$(291.9 \text{ cal/cm}^2) (4.1868 \text{ J}) / 1000 = 1.22 \text{ kJ/cm}^2$$

Ahora para poder obtener este resultado en kWh/m², es con la utilización de que 1 kWh es igual a 3600 kJ y además en m² es igual a 10,000 cm², por lo que con la siguiente operación se obtiene el resultado de 3.39 kWh/m²:

$$(1.22 \text{ kJ / cm}^2)(1 \text{ kWh/ 3600 kJ}) (10,000 \text{ cm}^2 / 1 \text{ m}^2) = \mathbf{3.39 \text{ kWh/m}^2}$$

Esto quiere decir que el día 1 de Julio de 1996, se obtuvo una irradiancia de **3.39 kWh/m²**, promedio por ese día. Y si quisiéramos saber el equivalente a la conversión de electricidad que sería convertida por esa cantidad de energía solar a través de un sistema fotovoltaico, con la utilización de un panel fotovoltaico de un metro cuadrado elaborado con fotoceldas de silicio policristalino, estaríamos obteniendo que de los **3.39 kWh/m²**, tendríamos una cantidad de **0.75 kWh/m²**, promedio por cada hora de ese día 1 de Julio. Recordando que las fotoceldas de silicio poli-cristalino tiene una eficiencia del 22 %.

El promedio para esos meses de Julio y Agosto de 1996, se observa en la siguiente tabla:

SUMA	12238.0	51240.5	51.2	142.3	12084.2	50596.5	50.6	140.5	10229.1	42829.2	42.8	119.0
PROM	394.8	1652.9	1.7	4.6	389.8	1632.1	1.6	4.5	341.0	1427.6	1.4	4.0
MÁX.	552.9	2315.0	2.3	6.4	587.5	2459.9	2.5	6.8	567.4	2375.7	2.4	6.6
MIN.	281.0	1176.5	1.2	3.3	211.7	886.4	0.9	2.5	191.6	802.2	0.8	2.2

Ahora comparemos con los datos obtenidos en los mismos días de Julio y Agosto pero ahora del año 2012, como se observa en la siguiente tabla:

	JULIO			AGOS				SEPT			
cal/cm2	J/cm2	KJ/cm2	KWh/m2	cal/cm2	J/cm2	KJ/cm2	KWh/m2	cal/cm2	J/cm2	KJ/cm2	KWh/m2
167.9	703	0.70	1.95	474.4	1986	1.99	5.52	S/D	S/D	S/D	S/D
206.2	863	0.86	2.40	385.0	1612	1.61	4.48	315.6	1321	1.32	3.67
304.7	1276	1.28	3.54	262.7	1100	1.10	3.06	655.1	2743	2.74	7.62

277.3	1161	1.16	3.23	374.1	1566	1.57	4.35	441.6	1849	1.85	5.14
302.9	1268	1.27	3.52	301.1	1261	1.26	3.50	390.4	1635	1.63	4.54

El Promedio para estos meses en este año 2012, son los siguientes:

Suma del total mensual, Promedio mensual, carga máxima al mes, carga menor al mes.

8866.3	37123.2	37.1	103.1	8669.6	36299.6	36.3	100.8	9095.6	38083.3	38.1	105.8
286.0	1197.5	1.2	3.3	299.0	1251.7	1.25	3.5	336.9	1410.5	1.41	3.9
377.7	1581.4	1.6	4.4	474.4	1986.3	2.0	5.5	655.1	2742.9	2.7	7.6
156.0	653.2	0.7	1.8	111.3	466.0	0.5	1.3	220.8	924.5	0.9	2.6

Los cambios presentados, correspondieron a que en el año de 2012, se intensificaron las lluvias, comparado con las registradas en 1996, por esto la disminución en cuanto a la disminución en la irradiancia. Cabe señalar y debemos recordar que cada día posee una cantidad de horas de insolación y además recordar también el concepto de HSP, ya que cada día varían respecto a la temporada del año en que nos encontremos. Puesto que para otoño- invierno son menos horas de sol que en primavera-verano.

Ahora veamos las siguientes tablas, de los datos de irradiación obtenida en los meses de Enero a Marzo de años de 1999, 2000, 2005, 2010, 2012 y 2013 durante los primeros 15 días del mes, así como su promedio diario del mes, el dato más alto y el dato menor.

Datos de los meses de Enero a Marzo de 1999:

	cal/cm2	ENERO			cal/cm2	FEBRERO			cal/cm2	MARZO		
		J	Kj	KWh/m2		J	Kj	KWh/m2		J	Kj	KWh/m2
1	208.0	870.9	0.87	2.42	317.5	1329.4	1.33	3.69	368.6	1543.3	1.54	4.29
2	315.7	1321.8	1.32	3.67	368.6	1543.3	1.54	4.29	549.0	2298.7	2.30	6.39
3	273.7	1146.0	1.15	3.18	321.1	1344.4	1.34	3.73	575.6	2410.0	2.41	6.69

4	260.9	1092.4	1.09	3.03	S/D	S/D	S/D	S/D	614.9	2574.6	2.57	7.15
5	348.5	1459.2	1.46	4.05	406.9	1703.7	1.70	4.73	576.6	2414.2	2.41	6.71
6	346.7	1451.6	1.45	4.03	S/D	S/D	S/D	S/D	565.6	2368.2	2.37	6.58
7	335.7	1405.6	1.41	3.90	348.5	1459.2	1.46	4.05	589.4	2467.8	2.47	6.86
8	297.4	1245.2	1.25	3.46	386.8	1619.5	1.62	4.50	585.7	2452.3	2.45	6.81
9	313.8	1313.9	1.31	3.65	354.0	1482.2	1.48	4.12	620.4	2597.6	2.60	7.22
10	343.0	1436.1	1.44	3.99	350.3	1466.7	1.47	4.07	361.3	1512.8	1.51	4.20
11	364.9	1527.8	1.53	4.24	259.1	1084.9	1.08	3.01	602.1	2521.0	2.52	7.00
12	315.7	1321.8	1.32	3.67	308.4	1291.3	1.29	3.59	625.9	2620.6	2.62	7.28
13	343.0	1436.1	1.44	3.99	352.2	1474.7	1.47	4.10	640.5	2681.8	2.68	7.45
14	344.9	1444.1	1.44	4.01	436.1	1826.0	1.83	5.07	629.5	2635.7	2.64	7.32
15	350.3	1466.7	1.47	4.07	403.3	1688.6	1.69	4.69	655.0	2742.5	2.74	7.62

SUMA	9668.3	40481.2	40.5	112.4	9209.2	38558.9	38.6	107.1	18719.4	78378.1	78.4	217.7
PRO M	333.4	1395.9	1.4	3.9	354.2	1483.0	1.5	4.1	603.9	2528.3	2.5	7.0
MÁX.	394.1	1650.1	1.7	4.6	436.1	1826.0	1.8	5.1	689.3	2886.1	2.9	8.0
MIN.	208.0	870.9	0.9	2.4	259.1	1084.9	1.1	3.0	361.3	1512.8	1.5	4.2

Datos de los meses de Enero a Marzo de 2000:

	ENERO				FEBRERO				MARZO			
	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2
1	291.9	1222.2	1.22	3.39	319.3	1336.9	1.34	3.71	445.2	1864.1	1.86	5.18
2	355.8	1489.7	1.49	4.14	302.9	1268.2	1.27	3.52	335.7	1405.6	1.41	3.90
3	317.5	1329.4	1.33	3.69	344.9	1444.1	1.44	4.01	392.3	1642.6	1.64	4.56
4	332.1	1390.5	1.39	3.86	363.1	1520.3	1.52	4.22	317.5	1329.4	1.33	3.69
5	279.2	1169.0	1.17	3.25	344.9	1444.1	1.44	4.01	299.2	1252.8	1.25	3.48
6	366.8	1535.8	1.54	4.27	313.8	1313.9	1.31	3.65	352.2	1474.7	1.47	4.10
7	352.2	1474.7	1.47	4.10	377.7	1581.4	1.58	4.39	315.7	1321.8	1.32	3.67

8	324.8	1359.9	1.36	3.78	390.5	1635.0	1.64	4.54	427.0	1787.8	1.79	4.97
9	344.9	1444.1	1.44	4.01	408.7	1711.2	1.71	4.75	439.7	1841.0	1.84	5.11
10	323.0	1352.4	1.35	3.76	375.9	1573.9	1.57	4.37	479.9	2009.3	2.01	5.58
11	361.3	1512.8	1.51	4.20	385.0	1612.0	1.61	4.48	445.2	1864.1	1.86	5.18
12	364.9	1527.8	1.53	4.24	399.6	1673.1	1.67	4.65	339.4	1421.1	1.42	3.95
13	392.3	1642.6	1.64	4.56	379.5	1589.0	1.59	4.41	465.3	1948.2	1.95	5.41
14	372.2	1558.4	1.56	4.33	354.0	1482.2	1.48	4.12	514.6	2154.6	2.15	5.99
15	381.4	1596.9	1.60	4.44	383.2	1604.5	1.60	4.46	441.6	1849.0	1.85	5.14
SUMA	10409.8	43585.8	43.6	121.1	10305.8	43150.4	43.2	119.9	13560.8	56779.1	56.8	157.7
PROM	335.8	1406.0	1.4	3.9	355.4	1487.9	1.5	4.1	437.4	1831.6	1.8	5.1
MÁX.	401.4	1680.7	1.7	4.7	445.2	1864.1	1.9	5.2	551.0	2307.0	2.3	6.4
MIN.	224.4	939.6	0.9	2.6	268.2	1123.0	1.1	3.1	299.2	1252.8	1.3	3.5

Datos de los meses de Enero a Marzo de 2005:

	ENERO				FEBRERO				MARZO			
	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2
1	366.7	1535.4	1.54	4.26	313.8	1313.9	1.31	3.65	441.6	1849.0	1.85	5.14
2	335.7	1405.6	1.41	3.90	326.6	1367.5	1.37	3.80	279.2	1169.0	1.17	3.25
3	301.0	1260.3	1.26	3.50	235.3	985.2	0.99	2.74	366.8	1535.8	1.54	4.27
4	370.4	1550.9	1.55	4.31	173.3	725.6	0.73	2.02	430.6	1802.9	1.80	5.01
5	364.9	1527.8	1.53	4.24	197.0	824.8	0.82	2.29	304.7	1275.8	1.28	3.54
6	348.5	1459.2	1.46	4.05	291.9	1222.2	1.22	3.39	187.9	786.7	0.79	2.19
7	324.7	1359.5	1.36	3.78	282.8	1184.1	1.18	3.29	273.7	1146.0	1.15	3.18
8	339.3	1420.6	1.42	3.95	297.4	1245.2	1.25	3.46	459.8	1925.2	1.93	5.35
9	346.6	1451.2	1.45	4.03	359.4	1504.8	1.50	4.18	516.4	2162.2	2.16	6.01
10	299.2	1252.8	1.25	3.48	412.3	1726.3	1.73	4.80	454.3	1902.2	1.90	5.28
11	328.4	1375.0	1.38	3.82	357.6	1497.3	1.50	4.16	448.8	1879.1	1.88	5.22
12	264.6	1107.9	1.11	3.08	304.7	1275.8	1.28	3.54	441.5	1848.6	1.85	5.13

13	273.7	1146.0	1.15	3.18	332.0	1390.1	1.39	3.86	383.2	1604.5	1.60	4.46
14	350.3	1466.7	1.47	4.07	392.3	1642.6	1.64	4.56	193.4	809.8	0.81	2.25
15	364.9	1527.8	1.53	4.24	421.4	1764.4	1.76	4.90	156.9	656.9	0.66	1.82
SUMA	10025.1	41975.1	42.0	116.6	8760.7	36681.1	36.7	101.9	12622.4	52850.0	52.8	146.8
PROM	323.4	1354.0	1.4	3.8	312.9	1310.0	1.3	3.6	407.2	1704.8	1.7	4.7
MÁX.	395.9	1657.6	1.7	4.6	465.2	1947.8	1.9	5.4	543.8	2276.9	2.3	6.3
MÍN.	102.1	427.5	0.4	1.2	111.3	466.0	0.5	1.3	156.9	656.9	0.7	1.8

Datos de los meses de Enero a Marzo de 2010:

	ENERO				FEBRERO				MARZO			
	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2
1	191.5	802	0.80	2.23	83.9	351	0.35	0.98	399.6	1673	1.67	4.65
2	94.8	397	0.40	1.10	104.0	435	0.44	1.21	390.5	1635	1.63	4.54
3	209.8	878	0.88	2.44	52.9	221	0.22	0.62	383.2	1604	1.60	4.46
4	193.4	810	0.81	2.25	124.0	519	0.52	1.44	401.4	1681	1.68	4.67
5	160.5	672	0.67	1.87	403.2	1688	1.69	4.69	270.1	1131	1.13	3.14
6	131.3	550	0.55	1.53	375.8	1573	1.57	4.37	211.7	886	0.89	2.46
7	156.9	657	0.66	1.82	383.1	1604	1.60	4.46	328.4	1375	1.38	3.82
8	72.9	305	0.31	0.85	275.5	1154	1.15	3.20	239.0	1001	1.00	2.78
9	164.2	688	0.69	1.91	306.5	1283	1.28	3.56	416.0	1742	1.74	4.84
10	310.1	1298	1.30	3.61	317.5	1329	1.33	3.69	436.0	1826	1.83	5.07
11	178.8	749	0.75	2.08	200.7	840	0.84	2.33	445.2	1864	1.86	5.18
12	173.3	726	0.73	2.02	346.7	1452	1.45	4.03	412.3	1726	1.73	4.80
13	187.9	787	0.79	2.19	308.4	1291	1.29	3.59	437.9	1833	1.83	5.09
14	246.3	1031	1.03	2.86	270.1	1131	1.13	3.14	434.2	1818	1.82	5.05
15	297.4	1245	1.25	3.46	200.7	840	0.84	2.33	204.3	855	0.86	2.38
SUMA	7058.3	29553.1	29.6	82.1	7917.8	33151.8	33.2	92.1	12067.3	50525.9	50.5	140.3
PROM	235.3	985.1	1.0	2.7	282.8	1184.0	1.2	3.3	389.3	1629.9	1.6	4.5

MÁX.	406.9	1703.7	1.7	4.7	426.9	1787.4	1.8	5.0	483.5	2024.4	2.0	5.6
MIN.	72.9	305.2	0.3	0.8	52.9	221.5	0.2	0.6	204.3	855.4	0.9	2.4

Datos de los meses de Enero a Marzo de 2012:

	ENERO				FEBRERO				MARZO			
	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2
1	251.8	1054	1.05	2.93	187.9	787	0.79	2.19	379.5	1589	1.59	4.41
2	282.8	1184	1.18	3.29	224.4	940	0.94	2.61	396.0	1658	1.66	4.61
3	282.1	1181	1.18	3.28	333.9	1398	1.40	3.88	374.1	1566	1.57	4.35
4	248.2	1039	1.04	2.89	255.5	1070	1.07	2.97	324.8	1360	1.36	3.78
5	240.9	1009	1.01	2.80	195.2	817	0.82	2.27	266.4	1115	1.12	3.10
6	280.9	1176	1.18	3.27	107.7	451	0.45	1.25	399.6	1673	1.67	4.65
7	310.2	1299	1.30	3.61	129.6	543	0.54	1.51	370.0	1549	1.55	4.30
8	S/D	S/D	S/D	S/D	250.0	1047	1.05	2.91	355.8	1490	1.49	4.14
9	224.4	940	0.94	2.61	146.0	611	0.61	1.70	323.0	1352	1.35	3.76
10	217.1	909	0.91	2.52	71.1	298	0.30	0.83	341.2	1429	1.43	3.97
11	330.3	1383	1.38	3.84	67.5	283	0.28	0.79	164.6	689	0.69	1.91
12	288.3	1207	1.21	3.35	94.9	397	0.40	1.10	293.8	1230	1.23	3.42
13	200.7	840	0.84	2.33	105.8	443	0.44	1.23	302.9	1268	1.27	3.52
14	167.9	703	0.70	1.95	200.7	840	0.84	2.33	321.1	1344	1.34	3.73
15	293.8	1230	1.23	3.42	135.0	565	0.57	1.57	414.2	1734	1.73	4.82
SUMA	7589.1	31775.6	31.8	88.3	6284.7	26313.8	26.3	73.1	10860.2	45471.7	45.5	126.3
PROM	253.0	1059.2	1.1	2.9	224.5	939.8	0.9	2.6	350.3	1466.8	1.5	4.1
MÁX.	330.3	1383.0	1.4	3.8	408.7	1711.2	1.7	4.8	454.3	1902.2	1.9	5.3
MIN.	135.0	565.2	0.6	1.6	67.5	282.6	0.3	0.8	164.6	689.2	0.7	1.9

Datos de los meses de Enero a Marzo de 2013:

	ENE			FEB			MARZO					
	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2
1	118.6	497	0.50	1.38	277.3	1161	1.16	3.23	290.1	1215	1.21	3.37
2	104.0	435	0.44	1.21	288.3	1207	1.21	3.35	S/D	S/D	S/D	S/D
3	186.1	779	0.78	2.16	284.6	1192	1.19	3.31	416.0	1742	1.74	4.84
4	173.3	726	0.73	2.02	187.9	787	0.79	2.19	394.0	1650	1.65	4.58
5	177.0	741	0.74	2.06	277.3	1161	1.16	3.23	405.1	1696	1.70	4.71
6	284.6	1192	1.19	3.31	264.6	1108	1.11	3.08	341.2	1429	1.43	3.97
7	215.3	901	0.90	2.50	273.7	1146	1.15	3.18	332.1	1391	1.39	3.86
8	182.5	764	0.76	2.12	304.7	1276	1.28	3.54	284.6	1192	1.19	3.31
9	215.3	901	0.90	2.50	284.6	1192	1.19	3.31	332.1	1391	1.39	3.86
10	273.7	1146	1.15	3.18	310.2	1299	1.30	3.61	310.2	1299	1.30	3.61
11	302.8	1268	1.27	3.52	264.6	1108	1.11	3.08	357.6	1497	1.50	4.16
12	229.9	963	0.96	2.67	301.1	1261	1.26	3.50	350.3	1467	1.47	4.07
13	273.7	1146	1.15	3.18	178.8	749	0.75	2.08	248.2	1039	1.04	2.89
14	248.2	1039	1.04	2.89	312.0	1306	1.31	3.63	198.9	833	0.83	2.31
15	239.0	1001	1.00	2.78	352.2	1475	1.47	4.10	83.9	351	0.35	0.98
SUMA	7276.9	30468.4	30.5	84.6	8145.4	34104.8	34.1	94.7	9174.2	38412.4	38.4	106.7
PROM	234.7	982.9	1.0	2.7	290.9	1218.0	1.2	3.4	327.7	1371.9	1.4	3.8
MAX.	377.7	1581.4	1.6	4.4	377.8	1581.8	1.6	4.4	498.1	2085.5	2.1	5.8
MIN.	102.2	427.9	0.4	1.2	178.8	748.6	0.7	2.1	83.9	351.3	0.4	1.0

Al realizar un análisis respecto a los promedios obtenidos de irradiación por mes, observamos lo siguiente: Para el año 1999, el promedio trimestral correspondió a 5 kWh/m² por día. Para el año 2000 el promedio trimestral fue de 4.36 kWh/m² por día. Para el año 2005 se obtuvo un promedio trimestral de 4.03 kWh/m² por día. Ahora en los últimos años observamos una baja en cuanto a esta irradiación en la Cd. de Morelia, Mich. puesto que para el año 2010, se obtuvo un promedio trimestral de 3.5 kWh/m² por día. Para el año 2012 un promedio trimestral de 3.2

kWh/m² por día y por último para el año de 2013, correspondiente a datos recientes, se obtuvo un promedio trimestral de 3.3 kWh/m² por día. Aún y cuando hemos observado una disminución en la Irradancia en estos últimos años con respecto al primer trimestre de cada año, podemos determinar que seguimos con recurso apropiado para poder hacer la integración de sistemas fotovoltaicos, puesto que aún obtendríamos rendimientos apropiados en la generación de electricidad, mediante esta técnica.

Ahora hagamos el análisis para los meses de Julio a Septiembre de los años 1999, 2000, 2005, 2010 y 2012, presentando los resultados obtenidos durante todo el mes en mención de estos años que ya señalamos. Este análisis es con la única y exclusiva propuesta de ver que tanta diferencia existe en diferentes temporadas del año. Así pues, continuemos con los datos en mención:

Datos de los meses de Julio a Septiembre de 1999:

	JULIO				AGOS				SEPT			
cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	
437.9	1833.5	1.83	5.09	397.8	1665.6	1.67	4.63	277.3	1161.1	1.16	3.23	
270.1	1130.9	1.13	3.14	501.8	2101.0	2.10	5.84	399.6	1673.1	1.67	4.65	
219.0	917.0	0.92	2.55	465.3	1948.2	1.95	5.41	386.8	1619.5	1.62	4.50	
337.6	1413.5	1.41	3.93	335.7	1405.6	1.41	3.90	317.5	1329.4	1.33	3.69	
219.0	917.0	0.92	2.55	602.1	2521.0	2.52	7.00	284.6	1191.6	1.19	3.31	
239.0	1000.7	1.00	2.78	569.3	2383.7	2.38	6.62	291.9	1222.2	1.22	3.39	
270.1	1130.9	1.13	3.14	510.9	2139.1	2.14	5.94	250.0	1046.8	1.05	2.91	
596.7	2498.4	2.50	6.94	386.8	1619.5	1.62	4.50	228.1	955.1	0.96	2.65	
605.8	2536.5	2.54	7.05	332	1390.1	1.39	3.86	306.5	1283.3	1.28	3.56	
463.5	1940.7	1.94	5.39	470.8	1971.2	1.97	5.48	291.9	1222.2	1.22	3.39	
447.0	1871.6	1.87	5.20	448.9	1879.5	1.88	5.22	406.9	1703.7	1.70	4.73	
319.3	1336.9	1.34	3.71	594.8	2490.4	2.49	6.92	463.5	1940.7	1.94	5.39	
330.3	1383.0	1.38	3.84	507.3	2124.1	2.12	5.90	319.3	1336.9	1.34	3.71	
467.1	1955.7	1.96	5.43	501.8	2101.0	2.10	5.84	394.1	1650.1	1.65	4.58	

545.6	2284.4	2.28	6.35	551	2307.0	2.31	6.41	288.3	1207.1	1.21	3.35
448.9	1879.5	1.88	5.22	552.9	2315.0	2.31	6.43	381.4	1596.9	1.60	4.44
251.8	1054.3	1.05	2.93	423.3	1772.4	1.77	4.92	335.7	1405.6	1.41	3.90
346.7	1451.6	1.45	4.03	333.9	1398.0	1.40	3.88	430.6	1802.9	1.80	5.01
290.1	1214.6	1.21	3.37	299.2	1252.8	1.25	3.48	478.1	2001.8	2.00	5.56
319.3	1336.9	1.34	3.71	195.2	817.3	0.82	2.27	496.3	2078.0	2.08	5.77
445.2	1864.1	1.86	5.18	220.8	924.5	0.92	2.57	323.7	1355.3	1.36	3.76
436.1	1826.0	1.83	5.07	414.2	1734.3	1.73	4.82	472.6	1978.8	1.98	5.50
585.7	2452.3	2.45	6.81	547.4	2292.0	2.29	6.37	350.3	1466.7	1.47	4.07
572.9	2398.7	2.40	6.66	463.5	1940.7	1.94	5.39	410.6	1719.2	1.72	4.78
467.1	1955.7	1.96	5.43	397.8	1665.6	1.67	4.63	308.4	1291.3	1.29	3.59
498.1	2085.5	2.09	5.79	295.6	1237.7	1.24	3.44	401.4	1680.7	1.68	4.67
463.5	1940.7	1.94	5.39	251.8	1054.3	1.05	2.93	339.4	1421.1	1.42	3.95
458.0	1917.6	1.92	5.33	268.2	1123.0	1.12	3.12	288.3	1207.1	1.21	3.35
525.5	2200.3	2.20	6.11	193.4	809.8	0.81	2.25	151.4	633.9	0.63	1.76
527.3	2207.8	2.21	6.13	344.9	1444.1	1.44	4.01	171.5	718.1	0.72	1.99
540.1	2261.4	2.26	6.28	308.4	1291.3	1.29	3.59				
12944.3	54197.8	54.2	150.5	12686.8	53119.6	53.1	147.6	10246.0	42900.0	42.9	119.2
417.6	1748.3	1.7	4.9	409.3	1713.5	1.7	4.8	341.5	1430.0	1.4	4.0
605.8	2536.5	2.5	7.0	602.1	2521.0	2.5	7.0	496.3	2078.0	2.1	5.8
219.0	917.0	0.9	2.5	193.4	809.8	0.8	2.2	151.4	633.9	0.6	1.8

Datos de los meses de Julio a Septiembre de 2000:

	JULIO				AGOS				SEPT			
cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	
279.2	1169.0	1.17	3.25	312	1306.3	1.31	3.63	304.7	1275.8	1.28	3.54	
330.3	1383.0	1.38	3.84	423.3	1772.4	1.77	4.92	299.2	1252.8	1.25	3.48	
326.6	1367.5	1.37	3.80	410.6	1719.2	1.72	4.78	333.9	1398.0	1.40	3.88	

310.2	1298.8	1.30	3.61	321.1	1344.4	1.34	3.73	242.7	1016.2	1.02	2.82
363.1	1520.3	1.52	4.22	388.7	1627.5	1.63	4.52	273.7	1146.0	1.15	3.18
408.7	1711.2	1.71	4.75	317.5	1329.4	1.33	3.69	500.0	2093.5	2.09	5.82
364.9	1527.8	1.53	4.24	430.6	1802.9	1.80	5.01	563.8	2360.6	2.36	6.56
494.5	2070.5	2.07	5.75	428.8	1795.4	1.80	4.99	308.4	1291.3	1.29	3.59
448.9	1879.5	1.88	5.22	195.2	817.3	0.82	2.27	324.8	1359.9	1.36	3.78
251.8	1054.3	1.05	2.93	454.3	1902.2	1.90	5.28	346.7	1451.6	1.45	4.03
339.4	1421.1	1.42	3.95	419.7	1757.3	1.76	4.88	346.7	1451.6	1.45	4.03
430.6	1802.9	1.80	5.01	259.1	1084.9	1.08	3.01	381.4	1596.9	1.60	4.44
556.5	2330.1	2.33	6.47	220.8	924.5	0.92	2.57	372.2	1558.4	1.56	4.33
583.9	2444.8	2.44	6.79	319.3	1336.9	1.34	3.71	302.9	1268.2	1.27	3.52
571.1	2391.2	2.39	6.64	239	1000.7	1.00	2.78	370.4	1550.9	1.55	4.31
496.3	2078.0	2.08	5.77	405.1	1696.2	1.70	4.71	335.7	1405.6	1.41	3.90
436.1	1826.0	1.83	5.07	383.2	1604.5	1.60	4.46	354.0	1482.2	1.48	4.12
366.8	1535.8	1.54	4.27	461.6	1932.7	1.93	5.37	326.6	1367.5	1.37	3.80
217.1	909.0	0.91	2.52	297.4	1245.2	1.25	3.46	364.9	1527.8	1.53	4.24
386.8	1619.5	1.62	4.50	363.1	1520.3	1.52	4.22	368.6	1543.3	1.54	4.29
372.2	1558.4	1.56	4.33	211.7	886.4	0.89	2.46	399.6	1673.1	1.67	4.65
386.8	1619.5	1.62	4.50	204.4	855.8	0.86	2.38	354.0	1482.2	1.48	4.12
416.0	1741.8	1.74	4.84	310.2	1298.8	1.30	3.61	350.3	1466.7	1.47	4.07
346.7	1451.6	1.45	4.03	430.6	1802.9	1.80	5.01	381.4	1596.9	1.60	4.44
282.8	1184.1	1.18	3.29	350.3	1466.7	1.47	4.07	306.5	1283.3	1.28	3.56
357.6	1497.3	1.50	4.16	430.6	1802.9	1.80	5.01	259.1	1084.9	1.08	3.01
286.5	1199.6	1.20	3.33	260.9	1092.4	1.09	3.03	308.4	1291.3	1.29	3.59
361.3	1512.8	1.51	4.20	361.3	1512.8	1.51	4.20	319.3	1336.9	1.34	3.71
271.9	1138.4	1.14	3.16	339.4	1421.1	1.42	3.95	427.0	1787.8	1.79	4.97
172.0	720.2	0.72	2.00	275.5	1153.5	1.15	3.20	354.0	1482.2	1.48	4.12
352.2	1474.7	1.47	4.10	306.5	1283.3	1.28	3.56				
11568.8	48438.6	48.4	134.6	10531.8	44096.6	44.1	122.5	10480.9	43883.5	43.9	121.9

373.2	1562.5	1.6	4.3	339.7	1422.5	1.4	4.0	349.4	1462.8	1.5	4.1
583.9	2444.8	2.4	6.8	461.6	1932.7	1.9	5.4	563.8	2360.6	2.4	6.6
172.0	720.2	0.7	2.0	195.2	817.3	0.8	2.3	242.7	1016.2	1.0	2.8

Datos de los meses de Julio a Septiembre de 2005:

JULIO				AGOS				SEPT			
cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2
344.8	1443.7	1.44	4.01	306.5	1283.3	1.28	3.56	286.4	1199.2	1.20	3.33
344.8	1443.7	1.44	4.01	341.2	1428.6	1.43	3.97	253.6	1061.8	1.06	2.95
379.5	1589.0	1.59	4.41	335.7	1405.6	1.41	3.90	343.0	1436.1	1.44	3.99
249.9	1046.3	1.05	2.91	344.8	1443.7	1.44	4.01	266.4	1115.4	1.12	3.10
257.2	1076.9	1.08	2.99	228	954.6	0.95	2.65	291.9	1222.2	1.22	3.39
275.5	1153.5	1.15	3.20	133.2	557.7	0.56	1.55	410.5	1718.8	1.72	4.77
324.7	1359.5	1.36	3.78	330.2	1382.5	1.38	3.84	406.9	1703.7	1.70	4.73
288.2	1206.7	1.21	3.35	249.9	1046.3	1.05	2.91	253.9	1063.1	1.06	2.95
S/D	S/D	S/D	S/D	428.7	1795.0	1.79	4.99	280.9	1176.1	1.18	3.27
S/D	S/D	S/D	S/D	175.1	733.1	0.73	2.04	237.2	993.2	0.99	2.76
213.4	893.5	0.89	2.48	222.6	932.0	0.93	2.59	257.2	1076.9	1.08	2.99
456.1	1909.7	1.91	5.30	284.6	1191.6	1.19	3.31	436.0	1825.5	1.83	5.07
302.8	1267.8	1.27	3.52	308.3	1290.9	1.29	3.59	295.5	1237.3	1.24	3.44
228.0	954.6	0.95	2.65	301	1260.3	1.26	3.50	326.6	1367.5	1.37	3.80
395.9	1657.6	1.66	4.60	275.5	1153.5	1.15	3.20	330.2	1382.5	1.38	3.84
343.0	1436.1	1.44	3.99	374	1565.9	1.57	4.35	377.7	1581.4	1.58	4.39
237.2	993.2	0.99	2.76	343	1436.1	1.44	3.99	222.6	932.0	0.93	2.59
366.7	1535.4	1.54	4.26	375.8	1573.5	1.57	4.37	319.3	1336.9	1.34	3.71
313.8	1313.9	1.31	3.65	308.3	1290.9	1.29	3.59	383.1	1604.0	1.60	4.46
408.7	1711.2	1.71	4.75	239	1000.7	1.00	2.78	399.6	1673.1	1.67	4.65
202.5	847.9	0.85	2.36	266.4	1115.4	1.12	3.10	370.4	1550.9	1.55	4.31
425.1	1779.9	1.78	4.94	S/D	S/D	S/D	S/D	516.3	2161.7	2.16	6.00
478.0	2001.4	2.00	5.56	S/D	S/D	S/D	S/D	530.9	2222.9	2.22	6.17

481.7	2016.9	2.02	5.60	S/D	S/D	S/D	S/D	350.3	1466.7	1.47	4.07
339.3	1420.6	1.42	3.95	293.7	1229.7	1.23	3.42	319.3	1336.9	1.34	3.71
246.3	1031.3	1.03	2.86	419.6	1756.9	1.76	4.88	412.3	1726.3	1.73	4.80
277.3	1161.1	1.16	3.23	452.5	1894.6	1.89	5.26	295.5	1237.3	1.24	3.44
375.8	S/D	S/D	S/D	509	2131.2	2.13	5.92	299.2	1252.8	1.25	3.48
490.8	S/D	S/D	S/D	332	1390.1	1.39	3.86	324.7	1359.5	1.36	3.78
430.6	S/D	S/D	S/D	233.5	977.7	0.98	2.72	470.7	1970.8	1.97	5.47
481.7	2016.9	2.02	5.60	240.8	1008.2	1.01	2.80				
9959.3	36268.2	36.3	100.7	8652.9	36229.7	36.2	100.6	10268.1	42992.5	43.0	119.4
343.4	1394.9	1.4	3.9	309.0	1293.9	1.3	3.6	342.3	1433.1	1.4	4.0
490.8	2016.9	2.0	5.6	509.0	2131.2	2.1	5.9	530.9	2222.9	2.2	6.2
202.5	847.9	0.8	2.4	133.2	557.7	0.6	1.5	222.6	932.0	0.9	2.6

Datos de los meses de Julio a Septiembre de 2010:

	JULIO				AGOS				SEPT			
cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	
215.3	902	0.90	2.50	468.9	1963	1.96	5.45	310.2	1299	1.30	3.61	
304.7	1276	1.28	3.54	432.4	1811	1.81	5.03	291.9	1222	1.22	3.40	
187.9	787	0.79	2.19	379.5	1589	1.59	4.41	271.9	1138	1.14	3.16	
333.9	1398	1.40	3.88	388.7	1627	1.63	4.52	255.5	1070	1.07	2.97	
162.4	680	0.68	1.89	374.1	1566	1.57	4.35	209.8	879	0.88	2.44	
226.3	947	0.95	2.63	286.5	1199	1.20	3.33	297.4	1245	1.25	3.46	
368.6	1543	1.54	4.29	343.0	1436	1.44	3.99	262.8	1100	1.10	3.06	
206.2	863	0.86	2.40	286.5	1199	1.20	3.33	S/D	S/D	S/D	S/D	
291.9	1222	1.22	3.39	301.1	1261	1.26	3.50	343.0	1436	1.44	3.99	
231.7	970	0.97	2.70	414.2	1734	1.73	4.82	162.4	680	0.68	1.89	
177.0	741	0.74	2.06	452.5	1895	1.89	5.26	343.0	1436	1.44	3.99	
239.0	1001	1.00	2.78	414.2	1734	1.73	4.82	317.4	1329	1.33	3.69	

288.3	1207	1.21	3.35	S/D	S/D	S/D	S/D	286.5	1199	1.20	3.33
291.9	1222	1.22	3.40	S/D	S/D	S/D	S/D	297.4	1245	1.25	3.46
315.7	1322	1.32	3.67	S/D	S/D	S/D	S/D	297.4	1245	1.25	3.46
330.3	1383	1.38	3.84	198.9	833	0.83	2.31	350.3	1467	1.47	4.07
456.2	1910	1.91	5.31	204.4	856	0.86	2.38	350.3	1467	1.47	4.07
410.6	1719	1.72	4.77	321.1	1345	1.34	3.74	204.4	856	0.86	2.38
328.4	1375	1.38	3.82	297.4	1245	1.25	3.46	233.6	978	0.98	2.72
370.4	1551	1.55	4.31	487.2	2040	2.04	5.67	246.3	1031	1.03	2.86
S/D	S/D	S/D	S/D	319.3	1337	1.34	3.71	S/D	S/D	S/D	S/D
328.4	1375	1.38	3.82	260.9	1092	1.09	3.03	290.1	1215	1.21	3.37
171.5	718	0.72	1.99	414.2	1734	1.73	4.82	301.8	1264	1.26	3.51
224.4	940	0.94	2.61	536.5	2246	2.25	6.24	239.0	1001	1.00	2.78
337.6	1413	1.41	3.93	339.4	1421	1.42	3.95	226.3	947	0.95	2.63
255.5	1070	1.07	2.97	399.6	1673	1.67	4.65	386.8	1620	1.62	4.50
301.1	1261	1.26	3.50	536.5	2246	2.25	6.24	286.5	1199	1.20	3.33
297.4	1245	1.25	3.46	445.2	1864	1.86	5.18	286.4	1199	1.20	3.33
264.6	1108	1.11	3.08	323.0	1352	1.35	3.76	447.0	1872	1.87	5.20
279.1	1169	1.17	3.25	195.2	817	0.82	2.27	456.0	1909	1.91	5.30
379.5	1589	1.59	4.41	301.1	1261	1.26	3.50				
8575.7	35906.3	35.9	99.7	10121.3	42378.0	42.4	117.7	8251.3	34548.2	34.5	96.0
285.9	1196.9	1.2	3.3	361.5	1513.5	1.5	4.2	294.7	1233.9	1.23	3.4
456.2	1909.9	1.9	5.3	536.5	2246.1	2.2	6.2	456.0	1909.3	1.9	5.3
162.4	679.9	0.7	1.9	195.2	817.4	0.8	2.3	162.4	679.9	0.7	1.9

Datos de los meses de Julio a Septiembre de 2012:

	JULIO				AGOS				SEPT			
cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	cal/cm2	J	Kj	KWh/m2	
167.9	703	0.70	1.95	474.4	1986	1.99	5.52	S/D	S/D	S/D	S/D	

206.2	863	0.86	2.40	385.0	1612	1.61	4.48	315.6	1321	1.32	3.67
304.7	1276	1.28	3.54	262.7	1100	1.10	3.06	655.1	2743	2.74	7.62
277.3	1161	1.16	3.23	374.1	1566	1.57	4.35	441.6	1849	1.85	5.14
302.9	1268	1.27	3.52	301.1	1261	1.26	3.50	390.4	1635	1.63	4.54
352.2	1475	1.47	4.10	S/D	S/D	S/D	S/D	395.9	1658	1.66	4.60
346.7	1452	1.45	4.03	315.7	1322	1.32	3.67	277.3	1161	1.16	3.23
343.0	1436	1.44	3.99	414.2	1734	1.73	4.82	348.5	1459	1.46	4.05
344.9	1444	1.44	4.01	374.0	1566	1.57	4.35	299.2	1253	1.25	3.48
363.1	1520	1.52	4.22	111.3	466	0.47	1.29	253.6	1062	1.06	2.95
313.8	1314	1.31	3.65	229.9	963	0.96	2.67	335.7	1406	1.41	3.90
339.4	1421	1.42	3.95	217.1	909	0.91	2.52	299.2	1253	1.25	3.48
156.0	653	0.65	1.81	217.7	912	0.91	2.53	312.0	1306	1.31	3.63
187.9	787	0.79	2.19	304.7	1276	1.28	3.54	250.0	1047	1.05	2.91
222.6	932	0.93	2.59	339.4	1421	1.42	3.95	286.5	1200	1.20	3.33
251.8	1054	1.05	2.93	353.9	1482	1.48	4.12	301.1	1261	1.26	3.50
344.9	1444	1.44	4.01	279.2	1169	1.17	3.25	S/D	S/D	S/D	S/D
211.7	886	0.89	2.46	310.2	1299	1.30	3.61	S/D	S/D	S/D	S/D
244.5	1024	1.02	2.84	S/D	S/D	S/D	S/D	406.9	1704	1.70	4.73
251.8	1054	1.05	2.93	235.6	986	0.99	2.74	417.8	1749	1.75	4.86
240.9	1009	1.01	2.80	220.8	924	0.92	2.57	301.1	1261	1.26	3.50
323.0	1352	1.35	3.76	346.7	1452	1.45	4.03	250.0	1047	1.05	2.91
290.2	1215	1.22	3.38	228.1	955	0.96	2.65	363.1	1520	1.52	4.22
259.0	1084	1.08	3.01	308.4	1291	1.29	3.59	343.0	1436	1.44	3.99
341.3	1429	1.43	3.97	246.3	1031	1.03	2.86	337.6	1414	1.41	3.93
377.7	1581	1.58	4.39	291.9	1222	1.22	3.39	220.8	924	0.92	2.57
273.7	1146	1.15	3.18	281.0	1177	1.18	3.27	295.6	1238	1.24	3.44
328.4	1375	1.38	3.82	250.0	1047	1.05	2.91	322.9	1352	1.35	3.76
249.2	1043	1.04	2.90	386.8	1620	1.62	4.50	304.7	1276	1.28	3.54
348.5	1459	1.46	4.05	385.0	1612	1.61	4.48	370.4	1551	1.55	4.31
301.1	1261	1.26	3.50	224.4	940	0.94	2.61				

8866.3	37123.2	37.1	103.1	8669.6	36299.6	36.3	100.8	9095.6	38083.3	38.1	105.8
286.0	1197.5	1.2	3.3	299.0	1251.7	1.25	3.5	336.9	1410.5	1.41	3.9
377.7	1581.4	1.6	4.4	474.4	1986.3	2.0	5.5	655.1	2742.9	2.7	7.6
156.0	653.2	0.7	1.8	111.3	466.0	0.5	1.3	220.8	924.5	0.9	2.6

Ahora el análisis correspondientes para el trimestre de Julio a Septiembre de los años en mención, se obtuvieron los siguientes promedios: para el año de 1999 se obtuvo un promedio trimestral de 4.56 kWh/m² por día. Para el año 2000 se obtuvo un promedio trimestral de 4.13 kWh/m² por día. Para lo correspondiente al año 2005, se obtuvo un promedio trimestral de 3.83 kWh/m² por día. Para el año 2010 el promedio fue de 3.63 kWh/m² por día. Y por último para el año 2012, en este trimestre de Julio a Septiembre fue de 3.56 kWh/m² por día, observando que también para los últimos años ha disminuido este promedio de irradiancia, pero como se menciona anteriormente aún es conveniente la aplicación de los sistemas fotovoltaicos considerando esta irradiancia en esta Ciudad de Morelia, Mich.

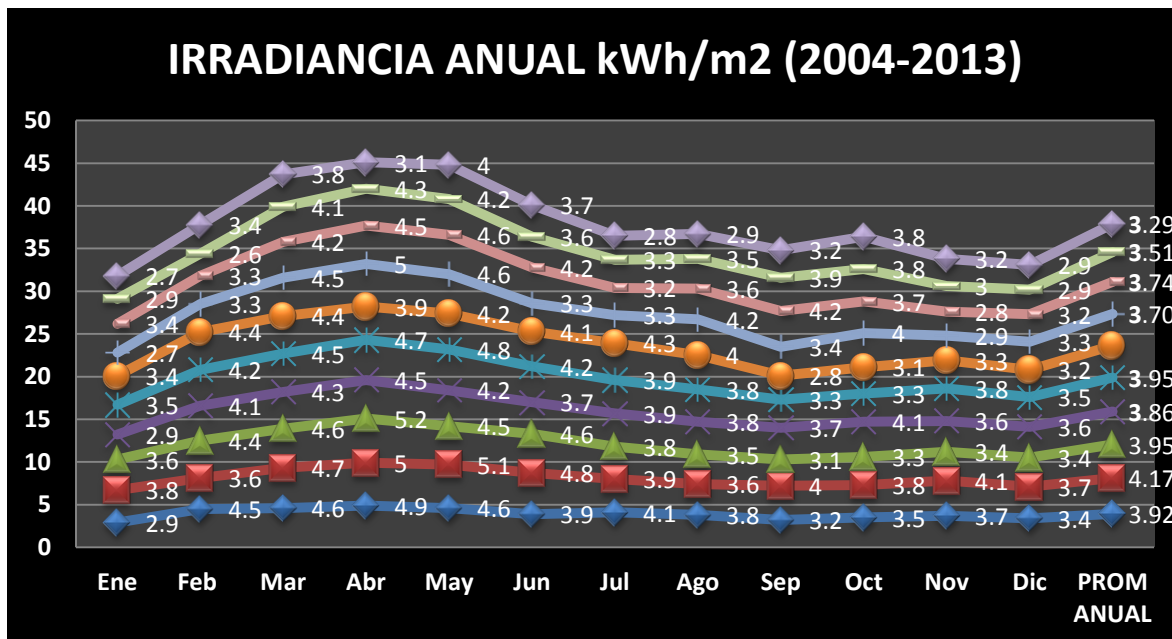
2.7 Resultados de este análisis de Irradiancia en la Cd. de Morelia, Mich.

Para concluir con este análisis, ahora estudiemos los datos correspondientes al promedio de irradiancia promedio anual de la información proporcionada por el Centro de Previsión Meteorológico de Morelia. Y como se había mencionado anteriormente, esta información corresponde desde Julio de 1999 hasta el mes de abril de 2013; pero para esta información, existe un dato importante que señalar, la información se comenzó a normalizar a partir del año 2004, puesto que los años anteriores no fue muy estable, es decir, los datos obtenidos no fueron constantes, para cada mes, inclusive hay meses completos sin datos de irradiancia. Por esta razón es por eso que a partir de este año que haremos este análisis. Cabe señalar como bien se había mencionado con anterioridad que los datos que se nos proporcionaron y mejor dicho son los datos que en el Centro de Previsión

meteorológico de Morelia, utilizan son en cal /cm², J/cm² y kJ/cm², por lo que a mi correspondió hacer la conversión a los kWh/m², que es en si la unidades requeridas, para nuestro estudio. Por lo que a continuación se muestran los datos promedio anual por día, como se observa en la siguiente relación:

Promedio mensual y promedio anual (kWh/m² pordia)

AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ene	2.9	3.8	3.6	2.9	3.5	3.4	2.7	3.4	2.9	2.7
Feb	4.5	3.6	4.4	4.1	4.2	4.4	3.3	3.3	2.6	3.4
Mar	4.6	4.7	4.6	4.3	4.5	4.4	4.5	4.2	4.1	3.8
Abr	4.9	5	5.2	4.5	4.7	3.9	5	4.5	4.3	3.1
May	4.6	5.1	4.5	4.2	4.8	4.2	4.6	4.6	4.2	4
Jun	3.9	4.8	4.6	3.7	4.2	4.1	3.3	4.2	3.6	3.7
Jul	4.1	3.9	3.8	3.9	3.9	4.3	3.3	3.2	3.3	2.8
Ago	3.8	3.6	3.5	3.8	3.8	4	4.2	3.6	3.5	2.9
Sep	3.2	4	3.1	3.7	3.3	2.8	3.4	4.2	3.9	3.2
Oct	3.5	3.8	3.3	4.1	3.3	3.1	4	3.7	3.8	3.8
Nov	3.7	4.1	3.4	3.6	3.8	3.3	2.9	2.8	3	3.2
Dic	3.4	3.7	3.4	3.6	3.5	3.2	3.3	3.2	2.9	2.9
PROM ANUAL	3.92	4.17	3.95	3.86	3.95	3.75	3.71	3.74	3.50	3.29



Podemos observar que la irradiancia o la cantidad de energía que se recibe en la Ciudad de Morelia, Mich. es aproximadamente entre los 4 kWh/m² , este

resultado, si recordamos que se obtiene a través del registro del Heliógrafo y el Piranómetro, los cuales a su vez registran la cantidad de horas de insolación como la intensidad de esta. Así pues podemos decir que es una cantidad considerable para poder hacer uso de la tecnología en lo referente a sistemas fotovoltaicos. Otro punto importante con respecto del promedio de irradiancia que se tiene en México, que es de 5 kWh/m^2 , entonces, comparemos contra la cantidad que se tiene en la Ciudad de Morelia, Mich., podemos decir que es una ciudad con capacidades suficientes para integrar sistemas fotovoltaicos en cualquier punto de esta. O con el suficiente potencial o recurso disponible de energía solar para este propósito. A esto, se puede ahondar en lo referente con los análisis a las Horas Solar Pico que se pueden registrar en esta Ciudad, es decir la cantidad de Horas que se pueden registrar con el valor de que cada panel instalado pueda producir la potencia establecida en este.

2.8 Horas Solar Pico promedio al año en Morelia, Mich.

Según los datos proporcionados por el CPMM, con respecto a la información que corresponde a la cantidad de HSP, se revisaron y analizaron datos registrados por el Actinógrafo, del año 2012 y hasta Mayo del 2013, por lo que se tiene lo siguiente, en base a las HSP, de cada día, partiendo del siguiente ejemplo, observemos la **Figura 26**, donde muestra una gráfica del Actinógrafo, correspondiente al día 12 de Enero de 2012, en la cual se indican los siguientes puntos, máxima potencia registrada en el día que fue de 3.36 kWh/m^2 , la cantidad de HSP del día equivalente a 7.75 casi 8, y correspondiendo a 129 Wh/m^2 por cada espacio de esta grafica:

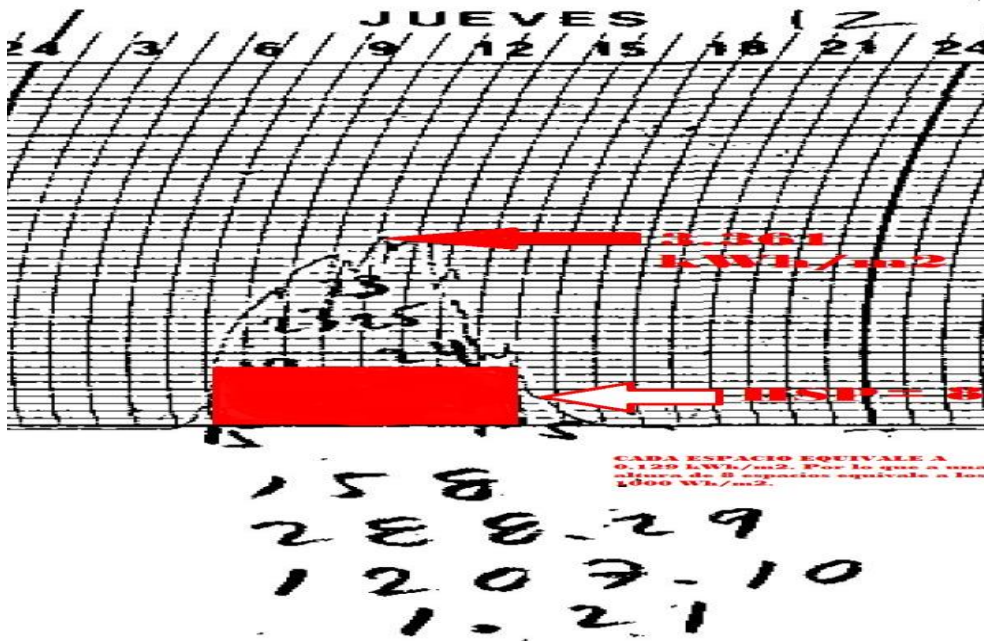


Figura 26.- Grafica de Actinógrafo correspondiente al día 12 de Enero de 2012.

Es decir los datos mencionados anteriormente se obtuvieron de la siguiente forma:

$$(1.21 \text{ kJ/cm}^2)(1 \text{ kWh}/3600 \text{ kJ})(10,000 \text{ cm}^2/1 \text{ m}^2) = 3.36 \text{ kWh} / \text{m}^2$$

$(3.361 \text{ kWh} / \text{m}^2)/(26 \text{ espacios}) = 0.129 \text{ kWh} / \text{m}^2$, es decir, equivalente a que cada espacio corresponde a $129 \text{ Wh} / \text{m}^2$.

Como se ve en la **Figura 26**, la cantidad de HSP para este día, además, se observa que el valor alcanzado como lo es la HSP se alcanzó a partir de las 08:15 horas y hasta casi las 16:00 horas.

Con estos datos podemos observar las siguientes figuras de diferentes días de este año en mención, en las **Figuras 27 y 28**.

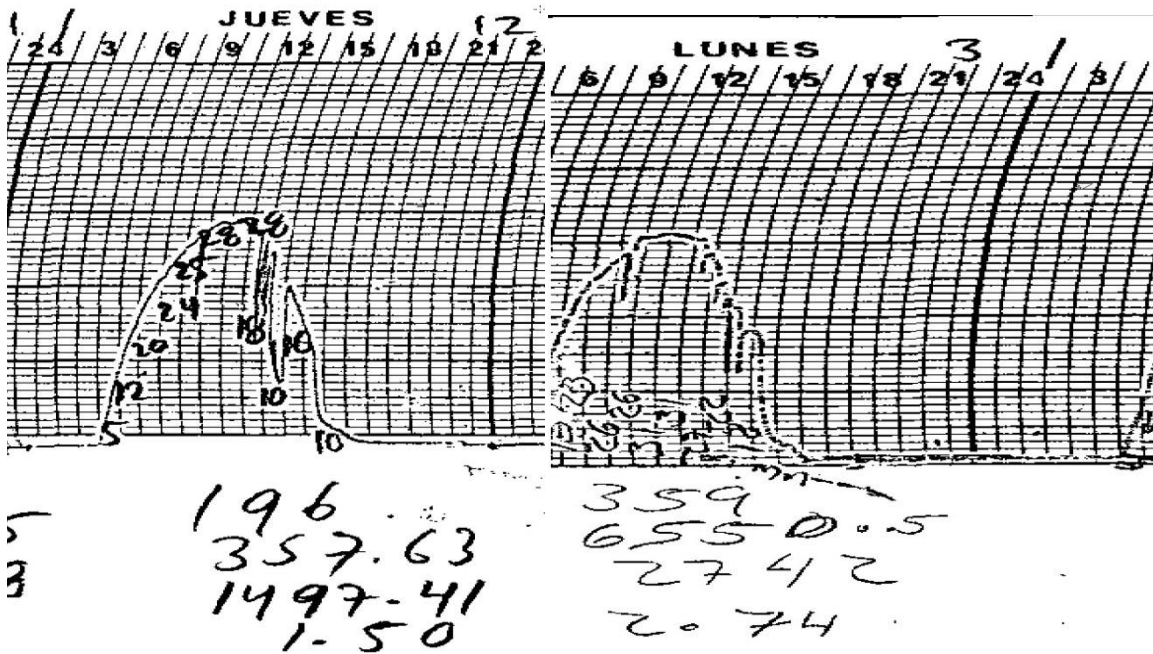


Figura 27.- Gráficas del Actinógrafo de los días jueves 12 de Abril y lunes 3 de Septiembre del 2012.

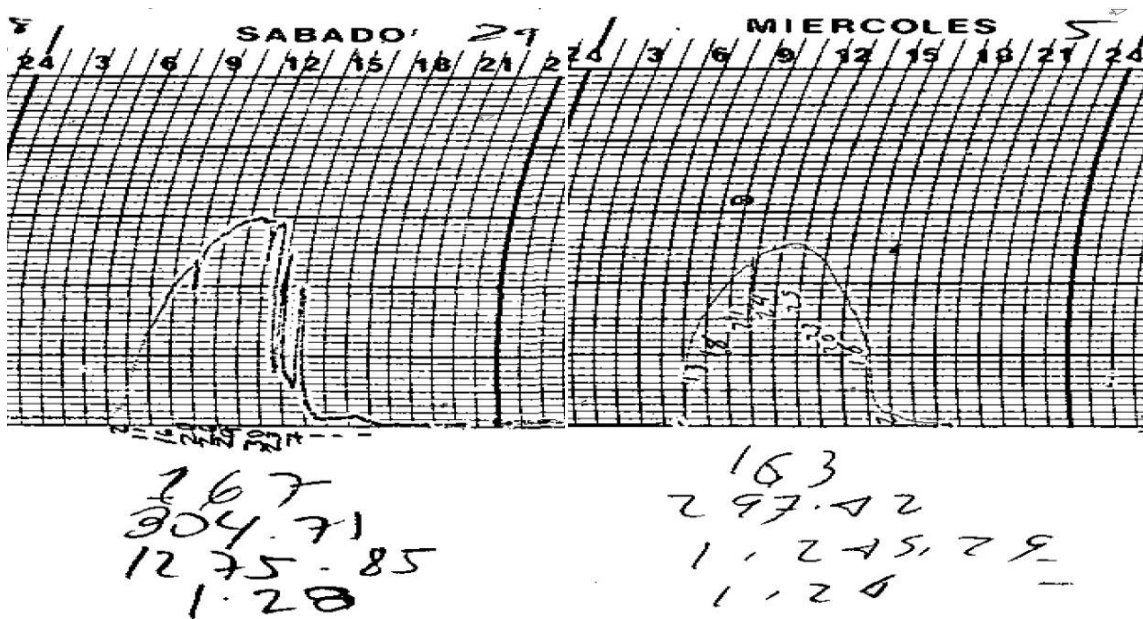


Figura 28.- Gráficas del Actinógrafo de los días sábado 29 de Septiembre y miércoles 05 de Diciembre del 2012.

De las **Figuras 27 y 28**, observamos que en los días que muestran cada una de estas gráficas, Jueves 12 de Abril, lunes 03 de Septiembre, Sábado 29 de Septiembre y 05 de Diciembre, se tuvieron las siguientes HSP respectivamente:

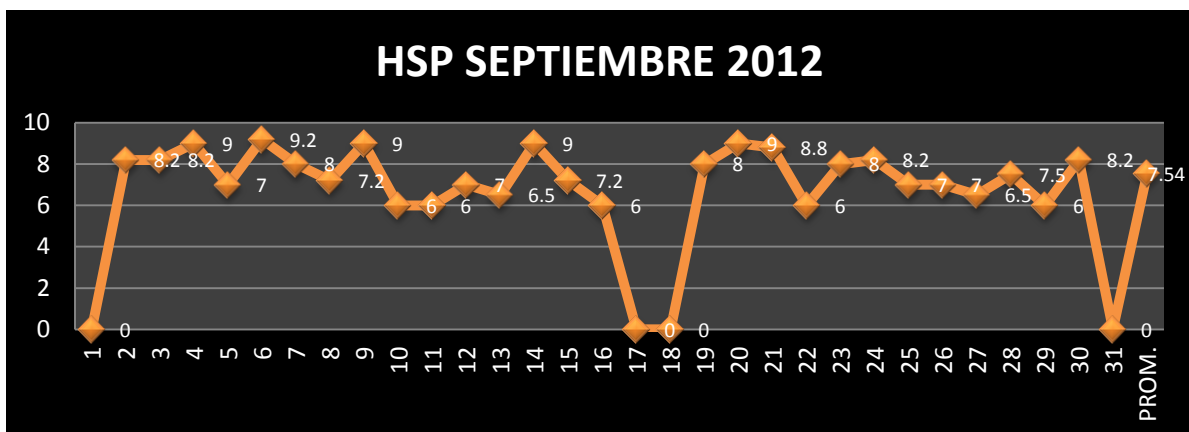
8.5, 8.2, 6.0 y 8.0. En la siguiente relación se muestran las HSP equivalentes de cada día del año 2012, estos datos corresponden al análisis de cada gráfica del actinógrafo registrados por el CPMM. También se muestra el promedio mensual, así como el promedio anual.

MES DIA	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
01	-	6.5	9.0	-	9.8	10.0	5.5	9.8	-	7.0	5.8	-
02	7.0	5.5	8.8	-	8.2	9.0	6.2	9.2	8.2	8.8	7.2	-
03	7.2	8.0	8.5	6.0	9.5	8.5	8.2	7.2	8.2	8.2	4.8	7.0
04	8.0	6.8	8.0	9.5	8.0	5.6	8.5	9.2	9.0	8.5	-	7.2
05	6.0	6.0	5.5	9.2	7.0	7.8	8.0	7.0	7.0	8.0	5.0	8.0
06	6.2	2.8	8.0	7.8	8.5	8.5	8.0	-	9.2	9.0	7.0	8.2
07	8.5	5.0	7.8	9.5	9.0	7.8	9.0	7.2	8.0	8.5	7.0	8.0
08	-	5.5	8.8	9.5	8.8	9.2	9.0	9.0	7.2	9.0	8.0	8.0
09	5.5	3.0	7.5	6.0	8.8	9.8	7.0	8.8	9.0	6.0	9.0	8.0
10	5.5	1.0	8.2	8.5	9.0	9.5	9.0	3.8	6.0	7.8	8.5	6.0
11	7.0	-	4.8	6.0	9.2	9.5	8.2	6.0	6.0	7.2	8.0	4.2
12	7.8	2.5	6.8	8.5	8.8	9.0	8.0	8.0	7.0	7.2	7.2	5.8
13	6.0	2.8	7.5	9.0	6.0	8.5	6.0	5.8	6.5	7.2	7.5	6.0
14	6.5	6.5	7.5	8.0	9.5	9.0	5.0	7.5	9.0	-	6.0	8.0
15	7.8	3.5	9.0	8.0	7.5	-	7.0	7.0	7.2	7.5	8.0	7.8
16	7.5	4.2	4.0	9.2	5.5	7.0	7.0	8.2	6.0	7.8	7.5	7.5
17	8.0	7.5	7.0	8.0	8.0	5.5	7.0	4.5	-	8.2	7.2	5.0
18	8.0	7.0	7.5	8.2	9.5	5.2	7.5	6.0	-	7.5	8.0	6.8
19	6.0	7.2	8.2	8.5	8.0	5.2	6.0	-	8.0	7.2	6.5	8.0
20	5.5	6.0	9.2	7.8	9.2	7.0	8.0	7.2	9.0	-	8.0	8.0
21	8.0	6.5	9.2	7.0	9.5	6.5	6.0	6.0	8.8	7.2	7.8	6.2
22	7.0	6.8	9.2	8.5	11.2	6.8	8.5	7.8	6.0	7.0	7.8	7.8
23	7.5	10.0	9.5	11.0	9.8	8.0	8.0	6.8	8.0	7.8	-	8.0
24	6.5	-	6.8	10.2	9.8	11.0	6.8	7.0	8.2	8.0	7.2	6.5
25	8.0	7.0	8.0	9.5	8.5	6.8	8.0	-	7.0	7.0	7.8	7.8
26	7.8	7.5	7.0	9.8	7.8	10.0	8.5	6.5	7.0	8.2	6.5	7.2
27	7.0	7.5	6.0	9.2	7.8	8.0	9.2	7.0	6.5	8.0	7.8	7.2
28	7.2	8.0	5.1	9.8	10.0	6.5	6.5	6.5	7.5	5.8	7.2	8.2
29	3.5	8.5	7.5	9.2	10.0	10.0	7.8	9.0	6.0	6.0	8.0	8.0
30	3.5		7.5	7.2	9.8	5.0	7.0	7.5	8.2	6.5	-	8.0
31	5.8		7.0		9.5		7.2	9.2		6.5		-
Prom. Mens.	6.75	5.89	7.56	8.52	8.76	7.94	7.47	7.31	7.54	7.54	7.27	7.23
Prom. Anual												7.48

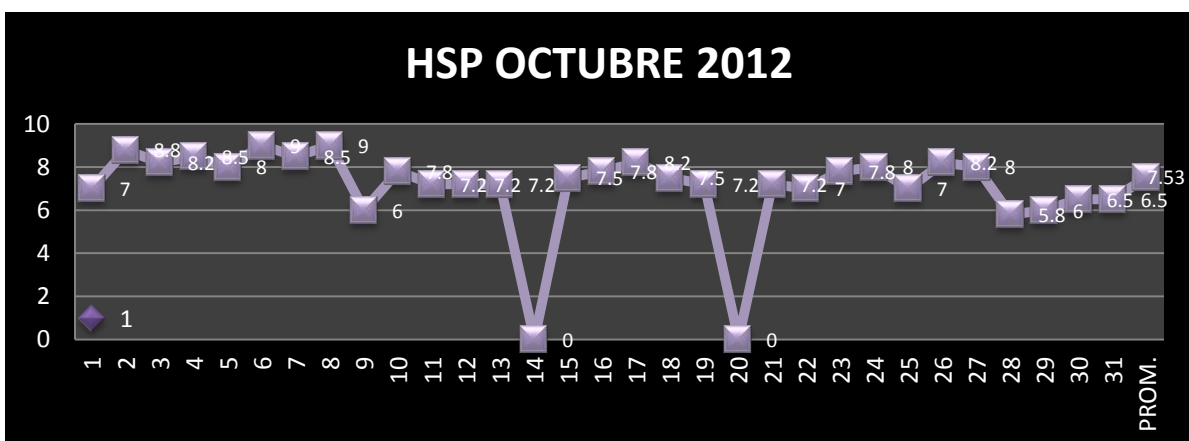
La suma total de los datos de HSP anual corresponde a 2586.9 dividido entre los 345 días que se tomaron datos nos da un resultado de 7.498 aproximadamente 7.5 HSP. Ahora tomando el resultado de los promedios mensuales, obtenemos un total 89.78 dividido, entre 12 que corresponde a los meses del año, genera un resultado de 7.48 aproximadamente 7.5 HSP.

Nota: Existen días que no se tomo el dato correspondiente, por lo que para el promedio mensual se tomaron solamente los días con sus datos correspondientes, es decir, en el mes de Enero de 2012, solo se registraron datos de 29 días, por lo que se toman los 29 días para la obtención del promedio mensual.

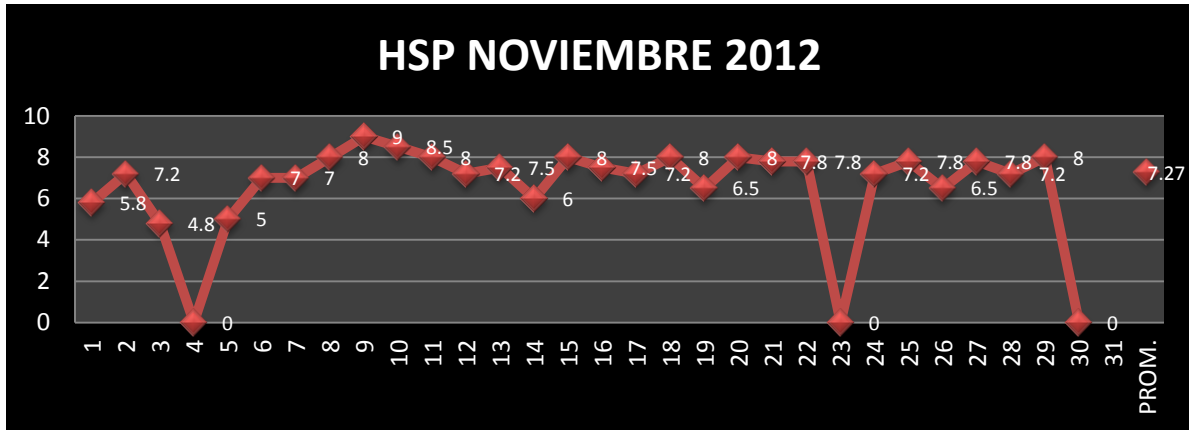
De la tabla de valores anteriores podemos obtener las siguientes gráficas relacionadas a los promedios mensuales, para este caso mencionaremos y mostramos lo correspondiente a los meses de Septiembre, Octubre y Noviembre del año 2012. En las cuales observamos la tendencia diaria de los valores de HSP, registradas en estos meses en mención. También se muestra la gráfica con los valores de promedio de todos los meses de este año, es decir, el concentrado de HSP anual de 2012.



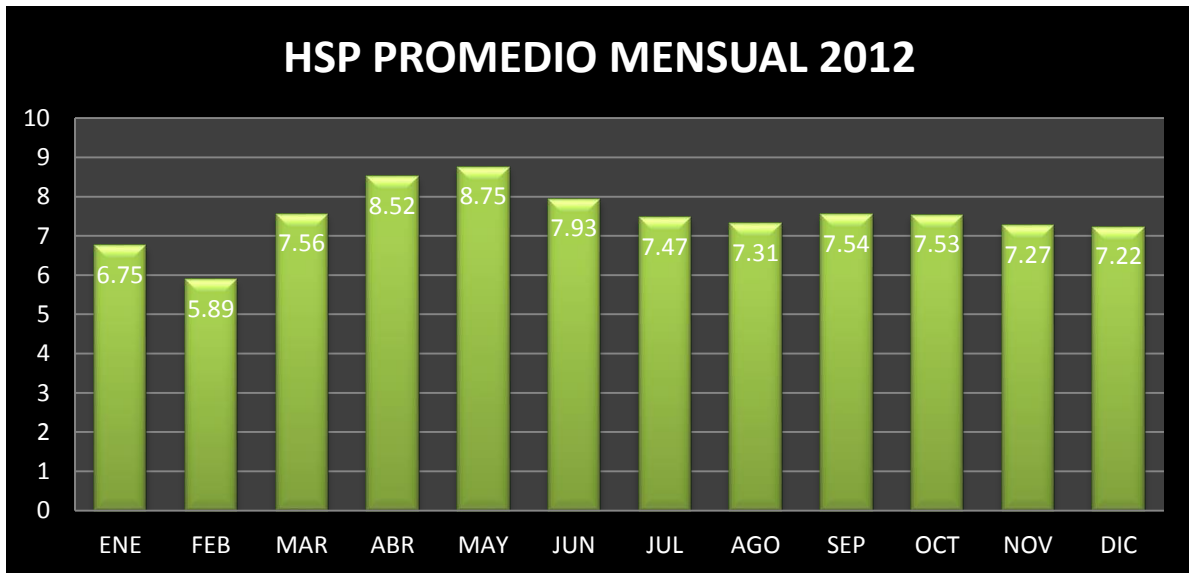
Grafica de HSP del mes de Septiembre de 2012.



Grafica de HSP del mes de Octubre de 2012.



Gráfica de HSP del mes de noviembre de 2012.



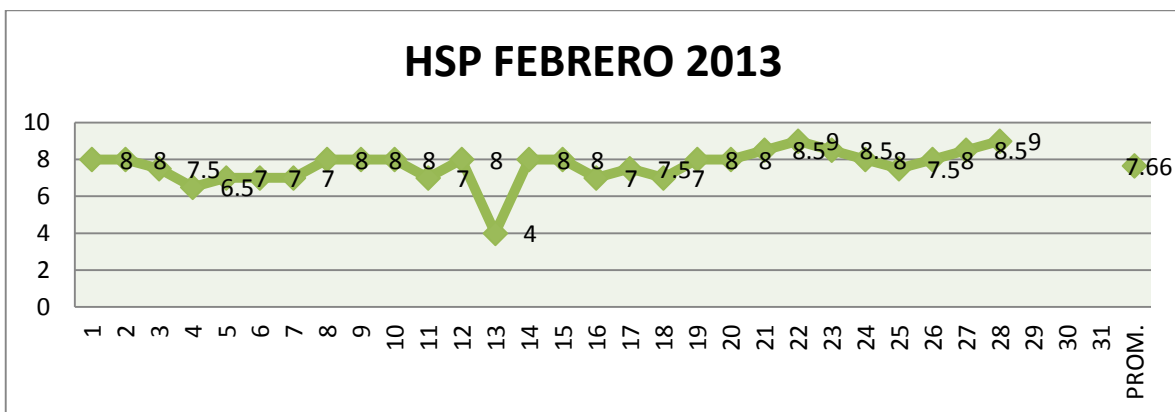
Gráfica de HSP promedio mensual en el año 2012.

Para lo correspondiente al año 2013 tenemos la siguiente tabla y grafica de las HSP, registradas, según las graficas del actinógrafo analizadas:

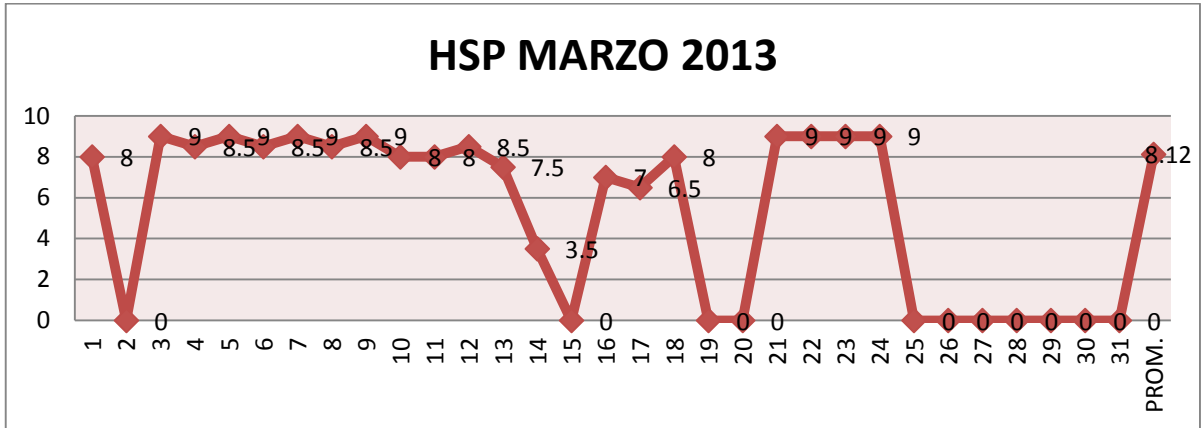
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	5	8	8	S/D	9	9	S/D	3	5	7	7.5	8
2	3.5	8	S/D	S/D	9	8.5	S/D	7	7	7.5	8	6
3	8	7.5	9	S/D	9	S/D	S/D	8	3.5	8	8	7.5
4	5.5	6.5	8.5	S/D	9.5	S/D	S/D	8	3.5	8	2.5	6.5
5	5.5	7	9	S/D	9.5	S/D	S/D	5	6.5	8	7.5	6
6	8	7	8.5	S/D	6	S/D	S/D	5.5	6.5	6	7.5	8.5
7	8	7	9	S/D	8	S/D	S/D	7	4	5	8	S/D
8	5	8	8.5	S/D	9	S/D	S/D	7	3	7	S/D	6
9	7.5	8	9	S/D	9	S/D	S/D	7.5	5	4	8	5.5
10	8	8	8	S/D	9.5	S/D	S/D	8.5	S/D	5	8	5
11	7	7	8	S/D	9	S/D	S/D	5	6.5	6	6	7

12	7	8	8.5	S/D	8	S/D	S/D	4.5	9	6.5	7	8
13	7.5	4	7.5	S/D	7.5	S/D	S/D	4	S/D	7.5	3.5	7.5
14	8	8	3.5	S/D	4	S/D	S/D	7.5	4	7	7.5	7
15	8	8	S/D	S/D	6.5	S/D	S/D	6	3.5	9	5.5	9
16	S/D	7	7	S/D	9	S/D	S/D	S/D	5	6	5.5	5
17	7	7.5	6.5	S/D	8	S/D	S/D	8	6	4	7.5	6
18	7	7	8	S/D	7.5	S/D	S/D	8	6	6	6.5	7
19	7.5	8	S/D	S/D	7	S/D	S/D	6.5	5	7.5	4.5	7
20	6	8	S/D	S/D	7.5	S/D	S/D	3.5	6	8	6	5
21	3.5	8.5	9	S/D	8.5	S/D	S/D	5	S/D	6	7	7
22	6	9	9	S/D	7.5	S/D	S/D	5	7.5	S/D	6	6
23	8	8.5	9	S/D	6.5	S/D	S/D	5	6.5	3.5	7	7
24	8	8	9	S/D	7.5	S/D	S/D	S/D	7.5	S/D	4.5	4
25	8	7.5	S/D	S/D	9.5	S/D	S/D	4	7	7	5	3
26	7.5	8	S/D	S/D	8	S/D	S/D	4.5	2.5	7	7.5	5
27	7	8.5	S/D	S/D	7.5	S/D	S/D	6	8	7.5	7	1
28	9	9	S/D	S/D	7.5	S/D	S/D	6	8	4	8	3.5
29	8		S/D	8	7	S/D	8	6	7.5	5.5	8	5
30	8		S/D	9	9.5	S/D	7	5.5	5.5	6	7.5	S/D
31	8		S/D		9		8	5.5		5		S/D
PROM.	7	7.66	8.12	8.5	8.04	8.75	7.67	5.93	5.74	6.36	6.62	6.03
PROM. ANUAL												7.20

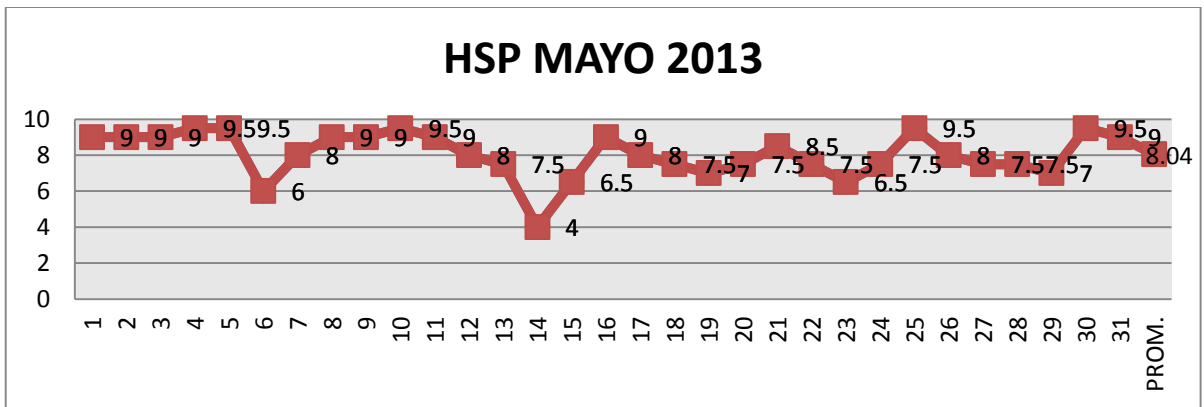
De la tabla de valores anteriores podemos obtener las siguientes gráficas relacionadas a los promedios mensuales, para este caso mencionaremos y mostramos lo correspondiente a los meses de Febrero, Marzo, Mayo, Agosto del año 2013. En las cuales observamos la tendencia diaria de los valores de HSP, registradas en estos meses en mención. También se muestra la gráfica con los valores de promedio de todos los meses de este año, es decir, el concentrado de HSP anual de 2013.



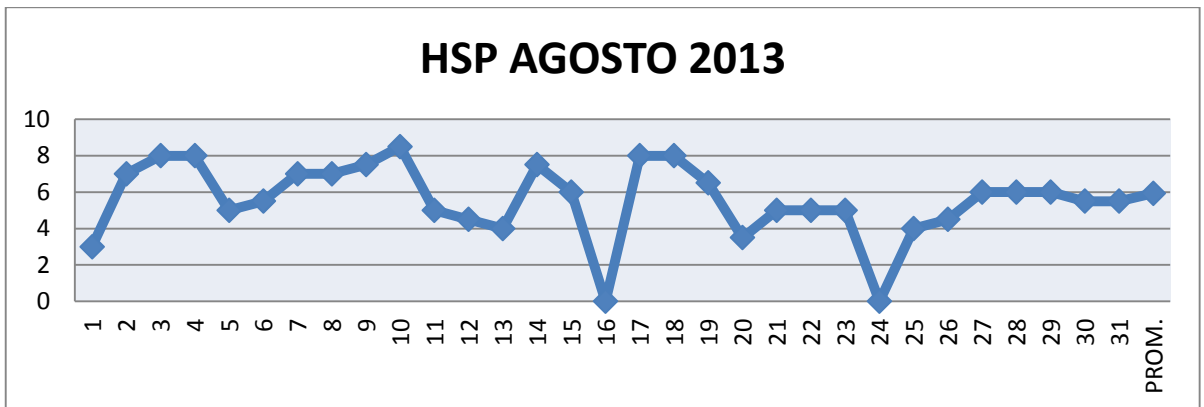
Grafica de HSP del mes de Febrero de 2013.



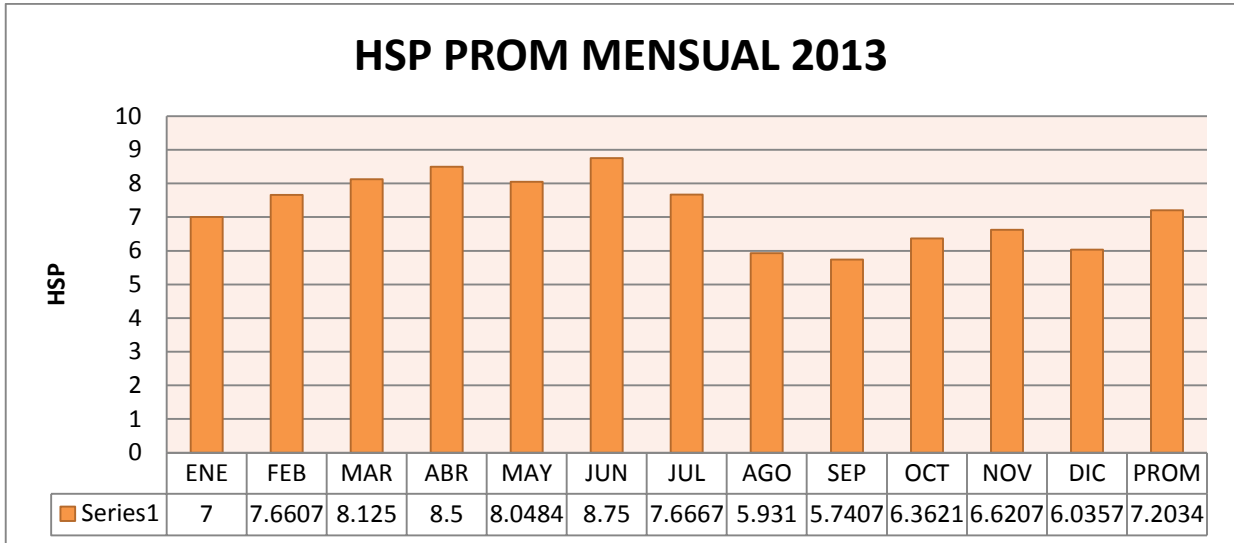
Grafica de HSP del mes de Marzo de 2013.



Grafica de HSP del mes de Mayo de 2013.



Grafica de HSP del mes de Agosto de 2013.



Gráfica de HSP promedio mensual en el año 2013.

CAPITULO 3: ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE ELECTRICIDAD Y ANÁLISIS DE CARGAS.

3.1 Análisis a los recibos de luz que paga la UTM a CFE.

El gasto que se realiza mes con mes por parte de la UTM a la CFE, según los recibos emitidos por la CFE a la Universidad, son gastos que oscilan entre los \$ 40,000.00 y \$45,000.00 pesos mensuales, según análisis a recibos desde el mes de Diciembre de 2012 a Mayo de 2013. Si el estadístico que ha presentado la UTM, es decir, si mantuviésemos un promedio mensual de \$ 43,000.00 pesos M.N., estaríamos hablando de que al año la UTM factura aproximadamente un total de \$ 512,000.00 pesos M.N. Cantidad muy considerable suponiendo que actualmente la situación de nuestro Estado está pasando por una situación de crisis económica y al saber que las UT's se mantienen con el apoyo recibido por parte tanto de la Federación como del Estado por partes iguales, deberíamos establecer medidas de ahorro de electricidad o de considerar la forma de Integrar un Sistema Fotovoltaico, el cual pudiera integrarse a la Red y así poder disminuir considerablemente el gasto en este rubro de consumo de electricidad que se paga a la CFE. Ya que al integrar un Sistema FV, estaríamos siendo sustentables. Promotores de la aplicación de esta tecnología y sus beneficios, al igual de que sabemos que podemos considerar que esta inversión en estos sistemas FV, pudiera ser en un plazo no muy largo.

3.2 Recibos analizados.

Los recibos analizados como anteriormente lo mencionamos corresponden a los meses de Diciembre de 2012 hasta Mayo de 2013 (se muestran copia de los mismos, puesto que los originales no se me pudieron proporcionar por razones que desconozco). De las copias de recibo analizados, muestro el correspondiente

a la facturación del 31 de diciembre de 2012 al 31 de Enero de 2013, en este copia de recibo se pueden apreciar varios parámetros importantes, como son el costo promedio por kWh consumido mensualmente, el total facturado en pesos M.N., los costos por cantidad de kWh según rango de consumo, es decir:

- Energía base kWh.
- Energía Intermedia kWh.
- Energía en Punta kWh.

Así como otros datos importantes e interesantes.

CFE Comisión Federal de Electricidad
Av. Paseo de la Reforma Num. 164
Col. Juárez, México, D.F. 06600
RFC: CFE370814-Q10

Número de servicio: Federa 1
155 010 709 601 31101

Total a pagar:
\$43,266.00
(CUARENTA Y TRES MIL DOSCIENTOS SESENTA Y SEIS PESOS 00/100 M.N.)

Fecha límite de pago:
12 FEB 13

Ruta: 81DF07A011122950 Período: 31 DIC 12 A 31 ENE 13 No. Medidor: 5A1P72

Mes	Lectura actual	Lectura anterior	Diferencia	Totales
Intermedia				12,658
Punta	600 001 003 106			2,828
Base		1 112 002 001 000		28
Intermedia				69
Punta				63
OT				3,976
OT de potencia				99.19
Conceptos		Totales		Prebios unitarios
Energía en base kWh		4,956		1.00420
Energía en intermedia kWh		12,338		1.20690
Energía en punta kWh		2,828		2.05380
Demanda facturable kW		58		178.98000

Estado de cuenta

Conceptos	Importe \$
Energía	26,278.13
Demanda Facturable	10,375.04
Bonificación Factor de Potencia	-789.73
Subtotal	35,863.44
IVA 10%	4,422.95
Derecho de Alumbrado Público	1,840.00
Adeudo Anterior	36,374.33
Su Pago	-38,374.33
Total	\$43,266.48

RECIBIDO
06 FEB. 2013
DEPTO. DE RECURSOS FINANCIEROS Y CONT.

Total a pagar:
\$43,266.00
(CUARENTA Y TRES MIL DOSCIENTOS SESENTA Y SEIS PESOS 00/100 M.N.)

Clave de envío: 81DF07A011122950

Figura 29.- Copia del Recibo de Electricidad correspondiente al periodo 31-Dic/12 al 31 Ene/13.

3.3 Consumo del Histórico de un año en la UTM.

El consumo presentado de Enero de 2012 a Enero de 2013, se muestra en la siguiente **Figura 30**; donde observamos que en los meses de Febrero y Marzo de 2012, fueron los meses de mayor gasto, puesto que se consumieron 24,528 y 24,430 kWh, con precios promedio por cada kWh de \$1.8075 y \$1.8799, respectivamente. Teniendo con estos precios promedios y el consumo total del mes de \$ 44,334.36 y \$ 45,925.96, montos considerables puesto que analizando los consumos totales mensuales de este año que se analizó, observamos que en el mes que menos electricidad consumimos fue en el mes de Diciembre de 2012, con un consumo de 17,374 kWh, a un precio promedio de \$ 1.8585, equivalente a \$ 32,289.58, pero si consideramos que en Diciembre de 2012, la UTM, laboró normalmente hasta el día 21, esto por el periodo de vacaciones correspondientes a fin de año, por lo tanto, se puede comentar que en realidad si hubiésemos laborado el mes completo también estaríamos facturando por encima de los \$ 40,000.00.

Cabe señalar que el análisis a la facturación de electricidad ante la CFE es de forma global en la UTM, es decir, estamos facturando el total de lo consumido por todas las áreas de esta Universidad. Laboratorios, aulas, alumbrado general, oficinas, cubículos, biblioteca, etc.

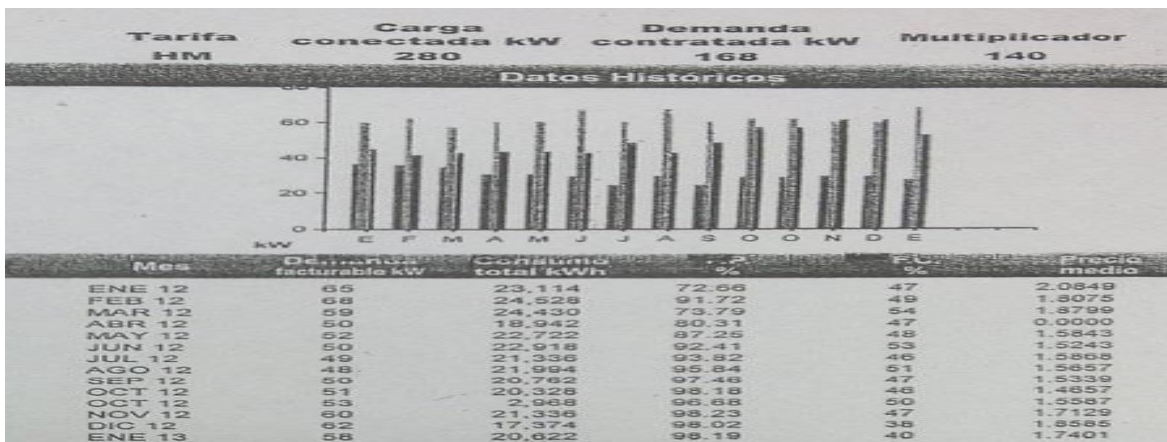


Figura 30.- Histórico del recibo de luz de la UTM de Enero de 2012 a Enero de 2013.

Del histórico de consumo mensual que se observa en la **Figura 30**, podemos obtener el siguiente valor promedio mensual del total obtenido en 13 meses analizados en esta figura.

Se obtuvo un total de **283,374 kWh**, consumidos en estos 13 meses analizados, de los cuales el promedio mensual corresponde a **21,798 kWh**. Con valores del precio promedio por cada kWh consumido, que oscilan entre **\$1.4657** hasta **\$2.0849**.

Considerando que los valores promedio mensual obtenido de este análisis, nos sirve como referencia para poder considerarlo para el diseño de un sistema fotovoltaico capaz de cubrir la totalidad de carga requerida por la UTM, es decir, basándonos en el promedio mensual.

3.4 Precio unitario promedio de las potencias consumidas en un mes.

Los precios unitarios que se pagan a la CFE, por parte de la UTM, según sus consumos mensuales, oscilan entre \$1.0042 hasta los \$2.0538 pesos por kWh consumido. Observando que en este periodo analizado, que va del 31 de Diciembre de 2012 al 31 de Enero de 2013, tenemos los siguientes gastos y precios facturados por parte de la CFE en la siguiente relación:

Concepto de pago	Total energía consumida en kWh	Precio Unitario por kWh
Energía base	4958	\$1.0042
Energía Intermedia	12838	\$1.2069
Energía Punta	2828	\$2.0538

Total facturado del mes (kWh)	20,622
Monto a pagar	\$43,266.00

3.5. Consumo promedio mensual de Energía de Punta.

Considerando un periodo de 6 meses de recibos de la CFE y que la UTM ha pagado, se analizaron las cantidades promedios mensuales de Energía de Punta consumida, teniendo en cuenta que estos recibos analizados son de los meses de Noviembre de 2012 a Abril de 2013, tenemos lo siguiente:

MES	CONSUMO MENSUAL de ENERGÍA DE PUNTA kWh
NOVIEMBRE 2012	3038
DICIEMBRE 2012	2366
ENERO 2013	2828
FEBRERO 2013	2800
MARZO 2013	2520
ABRIL 2013	1148
CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA DE PUNTA DE NOVIEMBRE 2012 A ABRIL 2013	14,700
PROMEDIO ENERGÍA DE PUNTA MENSUAL	2,450

Con esta información analizada, también podremos diseñar un Sistema Fotovoltaico capaz de cubrir al menos la demanda de energía que se está pagando mensualmente en la UTM en la tarifa más elevada.

Por lo que si bien, observamos que son datos importantes y considerables para poder integrar un sistema Fotovoltaico, con el cual ya sea que amorticemos estas cargas consumidas o si de ser posible poder integrar un sistema solar Fotovoltaico capaz de solventar el total de la demanda de energía que se consume en la UTM.

CAPÍTULO 4: DETERMINACIÓN Y ANALISIS DE LAS CARGAS DE LA UTM.

4.1 Cargas totales de las lámparas exteriores o áreas comunes en la UTM.

4.1.1 Determinación de cargas.

La carga o cargas de una lámpara para exterior que se están usando actualmente en la Universidad Tecnológica de Morelia, en los postes con luminarias son las siguientes, como se muestra en la Figura 31:



Figura 31.- Foto de la caja de una lámpara para exteriores de 65 W.

El total de luminarias con este tipo de lámparas son 32, que se encuentran en la explanada de la Universidad, en jardines y áreas comunes, las cuales se muestra a continuación.

Luminarias existentes	Potencia de la lámpara	Total en Watts
32	65 W	2080

Datos de las cargas o potencia de las lámparas que se tienen en los espacios comunes de la UTM.

En la siguiente figura, mostramos una parte de la ubicación de las luminarias exteriores para lo que se pretende con este proyecto, las cuales están ubicadas en jardines, explanada y otros espacios comunes de la Universidad Tecnológica de Morelia:



Figura 32.- Foto que muestra las luminarias con lámparas de 65 W, en jardines y explanada de la UTM.

La determinación de las cargas totales fue a partir de las siguientes fórmulas:

$$EC_{AC} = \sum P_{N(AC)} * t_d$$

$$EC_{DC} = \sum P_{N(DC)} * t_d$$

$$E_T = \frac{E_{DC}}{\eta_{BAT}} + \frac{E_{AC}}{\eta_{BAT} \eta_{INV}}$$

Donde :

EC_{AC} : es la **carga total de corriente**.

Por lo que para la UTM, requerimos de lo siguiente:

$$\text{Carga Total}_{AC} = (32 \text{ lámparas})(65W) = 2080 W = 2.08 kW$$

4.2 Análisis de cargas del edificio B.

Además de las cargas revisadas y analizadas al alumbrado de los jardines y explanada, se analizaron las cargas correspondientes del alumbrado del interior de un edificio de docencia, que corresponde al edificio B, este edificio cuenta con dos plantas, el cual en su totalidad está utilizando un total de 775 lámparas de diferentes potencias de uso, que van desde lámparas con una potencia de 8, 13, 17 y 250 Watts respectivamente, dando como resultado un total de carga necesaria para este edificio 12,749 W, o **12.749 kW**.

Esto lo represento en la siguiente relación de consumo, para iluminación en el edificio B, planta alta y planta baja:

Lámparas existentes	Potencia de la lámpara	Total en Watts
304 lámp. ahorradoras	13 W	3952 W
12 lamp. ahorradoras	8 w	96 W
453 lam. tipo barra	17 W	7701 W
4 lamp. para reflector	250 W	1000 W
	Total de Potencia consumida	12,749 W

Si consideramos que la cantidad de horas que se utilizan estas lámparas es en promedio de 13 horas tendríamos un consumo solamente para este edificio de los **12.749 kWh**. Es decir tan solo el consumo de un solo edificio sobre pasa los 12 kWh, promedio diarios. Si contamos con dos edificios similares, una biblioteca, dos edificios de laboratorios y el área común, es decir, donde ubicamos todas las lámparas para alumbrado común.

Ahora ya viendo las necesidades de la Universidad en cuanto a consumo de energía eléctrica, podemos ver que es bastante su consumo, por esta razón y en base a las cargas que se requieren para las luminarias de los espacios comunes de la UTM, pasemos a la determinación y diseño del sistema FV, que podemos instalar.

4.3 Análisis de cargas totales de la UTM, según recibos facturados.

Como bien podemos observar en el análisis al Histórico de los recibos de luz de la UTM de Enero de 2012 a Abril de 2013, la cual muestra la gráfica de consumo así como una tabla con los consumos mensuales y montos facturados por la CFE. Tenemos que el promedio mensual de estos 16 meses analizados corresponde a 21,422.62 kWh, aún y considerando los meses donde existen meses que comprenden periodos vacacionales, donde en estos meses disminuye considerablemente el consumo mensual. Como se observa en la siguiente relación.

MES	CONSUMO TOTAL MENSUAL en kWh	PRECIO PROMEDIO MENSUAL por kWh
ENERO 2012	23114	2.0849
FEBRERO 2012	24528	1.8075
MARZO 2012	24430	1.8799
ABRIL 2012	18942	0.0000
MAYO 2012	22722	1.5843
JUNIO 2012	22918	1.5243
JULIO 2012	21336	1.5868
AGOSTO 2012	21994	1.5657
SEPTIEMBRE 2012	20762	1.5339
OCTUBRE 2012	23296	1.5122
NOVIEMBRE 2012	21336	1.7129
DICIEMBRE 2012	17374	1.8585
ENERO 2013	20622	1.7401
FEBRERO 2013	21042	1.7008
MARZO 2013	19726	1.7569
ABRIL 2013	18620	1.8494
CONSUMO TOTAL DE ENE 2012 A ABR 2013	342,762	PRECIO PROMEDIO MENSUAL por kWh DE ENE 2012 A ABR 2013
PROMEDIO MENSUAL	21,422.62	1.6061

Ahora pues, analizando los recibos de Noviembre de 2012 a Abril de 2013, tendremos la siguiente relación con la información correspondiente a que se tiene un consumo mensual promedio de 19,786.66 kWh y con un monto mensual promedio de \$41,511.66 pesos M.N.

MES	CONSUMO TOTAL MENSUAL en kWh	MONTOS MENSUALES PAGADOS A LA CFE en PESOS M.N.
NOVIEMBRE 2012	21336	\$43,911.00
DICIEMBRE 2012	17374	\$38,974.00
ENERO 2013	20622	\$43,266.00
FEBRERO 2013	21042	\$43,156.00
MARZO 2013	19726	\$41,841.00
ABRIL 2013	18620	\$37,922.00
CONSUMO TOTAL DE NOV/ 2012 A ABR/2013	118,720	MONTO PROMEDIO MENSUAL DE NOV/12 A ABR/2013
PROMEDIO MENSUAL	19,786.66	\$41,511.66

Ahora, mediante el análisis de los recibos expedidos por la CFE, de estos 6 meses, comprendidos desde Noviembre de 2012 a Abril de 2013, tenemos y podemos comprobar lo siguiente, tomando la cantidad de kWh de cada uno de estos meses, como se muestra la siguiente relación y observamos que las cantidades nos muestran que en promedio mensual de Energía de Punta tenemos 2,450 kWh, a un monto promedio del precio unitario de este rubro esta en \$2.020616.

MES	CONSUMO MENSUAL de ENERGÍA DE PUNTA kWh	PRECIO UNITARIO MENSUAL ENERGÍA DE PUNTA (\$ m.n.)
NOVIEMBRE 2012	3038	2.02070
DICIEMBRE 2012	2366	2.04620
ENERO 2013	2828	2.05380
FEBRERO 2013	2800	2.00330
MARZO 2013	2520	1.98790
ABRIL 2013	1148	2.01180

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA DE PUNTA DE NOVIEMBRE 2012 A ABRIL 2013	14,700	MONTO PROMEDIO DEL PRECIO UNITARIO DE LA ENERGÍA DE PUNTA EN ESTOS 6 MESES
PROMEDIO ENERGÍA DE PUNTA MENSUAL	2,450	2.020616

Con esta información analizada, podremos diseñar un Sistema FV capaz de cubrir al menos la demanda de energía que se está pagando mensualmente en la UTM en la tarifa más elevada, que sería un sistema que cubra de forma parcial los consumos mensuales de energía eléctrica requerida o un Sistema FV que cubra la totalidad mensual de la energía eléctrica requerida por la Universidad.

CAPÍTULO 5: SELECCIÓN Y DETERMINACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO QUE SE INTEGRARA PARA ESTE PROYECTO.

5.1 Necesidades para integrar un sistema Solar Fotovoltaico Interconectado a la Red en la UTM.

Analizando las cargas requeridas para lo referente al alumbrado común de la UTM, como son jardines y explanada, donde el consumo de las 32 luminarias, con el mismo número de lámparas y estas de una potencia de 65 W, cada una, que en total de la potencia requerida para esta finalidad es de 2.08 kWh. En la **Figura 30**, observamos la luminaria y lámpara que se utilizan en las áreas comunes de la Universidad. También se consideró la posibilidad de Integrar un Sistema Solar FV, que pueda cubrir las necesidades de consumo en Energía de Punta, donde, se considera un promedio de 3,000 kWh de forma mensual. O en el mejor de los casos, poder integrar un Sistema Solar FV, que pudiese cubrir la totalidad de la energía eléctrica demandada en la actualidad por la Universidad, que sería en un promedio aproximado de 22,000 kWh por mes. Tendríamos entonces la necesidad de diseñar tres diferentes proyectos con estas expectativas.



Figura 33.- Lámpara y luminaria utilizada en la UTM, en espacios comunes.

5.2 Sistemas Solares Fotovoltaicos de 13 kWp y 110 kWp.

Según las necesidades de la UTM, podríamos establecer diferentes Sistemas Solares Fotovoltaicos, que irían desde, uno que pudiera cubrir las necesidades de las áreas comunes (jardines, explanada, etc.), o uno que pudiera cubrir las cargas que se facturan como Energía en Punta (como lo establece la CFE), o uno que pudiera cubrir el Total de la energía eléctrica requerida por toda la Universidad. Por esta razón, se tendrían estos tres diseños diferentes en cuanto a las capacidades de carga, sin embargo, por las posibilidades de que pueda ser integrado se establece que se diseñe dos sistemas fotovoltaicos, uno capaz de cubrir las demandas de Energía de Punta que se paga mensualmente a la CFE, (2,450 kWh promedio mensual) y otro que pueda cubrir las necesidades totales de carga de la UTM (Según recibos analizados del histórico de 16 meses 21,422.62 kWh, redondeando a 21,423 kWh), por lo que tendremos lo siguiente:

5.2.1 Sistema Solar Fotovoltaico Interconectado a la Red de 13 kWp (cubrirá demanda de Energía de Punta Promedio mensual).

Como bien establecimos en base al análisis de los recibos facturados por la CFE a la UTM, observamos, que en la cantidad de Energía de Punta que se paga mensualmente, tenemos un promedio de **2,450 kWh**, consideremos entonces que pudiéramos elevar esta cantidad hasta los **2,500 kWh**, además, si tenemos también la consideración que para Morelia, Michoacán, la cantidad de **HSP es equivalente a 7.5**, esté dato lo obtuve del análisis de los datos proporcionados por el CPMM, registrados por su Actinógrafo, del año 2012 y hasta mayo de 2013, pero como espero que este sistema sea Integrado en un futuro no muy lejano, consideremos solamente un aproximado de **6.5 HSP**; ahora pues, tengamos la garantía que ofrecen los proveedores de equipos para Integrar sistemas solares

fotovoltaicos de que en México, se tiene un promedio de **5.0 HSP**, con estos datos, estamos por encima del promedio nacional, con **1.5 HSP**.

Considerando los datos anteriores, tenemos la posibilidad de diseñar el Sistema Solar Fotovoltaico, que cubra la Energía de Punta que se factura en promedio mensualmente, de la siguiente forma:

Consumo promedio mensual considerado de **2,500 kWh**, como Energía de Punta **6.5 HSP** promedio diario considerado para Morelia, Mich. Según análisis realizado y consideraciones establecidas.

Tenemos que: **$(2,500 \text{ kWh}) / (30 \text{ días}) = 83.33 \text{ kWh / día}$**

Ahora: **$(83.33 \text{ kWh / día}) / (6.5 \text{ HSP/ día}) = 12.82 \text{ kW}$**

Este valor será entonces, la capacidad de nuestro Sistema Solar FV. Es decir un sistema de **12.82 kWp**. Podemos considerar que el Sistema lo pudiéramos establecer de **13.0 kWp**.

Después de obtener el dimensionamiento de nuestro sistema solar FV y en base a revisar diferentes cotizaciones, tendríamos lo siguiente, los elementos que integrarán nuestro Sistema Solar FV de 13.0 kWp:

Concepto	Capacidad	Cantidad Requerida
Panel Solar Fotovoltaico	250 W	52
Inversor Fronius	10.0 kW	1
Inversor Fronius	3.0 kW	1
Combiner Box ABB	N / A	1
Conector MC4	N / A	10
Fusibles de disparo rápido	N / A	5
Porta fusibles	N / A	5
Cable 10 AWG	N / A	200

La cotización de este sistema es la siguiente:

Concepto	Capacidad	Cantidad Requerida	Costo por unidad (Precio en Dlls.)	Costo por unidad + IVA (Precio en Dlls.)	Costo del Monto Total + IVA (Precio en Dlls.)
Panel Solar Fotovoltaico	250 W	52	250.00	290.00	15,080.00
Inversor Fronius	10.0 kW	1	4,000.00	4,640.00	4,640.00
Inversor Fronius	3.0 kW	1	1,500.00	1,740.00	1,740.00
Combiner Box ABB	N / A	1	45.00	52.20	52.20
Conector MC4	N / A	10	2.50	2.90	29.00
Fusibles de disparo rápido	N / A	5	9.00	10.44	52.20
Porta fusibles	N / A	5	9.00	10.44	52.20
Cable 10 AWG	N / A	200	1.50	1.74	348.00
Monto total del sistema de 13 kWp.					\$ 21,993.60

La cotización más económica nos resulto en un monto total de **\$21,993.60 dólares**, si consideramos el tipo de cambio a M.N. de \$13.00 pesos por dólar. Nos resulta que el sistema estará cotizado en **\$ 285,916.80 pesos M.N.** El monto por 1 kWp es de \$21,993.60 pesos M.N. (Cabe señalar que, la cotización se nos dio a un costo preferencial por la gestión realizada ante la empresa Solartec Energías Renovables, de parte de mi persona, con la finalidad de buscar el mejor precio y que el proyecto pueda realizarse, ya que se tendrían muchos beneficios con esto para la Universidad, al ser integrado el Sistema Solar FV).

La cotización anterior es considerando al proveedor que nos oferto mejor precio, puesto que los costos por 1 kWp instalado aquí en Morelia, oscilan desde: \$47,000.00 hasta los \$62,000.00. Si estamos hablando de estos montos tendríamos para nuestro sistema un monto aproximado que va de los \$611,000.00 a los \$806,000.00 pesos M.N, con cualquier otro proveedor.

Ahora, consideremos lo siguiente, si tenemos la salida nominal de producción del sistema solar fotovoltaico fuese del 100 %, por la cantidad de HSP diarias, tendríamos lo siguiente:

(13.0 kWp) (6.5 HSP) = 84.5 kWp al día.

Esta producción diaria la multiplicamos por el monto más alto, correspondiente a la **Energía de Punta**, considerando el precio de **\$ 2.06 por kWh**, sabiendo que los montos cobrados por la CFE a la UTM, son mensuales, tendremos lo siguiente:

(84.5 kWp)(30) = 2,535 kWp de producción mensual.

Ahora por el costo del kWh de Energía de Punta,

(2535 kWp)(\$2.06) = \$ 5,222.10, monto mensual ahorrado.

Si esta producción es constante durante todo el año, tendríamos que, con nuestro Sistema Solar Fotovoltaico de 13 kWp, estaremos ahorrando anualmente la cantidad de:

(\$ 5,222.10)(12) = \$ 62,665.20 anualmente

Es decir, en un año estaremos ahorrando aproximadamente **\$ 62,665.20**, si consideramos que nuestro sistema funcione correctamente durante los 5 primeros años, produciendo al 100 por ciento de su eficiencia, tendremos que en estos 5 años ahorraremos la cantidad de **\$313,326.00**. Suponiendo que durante los próximos 5 años, el sistema funcionará al 90 % de eficiencia, tendríamos un monto por estos 5 años más de **\$281,993.40**, sumados a los producidos durante los primeros 5 años tendremos un monto aproximado de **\$ 595,319.40**.

Según el monto cotizado con la empresa Solartec Energías Renovables, el Sistema Solar FV diseñado para cubrir exclusivamente la cantidad de Energía de Punta, entonces tendremos que **la inversión podría recuperarse en un lapso de tiempo de aproximadamente de 4.56 años, si redondeamos esta cantidad la inversión la recuperamos en 5 años. Y tendremos según el proveedor, un lapso de 5 años produciendo a 90 por ciento de eficiencia del sistema. Otros 10 años produciendo a 80 por ciento de la eficiencia del sistema FV.**

5.2.2 Sistema Solar Fotovoltaico Interconectado a la Red de 110 kWp, (cubrirá demanda total de la UTM).

Ahora para este Sistema Solar FV, como bien establecimos en base al análisis de los recibos facturados por la CFE a la UTM, observamos, que en la cantidad de Energía Total que se paga mensualmente, tenemos un promedio de **21,422.62 kWh**, redondeamos a **21,423 kWh**, además, si tenemos también la consideración que para Morelia, Michoacán, la cantidad de **HSP es equivalente a 6.5**, como lo consideramos en el punto anterior (5.2.1).

Considerando los datos anteriores, tenemos la posibilidad de diseñar el Sistema Solar Fotovoltaico, que cubra la Energía Total requerida por la UTM, que se factura en promedio mensualmente, de la siguiente forma:

Consumo promedio mensual considerado de **21,423 kWh**, como Energía Total.

6.5 HSP promedio diario considerado para Morelia, Mich. Según análisis realizado y consideraciones establecidas.

Tenemos que: **$(21,423 \text{ kWh}) / (30 \text{ días}) = 714.10 \text{ kWh / día}$**

Ahora: **$(714.10 \text{ kWh / día}) / (6.5 \text{ HSP / día}) = 109.86 \text{ kW}$**

Este valor será entonces, la capacidad de nuestro Sistema Solar FV. Es decir un sistema de **109.86 kWp**. Podemos considerar que el Sistema lo pudiéramos establecer de **110 kWp**.

Después de obtener el dimensionamiento de nuestro sistema solar FV y en base a revisar diferentes cotizaciones, tendríamos lo siguiente, los elementos que integrarán nuestro Sistema Solar FV de 110 kWp:

Concepto	Capacidad	Cantidad Requerida
Panel Solar Fotovoltaico	250 W	440
Inversor Fronius	10.0 kW	11

Combiner Box ABB	N / A	1
Conector MC4	N / A	110
Fusibles de disparo rápido	N / A	50
Porta fusibles	N / A	50
Cable 10 AWG	N / A	550

La cotización de este sistema es la siguiente:

Concepto	Capacidad	Cantidad Requerida	Costo por unidad (Precio en Dlls.)	Costo por unidad + IVA (Precio en Dlls.)	Costo del Monto Total + IVA (Precio en Dlls.)
Panel Solar Fotovoltaico	250 W	440	250.00	290.00	127,600.00
Inversor Fronius	10.0 kW	11	4,000.00	4,640.00	51,040.00
Combiner Box ABB	N / A	1	450.00	522.00	522.00
Conector MC4	N / A	110	2.50	2.90	319.00
Fusibles de disparo rápido	N / A	50	9.00	10.44	522.00
Porta fusibles	N / A	50	9.00	10.44	522.00
Cable 10 AWG	N / A	550	1.50	1.74	957.00

Monto total del sistema de 110 kWp.

\$181,482.00

La cotización más económica, nos resulto en un monto total de **\$ 181,482.00 dólares**, si consideramos el tipo de cambio a M.N. de \$13.00 pesos por dólar, resulta que el sistema estará cotizado en **\$ 2,359,266.00 pesos M.N.** El monto por 1 kWp es de \$21,447.87 pesos M.N. (Cabe señalar que, la cotización se nos dio a un costo preferencial por la gestión realizada ante la empresa Solartec Energías Renovables).

La cotización anterior es considerando al proveedor que nos oferto mejor precio, puesto que los costos por 1 kWp instalado aquí en Morelia, oscilan desde: \$47,000.00 hasta los \$62,000.00. Si estamos hablando de estos montos tendríamos para nuestro sistema FV a un monto aproximado que va de los \$ 5,170,000.00 a los \$6,820,000.00 pesos M.N, con cualquier otro proveedor establecido en la Ciudad.

Ahora, consideremos lo siguiente, si tenemos la salida nominal de producción del sistema solar fotovoltaico fuese del 100 %, por la cantidad de HSP diarias, tendríamos lo siguiente:

(110.0 kWp) (6.5 HSP) = 715 kWp al día.

Esta producción diaria, la multiplicamos por el monto más alto, correspondiente a la **Energía total**, considerando el precio de **\$ 1.6061 por kWh**, sabiendo que los montos cobrados por la CFE a la UTM, son mensuales, tendremos lo siguiente:

(715 kWp)(30) = 21,450 kWp de producción mensual.

Ahora por el costo del kWh promedio mensual obtenido de 16 meses,

(21,450 kWp)(\$1.6061) = \$ 34,450.84, monto mensual ahorrado.

Si esta producción es constante durante todo el año, tendríamos que, con nuestro Sistema Solar Fotovoltaico de 110 kWp, estaremos ahorrando anualmente la cantidad de:

(\$ 34,450.84)(12) = \$ 413,410.14 anualmente.

Es decir, en un año estaremos ahorrando aproximadamente **\$ 413,410.14 pesos**, si consideramos que nuestro sistema funcione correctamente durante los 5 primeros años, produciendo al 100 por ciento de su eficiencia, tendremos que en estos 5 años ahorraremos la cantidad de **\$2,067,050.70 pesos**.

Según el monto cotizado con la empresa Solartec Energías Renovables, el Sistema diseñado de 110 kWp, para cubrir la cantidad de Energía Total, el cual tiene un monto de \$2,359,266.00 dividido entre la cantidad producida anualmente por nuestro sistema que es de \$413,410.14 tendremos que, **la inversión podría recuperarse en un lapso de tiempo de aproximadamente 5.71 años, es decir, si redondeamos este número, la inversión la recuperamos en menos de 6 años después de haberse integrado e instalado el sistema solar fotovoltaico.**

5.3. Ubicación del Sistema Solar Fotovoltaico en la UTM.

Cabe señalar que existe la posibilidad de que el Sistema Solar Fotovoltaico, que sea integrado se pueda posicionar en el área del estacionamiento de la UTM (Área 1), o pueda establecerse sobre el techo del edificio de laboratorios Pesado 1 (Área 2), tal como se muestra en la siguiente **Figura 34**:



Figura 34.- Áreas posibles para integrar el sistema FV.

Además, los paneles como bien lo mencionamos anteriormente, pueden ser de 95 W o bien de 250 W, esto con la necesidad de poder cubrir mayor área si fuera el caso que se instalará en el estacionamiento de la UTM (Área 1), las fichas técnicas de estos paneles se pueden ver en los Anexos: **Anexo 1: Panel de 95 W** y **Anexo 2: Panel de 250 W**, respectivamente.

5.4 Principales elementos de una Instalación FV Interconectada a la Red.

5.4.1 Panel fotovoltaico.

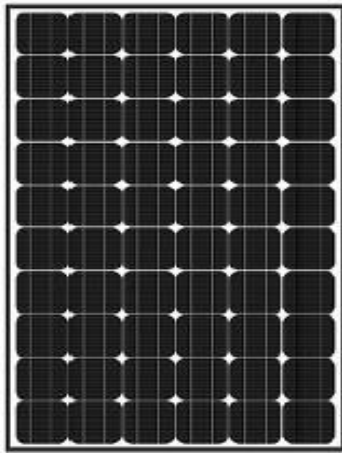
Los paneles pueden en principio tener cualquier tipo de asociación de celdas en serie o paralelo (**Figura 35**), aunque la mayoría de los comerciales disponibles

tienen 20 V de tensión de circuito abierto (VOC) y, aproximadamente, 3 A de corriente de cortocircuito (ISC) en condiciones normales de prueba (SRC: Standard Test Conditions). Ver **Anexos 1 y 2**, los cuales contienen las fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos, tanto del de 95 W, como el de 250 W, en las cuales muestra la cantidad de celdas fotovoltaicas por cada uno de estos paneles, así como la garantía para los mismos, al igual que las especificaciones de producción.

S60MC

60 Cell Modules

S60MC-245, S60MC-250, S60MC-255,
S60MC-260, S60MC-265



S36MC

36 Cell Module

S36MC-85, S36MC-90, S36MC-95

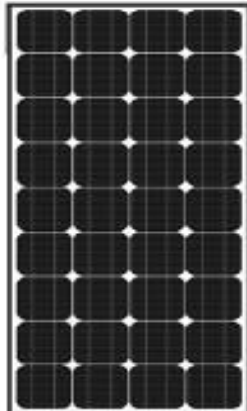


Figura 35.- Paneles de 250 W/ 60celdas y de 95 W/ 36 celdas.

A la asociación de varios módulos en serie se le denomina “hilera” o rama (**Figura 36**). En hileras de módulos con tensiones de circuito abierto más altas que 30 V, es necesario instalar en antiparalelo con ellas, diodos de “bypass” que permiten un camino alternativo a la corriente alrededor de una asociación serie de celdas cuando alguna de las celdas que conforman dicha hilera está parcialmente sombreada o destruida. Normalmente los fabricantes de paneles incorporan en cada panel uno o dos de estos componentes.



Figura 36.- Hileras de paneles FV.

5.4.2 Diodos de bloqueo.

Los diodos de bloqueo, se instalan en serie con cada hilera o conjunto de hileras para prevenir las pérdidas debidas a la inversión de corriente cuando el generador fotovoltaico está conectado a una fuente de tensión como por ejemplo una batería, en situación de no iluminación, de noche. No obstante, para el caso de los módulos de silicio mono y policristalino, suele ser mayor la energía perdida por caída de tensión en funcionamiento normal por lo que su uso en general, está desaconsejado, aunque en el caso de grandes instalaciones, cuando existen muchas ramas en paralelo, es conveniente disponer en serie con cada rama de un diodo de bloqueo para impedir que las ramas menos iluminadas actúen como cargas de las más iluminadas, en situación de cielo parcialmente nublado.

5.4.3. Fusibles.

Los fusibles protegen a los conductores de sobre-corrientes y se pueden instalar cuando el generador fotovoltaico está compuesto de varias hileras o ramas en

paralelo, en el conductor que colecta la intensidad generada en dichas ramas si no tiene la suficiente capacidad para soportar de modo permanente la intensidad de corto circuito, máxima, proveniente del conjunto de dichas ramas, o bien en sistemas fotovoltaicos autónomos cuando un cortocircuito eventual en ella. No obstante, en un diseño adecuado del cableado de un generador fotovoltaico está conectado a red, los cables o conductores que lo conforman deberán tener la suficiente sección para permitir el paso de la máxima corriente generada, intensidad de cortocircuito de la rama o suma de las intensidades de cortocircuito de las ramas en paralelo asociadas, sin sobrecalentarse o sin presentar caídas de tensión según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias. Por todo ello, la mayoría de las veces que se utilizan fusibles en serie con las ramas de un generador fotovoltaico, van asociados a seccionadores que permitirán aislar dicho generador fotovoltaico del equipo o equipos a él conectados.

5.4.4. Cajas de conexión.

Las cajas de conexión (**Figura 37**), son también muy importantes y numerosas en el generador fotovoltaico. Una mala conexión debida a un mal apriete de terminal o corrosión de éste por insuficiente estanqueidad de la caja, puede inutilizar una rama o varias y, en el peor de los casos, provocar un fuego. Por esta razón al conectar estas cajas se debe tener la mayor precaución para evitar este tipo de fallas o inclusive algún accidente.

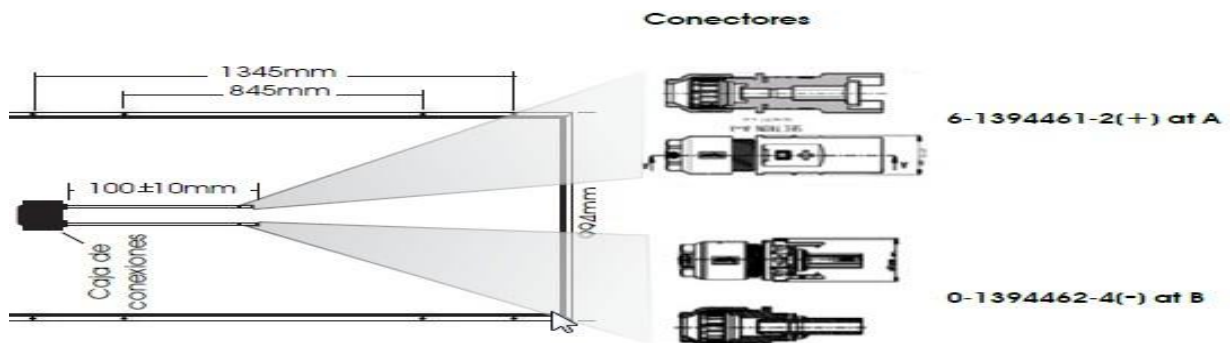


Figura 37.- Caja de conexión y conectores.

5.4.5. Inversor.

El dispositivo fundamental de un sistema fotovoltaico conectado a red es el inversor (**Figura 38**). Funciona como interface entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica. De este modo, el sistema fotovoltaico conectado a red forma parte de los sistemas de generación que alimentan dicha red. En el **Anexo 3**, se encuentra la ficha técnica de estos Inversores.



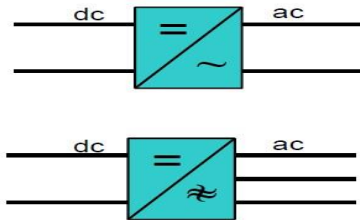
Figura 38.- Inversores de la marca Fronius IG de diferentes capacidades.

El inversor debe seguir la frecuencia a la tensión correspondiente de la red a la que se encuentre conectado. La forma de onda de la corriente de salida del inversor deberá ser lo más senoidal posible, para minimizar el contenido en armónicos inyectados a red. Se recomiendan los valores incluidos en la norma CEI 555/1/2/3 (Comité Electrotécnico Internacional) en México se refiere a la Resolución Núm. RES/119/2012. El contenido de esta resolución incluye la distorsión armónica máxima en corriente, en % sobre la fundamental, dependiendo del número de orden del armónico, producida por un receptor conectado a la red.

Figura 39, simbología de los Inversores.

4

Símbolos de los Inversores



Inversor trifásico

Figura 39.- Simbología de los Inversores.

Por supuesto, estos valores se consideran válidos cuando no existe distorsión armónica en la onda de tensión proveniente de la red.

Ya que la potencia disponible del generador fotovoltaico varía con la irradiancia y temperatura de trabajo de las celdas que lo componen, el inversor deberá extraer la máxima potencia posible del generador fotovoltaico. Esto se consigue con un dispositivo que normalmente suelen incorporar este tipo de equipos, denominado “seguidor del punto de máxima potencia” (Maximum Power Point Tracker – MPPT), dispositivo electrónico incorporado en el inversor y que varía cada determinado tiempo, de uno o varios minutos, la tensión de entrada del inversor (o tensión de salida del generador fotovoltaico) hasta que el producto $V \times I$ de salida, potencia de salida, del generador fotovoltaico se hace máximo.

En resumen, los inversores al utilizar sistemas fotovoltaicos conectados a red deben reunir las siguientes características generales: Alta eficiencia en condiciones nominales (> 90 %), así como en condiciones de baja insolación (>80 % para valores de irradiancia $\geq 150 \text{ mW/cm}^2$); bajo contenido en armónicos de intensidad (THD < 5 %); gran fiabilidad, peso reducido, bajo nivel de emisión acústica, etc.

5.4.5.1. Requerimientos de los inversores conectados a red.

Para la compañía eléctrica la seguridad y la calidad de la potencia son los puntos más importantes. El flujo de energía eléctrica normalmente siempre va en el

sentido de las cargas, cuando un consumidor deja de consumir, no suele ser normal que comience a inyectar energía a red.

Existen diferencias entre la operación de auto productores con generadores dinámicos y con generadores estáticos (inversores). A continuación se detallan los requerimientos normalmente exigidos a estos últimos:

- El sistema fotovoltaico parte como un componente de la red eléctrica.
- El inversor debe cumplir las especificaciones de la red eléctrica.
- La seguridad de los operadores debe tenerse siempre en cuenta (pueden existir partes activas desconocidas).
- Los sistemas fotovoltaicos no deberán entregar energía a una línea sin protecciones.
- La desconexión del inversor debe ser automática en cuanto ocurra una fallo.
- Deberá existir un punto de fácil desconexión (contactos) que sea accesible a los empleados de la compañía eléctrica.
- Los inversores deberán operar con factor de potencia unidad.
- Se deberá efectuar aislamiento eléctrico entre los sistemas fotovoltaicos y la red.

En la mayoría de los casos el inversor deberá estar desconectado en segundos a partir de la detección de alguna falla. La mayoría de los inyectores no están preparados para operar sin tensión de red (modo isla), por ello la mayoría de las compañías solo permiten conectar un sistema fotovoltaico a la red si se instala un relé de tensión trifásico. El inversor deberá desconectarse de la red a través del relé si la tensión crece o disminuye por encima de unos límites predefinidos. El rango recomendado es del 80 – 110 % de la tensión nominal. Las tres fases deberán ser monitorizadas de cara a detectar pérdidas de la tensión de red. Así si un inversor monofásico puede mantener la tensión estable en una fase el relé de tensión deberá detectar el fallo en las otras dos fases y desconectar el inversor.

También si la señal de salida del inversor excede de las condiciones predefinidas para la operación (sobre / subtensión, sobre / subfrecuencia) el inversor debe desconectarse automáticamente de la red. Se posibilitará la nueva conexión después de un cierto tiempo (3 minutos normalmente), tiempo que el sistema de control y protección de red espera para intentar una nueva conexión. Ver el **Anexo 3**, ficha técnica del Inversor.

5.4.6. Protecciones.

Los inversores de potencia actuales suelen incluir el control de todo el sistema. Esto incluye detectar que el campo fotovoltaico tiene suficiente potencia como para poder conectarse a la red, cerrando en ese momento un contactor, comenzando a operar tan pronto como haya luz. Por la noche el inversor deberá estar totalmente desconectado. La lógica de control del inversor incluirá un sistema de protección que detecte situaciones de funcionamiento anormales como son:

1. Falta a tierra en continua.
2. Condiciones anormales en red (tensión de línea, frecuencia).
3. Pérdidas en una fase.
4. Parada del inversor cuando la etapa de potencia se sobrecaliente.
5. El inversor igualmente deberá ser protegido entre transitorios de tensión mediante varistores en el lado de continua y alterna.

Debido al hecho de que cada vez son más los inversores que operan con altas frecuencias de conmutación, 20 kHz o más utilizando PWM, se obtienen distorsiones armónicas bajas y factores de potencia cercanos a la unidad, por otro lado se causan interferencias en la región de RF. Esto es importante sobre todo en inversores operando en baja tensión, fotovoltaica en viviendas.

Los armónicos debidos a la frecuencia de conmutación del inversor pueden interferir con frecuencias utilizadas en equipos de telecomunicaciones (radio, televisión, teléfonos). Para evitar estas interferencias, los inversores suelen suprimir los armónicos mediante filtros y protecciones apropiadas. Además de las protecciones ya comentadas sobre el inversor, un sistema fotovoltaico conectado a red debe incluir una serie de protecciones, tanto en la zona de continua como en la de alterna que garanticen su buen funcionamiento al par que un nivel de seguridad para el usuario y personal de mantenimiento, semejante a los sistemas eléctricos de generación-consumo convencionales.

En la zona de continua, en lo que a tierras se refiere, existe una controversia mantenida sobre las ventajas y desventajas de la puesta a tierra de masas metálicas y conductores polares. Así, en la zona de continua y desde el punto de vista de funcionamiento del sistema, una buena toma de tierra, resistencia de tierra $< 2 \Omega$, de la estructura soporte, aseguraría un buen camino para la corriente causada por una descarga atmosférica que se produjera accidentalmente sobre ella. Por tanto, en la mayoría de los casos y sobre todo en las zonas de riesgo de este tipo de fenómenos, la estructura soporte o las marcas metálicas de los módulos, así como todas las carcasas metálicas del equipamiento eléctrico incluido en un sistema de estas características, han de ponerse a tierra, a menos que exista o se instale un pararrayos que proteja el área en la que dicha estructura soporte fuera instalada, debido a la posibilidad de acoplamiento vía tierra.

Sobre la puesta a tierra de las partes activas del generador fotovoltaico, polo positivo o negativo, también existe controversia. En el artículo 690-41 del Reglamento Electrotécnico de EE UU (NEC-National Electrical Code) se explícita que uno de los polos activos de un generador fotovoltaico han de ponerse a tierra. Sin embargo, en Europa, es práctica común, dejar el circuito en flotación, instalando varistores para protección contra sobretensiones.

Así mismo, desde el punto de vista de la seguridad personal, para prevenir choques eléctricos en usuarios o personal de mantenimiento cuando la tensión del

sistema es cercana o superior a 100 Vcc; es muy recomendable, sobre todo en instalaciones en las que el generador fotovoltaico es accesible, por ejemplo: fachadas, cubiertas accesibles, centrales fotovoltaicas, etc., instalar entre cada polo del sistema y tierra, un dispositivo suficientemente sensible, 100 mA, que detecte corrientes de fugas del sistema a través de tierra y en caso de contacto, actúe, cortocircuitando el sistema a tierra. Además, dicho mecanismo debe poder actuar manualmente con el mismo fin para evitar cualquier riesgo de accidente durante las labores de mantenimiento correspondiente.

Otra forma de disminuir el riesgo de choque eléctrico cuando la tensión del generador fotovoltaico está por encima del 100 V consiste en poner a tierra, a un punto intermedio de las ramas a modo de divisor de tensión. Si la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico es igual o menor a 100 V (25° C, 1000 W/m²), no sería necesaria la instalación de ningún dispositivo como los descritos, incluso si los módulos son accesibles. En la zona de alterna, a la salida del inversor, siempre es conveniente poner un transformador de aislamiento galvánico en el que y para suministro trifásico, su neutro podría ir también conectado a tierra o flotante. En suministro monofásico, instalaciones domésticas, < 5 kW., no es precisa la puesta a tierra del neutro. Por supuesto, en todos los casos es imprescindible protección diferencial contra contactos indirectos. También es necesaria la instalación de dos relés, uno de máxima y otro de mínima tensión que actúen sobre un interruptor automático de desconexión.

5.4.7. Equipo de medición y comunicación.

Medidor electrónico multifunción de 2.5 clase 20 Amperes o 30 clase 200 Amperes, según corresponda a la carga y tipo de medición del cliente, 3 fases, 4 hilos, 3 elementos, 120 volts, conexión estrella, base tipo "S", forma 9S o 16S, debiendo cumplir con lo siguiente:

1. Clase de exactitud de 0,2% de acuerdo a la Especificación CFE G0000-48.
2. Medición de kWh-kW y de kVARh inductivos y capacitivos.

3. Medición Bidireccional.
4. Con módem interno para comunicación remota a través de línea telefónica de velocidad mínima de 1200 bauds.
5. Con interface de puerto óptico tipo 2 en la parte frontal del medidor, para programar, interrogar y obtener todos los datos del medidor.
6. Programable para que cada fin de mes y estación realicen un restablecimiento de demanda, reteniendo en memoria las lecturas de tarifas horarias (congelamiento de lecturas), para su acceso tanto en pantalla, como mediante el software propietario.
7. Con memoria no volátil para almacenar los datos de programación, configuración y tarifas horarias.
8. Con pantalla que muestre tarifas horarias.
9. Programables para que proporcione valores de:
 - 4 diferentes tarifas, 4 diferentes días, 4 diferentes horarios, 4 estaciones y cambio de horario de verano.
 - Consumo de energía activa y reactiva, entregada y recibida, para cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones.
 - Demanda rolada en intervalos de 15 minutos y subintervalos de 5 minutos, para la potencia entregada, en cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones.
 - Valores totales por tarifa y total de totales.
10. Dispositivo para el restablecimiento de la demanda.
11. Compatible con computadora personal portátil.
12. Memoria masiva para almacenar un mínimo de 2 variables cada 5 minutos un mínimo de 35 días.
13. Reloj calendario programable en base a la frecuencia de la línea o al cristal de cuarzo.

14. Batería de respaldo para el reloj y la memoria masiva con vida útil mínima de 5 años y capacidad mínima para 30 días continuos o 365 días acumulables.
15. Capacidad para colocar el medidor en modo de prueba, ya sea por software o hardware indicando que está operando en este modo.
16. Pantalla para que mediante un dispositivo muestre en forma cíclica la información del modo normal, modo alterno y modo de prueba.

5.4.8. Estructura soporte.

Es el elemento encargado de soportar los paneles, para su diseño normalmente no se tendrán que realizar grandes cálculos, ya que las empresas fabricantes dan todo listo, incluso algunas tiene programas para el dimensionando de la instalación dando incluso el número de tornillos necesarios y solo se tendrá que montarlo, por lo que como mucho se tendrá que calcular la cimentación en caso de realizarlo sobre terreno. **Figura 40**, muestra diferentes bases para colocar los paneles ya sea en un techo o sobre piso.



Figura 40.- Diferentes bases para colocar los paneles FV.

5.4.8.1. Estructuras fijas sobre terreno.

Las estructuras fijas sobre terreno suelen ser estructuras de celosía para ser lo más ligeras posibles y para ahorrar en materiales, sus sistemas de anclaje pueden ser cimentación a través de cemento la más común o ancladas por bloques de hormigón, esto dependerá de la zona donde se halle la instalación, ya que los paneles hacen efecto vela y con las grandes superficies que abarcan se corre el peligro de que se vuelque la instalación. Su precio suele ser barato.

5.5. Notas generales para Instalar un Sistema Solar Fotovoltaico.

La instalación de sistemas solares fotovoltaicos o de paneles solares requiere de habilidades especializadas y conocimiento; para tener una noción un poco más amplia de cómo instalar un sistema fotovoltaico, ver el (**Anexo 9: Manual de Instalación de Sistemas Fotovoltaicos**), en el cual nos da una guía rápida de cómo hacer una Instalación de este tipo así como las herramientas necesarias, aparatos de medición, etc. El instalador asume todos los riesgos de lastimaduras, incluyendo el riesgo de shock eléctrico. La instalación de módulos debe de ser realizada solamente por personal calificado, por lo que se recomienda seguir estas indicaciones:

- Todos los módulos vienen con una caja de conexiones que esta fija de forma permanente con cables terminadores que permiten la conexión con otros elementos.
- Al desconectar los alambres que estar conectado a una módulo FV que está expuesto a la luz solar, un arco eléctrico puede ocurrir.
- Los arcos causan quemaduras, inician fuegos y crean problemas de seguridad personal.



- Antes de desconectar el cable de interconexión, cubra el módulo de la luz solar. Tenga mucho cuidado al desconectar paneles ya instalados.
- Los Módulos fotovoltaicos solares convierten la energía de la luz en energía eléctrica mediante una corriente directa y se han diseñado para exteriores donde la luz solar es más intensa.
- El diseño adecuado de estructuras que los soporten es la responsabilidad del diseñador del sistema y del instalador.
- Nunca trate de desensamblar un módulo fotovoltaico, ni remueva las etiquetas de fabricación ni ninguno de sus componentes. Esto violara la garantía.
- Nunca aplica ningún tipo de pintura ni adhesivo al módulo.
- Nunca sumerja los módulos en agua o los deje bajo el flujo continuo de agua, como en un sistema de riego o en una fuente.
- El manejo inapropiado en el transporte o instalación puede dañar el vidrio o el marco de su módulo solar.
- Nunca use espejos o cualquier tipo de materiales para concentrar la luz en el panel solar.
- Nunca desconecte módulos cuando están en producción y bajo carga eléctrica.
- Cuando instale los módulos solares, siempre observe las normas de instalación y cableados a nivel local, regional y nacionales.
- Obtenga los permisos de instalación eléctrica de construcción en donde sea requerido.
- Nunca levante los módulos de las cajas de conexión ni de los cables eléctricos.
- Nunca se pare sobre los módulos.
- Nunca deje caer un módulo o deje caer objetos los módulos.
- Nunca coloque objetos pesados en los módulos

5.6. Precauciones de seguridad para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Los módulos se conectan a través de los cables con terminadores MC4 que salen de la caja de conexión.

Los cables y los conectores MC4 se han recomendado ya que soportan temperaturas de hasta 90°C.

Los módulos solares producen energía eléctrica cuando se exponen a la luz.

Solo se pueden conectar paneles en serie que tengan la misma especificación de corriente de salida.

Si los módulos se conectan en serie, el voltaje total de circuito abierto será la suma del voltaje de cada módulo independiente. Para fines de seguridad, nunca podrá exceder de 1000 Vdc.

Solo conecte módulos en paralelo cuando los módulos tengan el mismo voltaje de salida Vdc. Cuando los módulos se conectan en paralelo, la corriente total será la suma de las corrientes individuales. Sin exceder 100A en un cable.

En cualquier instalación se debe de considerar el colocar cajas de switches térmicos para poder interrumpir el suministro. Esto principalmente para cuando hay que dar mantenimiento al sistema. Cada derivación con un switch térmico de 20A.

Mantenga a los niños alejados de cualquier instalación fotovoltaica y principalmente cuando de esta haciendo la instalación y el transporte de los mismos.

La instalación y el trabajo de mantenimiento, se debe realizar bajo la protección de cobertores solares o en la sombra.

ATENCIÓN: Elimine cualquier tipo de anillo, relojes metálicos, aretes, o cualquier tipo de materiales metálicos al instalar, mantener o reparar sistemas fotovoltaicos solares.

ATENCIÓN: Use cualquier tipo de equipo de seguridad (material aislado, guantes, botas con suela de hule, lentes) que este aprobado para instalaciones eléctricas.

Observe todas las instrucciones y precauciones de seguridad tanto para usted como para los miembros de su equipo de trabajo.

Utilice solamente materiales adecuados en todos los componentes de su sistema fotoeléctrico; incluyendo, cables, conectores, switches térmicos, equipo de montaje, centros de carga, inversores, baterías, entre otros.

Solamente utilice materiales adecuados para instalaciones fotovoltaicas expuestas al sol; como son conectores, cableados, ductos.

Siempre utilice los mismos tipos de módulos ET230PC para sus instalaciones.

Esto le facilitara dar servicio y mantenimiento.

8 Manual Técnico: ET230PC Módulo Fotovoltaico

Precauciones de seguridad para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Instalación mecánica

Bajo condiciones normales de operación, los módulos solares fotovoltaicos producirán corriente o voltajes que difieren de aquellos mostrados en las hojas de especificaciones.

Los valores mostrados en las hojas técnicas son bajo condiciones de prueba y bajo producción se obtienen algunas variaciones. Por ello los valores de Voltaje en circuito abierto y los de corriente en circuito cerrado se deben de multiplicar por un factor de 1.25 cuando determine el componente de especificación de voltaje, la capacidad del conductor, tamaños de los fusibles y dimensión del sistema de medición conectado al los módulos o a la salida del sistema.

CAPITULO 6: NORMATIVIDAD VIGENTE EN LA APLICACIÓN, INSTALACIÓN Y UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

En este capítulo, se presentan los principales cambios legales y normativos para la instalación, normatividad, aplicación y utilización de la Energía Solar Fotovoltaica, en nuestro País. También se analizan las condiciones que presenta la CFE, para aquellas personas físicas y morales, que tienen la posibilidad de integrar un Sistema Solar Fotovoltaico, dependiendo las capacidades del sistema. Se menciona un poco de la Reforma Energética en cuanto a la Producción de Electricidad.

6.1 Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente.

Las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional que se expiden tienen su fundamento en el Artículo 7°, fracción VI de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) y el artículo 31, fracción IV de su Reglamento.

6.1.1. Objetivo.

Establecer y comunicar los requerimientos técnicos, administrativos y legales para la interconexión al sistema de las instalaciones de los generadores o

permisionarios con fuentes de energía renovables o cogeneración eficiente, mediante los cuales el suministrador mantiene el sistema operando con seguridad, confiabilidad y competitividad.

6.1.2. Alcance.

Las reglas generales de interconexión al sistema eléctrico nacional aplican a la interconexión de las instalaciones de los generadores o permisionarios con fuentes de energía renovables o cogeneración eficiente.

6.1.3. Reglas.

Sin excepción alguna, no se podrán conectar al Sistema las instalaciones de Generadores o Permisionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente, que no cuenten con su respectivo Contrato de Interconexión.

El Suministrador se obliga a entregar a petición del Solicitante los requerimientos técnicos de interconexión establecidos en el ANEXO 2, así como los administrativos y legales necesarios para la interconexión al Sistema.

Las obras asociadas a la Interconexión determinadas por el Suministrador quedan sujetas a revisión si se modifica la ubicación, capacidad de generación, la fecha de entrada en operación del proyecto.

6.2 Requerimientos técnicos de interconexión al sistema eléctrico nacional.

Los proyectos de interconexión serán atendidos por el Suministrador en las Zonas de Distribución, donde se validara la información del proyecto proporcionado por el Solicitante, el cual deberá contener el equipo básico que se indica en los siguientes capítulos.

6.2.1. Requerimientos para mediana tensión (MT).

Tensión, capacidad y frecuencia cuando el Solicitante hace uso del Sistema para portear energía a los Puntos de Carga.

Tensión: Mayor a 1 kW y menor a 69 kW.

En estado permanente las Fuentes de Energía deberán ser capaces operar y mantenerse conectadas ante fluctuaciones que no excedan de un rango de +5 % a -10% de la tensión nominal en el Punto de Interconexión conforme a la norma NMX –J-098 ANCE 1999.

6.2.2. Capacidad de generación.

Las capacidades de generación permitidas en los diferentes niveles de tensión se indican en la siguiente relación:

Nivel de Tensión Nominal del sistema (kV)	A lo largo del alimentador, hasta (MW)	En buses de la subestación del Suministrador, hasta (MW)
13.8	4	8
23	8	16
34.5	10	20

Límite de capacidad de generación a interconectar para mediana tensión.

Estas capacidades son los valores acumulados a lo largo del alimentador. Pudiendo ser mayor a la capacidad indicada en la Tabla 1, cuando los estudios técnicos así lo determinen, dependiendo de la ubicación del Punto de Interconexión en el Sistema. En todo proyecto en media tensión, el Suministrador tendrá que realizar un estudio de factibilidad para determinar, en base a la capacidad del proyecto el Punto de Interconexión. Por lo que la Tabla 1 es solo una referencia para el Solicitante.

6.2.3. Rangos de frecuencia.

Las fuentes de energía deben ser capaces de operar, ante cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado en la relación anterior. El ajuste del tiempo será determinado por el suministrador en este caso por la CFE.

Frecuencia (Hz)	Tiempo de ajuste de las protecciones
57.5 > frecuencia	Instantáneo
57.5 = frecuencia < 59.3	Tiempo ajustable hasta 5 s
59.3 = frecuencia = 60.5	Operación continua

60.5 < frecuencia = 61.2	Tiempo ajustable hasta 5 s
61.2 < frecuencia	Instantáneo

Tiempo de respuesta ante frecuencias anormales.

6.2.4. Equipos de protección y seccionamiento.

Dependiendo del proyecto específico de que se trate, el Suministrador proporcionará al Solicitante la lista de protecciones que le apliquen conforme al listado LAPEM-05L.

En caso de fallas en el Sistema, las Fuentes de Energía deberán contar con los dispositivos de protección para desconectarse del mismo.

Se debe contar con un sistema de protección para las unidades de las Fuentes de Energía, transformador y tramo de la línea de media tensión con que se interconecta al Sistema.

Los ajustes y pruebas de los sistemas de protección del Punto de Interconexión, del generador y de los enlaces con el Sistema, deberán estar coordinados y supervisados por el Suministrador. El equipo requerido de protecciones deberá cumplir con las especificaciones del Suministrador, de acuerdo con lo siguiente

Protecciones básicas en el punto de interconexión:

- 25 Verificador de sincronismo.
- 27 Protección para baja tensión (tiempo ajustable).
- 59 Protección para sobre tensión (tiempo ajustable).
- 81U Protección para baja frecuencia (tiempo ajustable).
- 81O Protección para sobre frecuencia (tiempo ajustable).
- 51/51N Relevadores sobre-corriente de fase y tierra.
- 50 Protección sobre-corriente instantáneo.

Nota: Generalmente, si se cuenta con relevadores 51/51N, también se incluye en los interruptores la protección 50.

Dependiendo del tipo de fuente de generación y de las características específicas del proyecto el esquema de protección se podrá complementar con algunas de las protecciones siguientes:

- Protección por desplazamiento de neutro
- 67/67N. Direccional de sobre-corriente de fase y tierra
- 51V Sobre-corriente con restricción de tensión
- 46 Secuencia negativa
- 32 Potencia inversa
- 51NT sobre-corriente a tierra
- 47 Secuencia negativa de tensión
- 64N Falla a tierra
- 78 Angulo de fase
- Disparo transferido directo DTD
- 3V0 Secuencia cero de tensión

6.3 Operación básica de la interconexión.

El Suministrador (CFE), establecerá el procedimiento operativo para la operación confiable y segura de la interconexión que hará del conocimiento del Solicitante y que formara parte como anexo del Contrato de Interconexión respectivo.

6.4 Pruebas a los sistemas fotovoltaicos.

La verificación y pruebas de un sistema fotovoltaico se deben realizar respecto a los equipos y paneles de generación con referencia a la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente (RES/119/2012).

Además realizar las pruebas de funcionamiento a los equipos de comunicación, protección, señalización y medición en el Punto de Interconexión.

6.5 Generación en mediana escala.

Con tensión igual o mayor a 1 kV y menor a 69 kV y con potencia máxima a instalar de hasta 500 kW y que no requieren hacer uso del Sistema del Suministrador para portear energía a sus cargas.

6.6 Contrato de interconexión para fuentes de energía renovable o sistema de cogeneración en mediana escala.

Toda instalación de generación de energía fotovoltaica de mediana escala deberá realizar y mantener durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional propiedad del suministrador y la fuente de energía renovable o el sistema de cogeneración en mediana escala, el cual se muestra en el anexo.

6.7 Reforma Energética en Materia de Energía Eléctrica

Existen 5 puntos fundamentales en lo referente a la Generación de Energía Eléctrica, en esta Reforma Energética, los cuales mencionamos a continuación y tienen son de suma importancia, pues genera el parte aguas de que a partir de esta los particulares podrán generar electricidad y su venta:

- 1 Participación de particulares en la generación de electricidad.
- 2 El Estado mantendrá, en exclusividad, el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de las redes de transmisión y distribución, garantizando el acceso de todos los productores de electricidad a ellas.
- 3 Se fortalece a la Comisión Federal de Electricidad, mediante una mayor flexibilidad operativa y de organización, que ayudará a reducir costos.
- 4 Se refuerzan las facultades de planeación y rectoría de la Secretaría de Energía y de la Comisión Reguladora de Energía.
- 5 Es una reforma verde, a favor de la sustentabilidad, que permitirá invertir más en el desarrollo tecnológico y la adopción de fuentes de energía limpias y amigables con el entorno natural. Promueve el uso de energías menos contaminantes y de bajo costo, como la solar, la eólica y el gas.

CONCLUSIONES

Comprobamos que mediante el análisis de la información proporcionada por el Centro de Previsión Meteorológico de Morelia (CPMM), correspondiente a la irradiancia máxima y al igual de las graficas del actinógrafo, con las cuales pudimos tanto convertir estos datos a información para nuestro uso como fue de kJ/cm^2 a kWh/m^2 , así como la cantidad e HSP, corroboramos que es un factible que se pueda integrar un proyecto de esta índole el cual contará con el recurso solar suficiente para poder ser óptimo en su funcionamiento y además que cumpla con todas las especificaciones señaladas por las Instancias regulatorias.

En base al análisis de los recibos de luz que la UTM paga mensualmente a la CFE, pudimos establecer que es factible y además es necesario, la integración de un sistema solar fotovoltaico, puesto que, es la forma más viable de poder establecer un sistema generador de energía eléctrica; con este sistema, estaremos contribuyendo a la economía de la Universidad.

Al igual que con la integración de este sistema solar fotovoltaico, se podrá generar una conciencia de que utilizar la Energía Solar, no perjudica a nadie al contrario nos beneficia a todos. Que con este proyecto podemos demostrar que somos sustentables como Universidad, así como, promoveremos ante toda la sociedad con el uso de estas energías renovables. Se propone el diseño de dos sistemas solares fotovoltaicos, uno de 13 kWp y otro de 110 kWp, el primero, de estos, se dimensionó, con la finalidad de cubrir la demanda de energía de punta, el Sistema Solar FV diseñado para cubrir exclusivamente la cantidad de Energía de Punta, entonces tendremos que la inversión podría recuperarse en un lapso de tiempo de aproximadamente de 4.56 años, si redondeamos esta cantidad la inversión la recuperamos en 5 años. Y tendremos según el proveedor, un

lapso de 5 años produciendo a 90 por ciento de eficiencia del sistema. Otros 10 años produciendo a 80 por ciento de la eficiencia del sistema FV. Para el sistema de 110 kWp, estaríamos cubriendo la totalidad de la energía requerida en estos momentos por la Universidad, este diseño, tiene un monto de \$2,359,266.00 dividido entre la cantidad producida anualmente por nuestro sistema que es de \$413,410.14 tendremos que, la inversión podría recuperarse en un lapso de tiempo de aproximadamente 5.71 años, es decir, si redondeamos este número, la inversión la recuperamos en menos de 6 años después de haberse integrado e instalado el sistema solar fotovoltaico.

Además, ahora las condiciones que se nos rigen son menos engorrosas, no puedo decir que si existe el burocratismo en algunos de los trámites, pero sabemos y veo la posibilidad que las mismas autoridades poco a poco nos darán las facilidades y espero simplifiquen sus trámites.

Si se quiere se puede establecer cualquier sistema FV, de las dimensiones que se quieran, desde uno doméstico para el uso de una casa habitación, empresa, Universidad o Escuela o inclusive para la misma Producción a Gran Escala, siempre y cuando cumplamos todos los requerimientos señalados. Utilicemos nuestro intelecto para poder dar oportunidad de que cada Universidad pueda establecer o Integrar sistemas fotovoltaicos de las dimensiones que cada cual pueda, pero no dejemos en saco roto esto, porque cada vez más los estragos por los cambios climáticos son más atroces y severos, contribuyamos con el medio Ambiente con nuestro grano de arena para dar solución a estos problemas que cada vez más aquejan a nuestras sociedades.

Generemos la cultura que este tipo de sistemas son buenos, benéficos y además de mucha utilidad para la generación de recursos económicos, así como beneficios ambientales.

ANEXOS:

ANEXO 1: FICHA TÉCNICA DEL PANEL FV DE 95 W.

MONOCRYSTALLINE



Solartec
Energía Renovable

85 - 95 W SOLAR PANEL
EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

BENEFITS / BENEFICIOS

High Efficiency / Alta Eficiencia
High cell efficiency of up to 17%.
Lider en la industria empleando celdas monocristalinas con eficiencias de hasta 17%.

More Power / Mayor Potencia
Delivers up to 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels.
Ofrece hasta un 50% más de potencia por unidad de área a comparación de los paneles solares convencionales y un 100% más que los paneles solares de película delgada.

Reduces Installation Cost / Reducción en Costos de Instalación
More power per panel means fewer modules per installation. This saves both time and money.
Mas potencia por panel representa menos módulos por instalación. Esto ahorra tanto tiempo como dinero.

Reliable and Robust Design / Diseño Robusto y Confiable
Certified materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allows the module to operate reliably in multiple mounting configurations.
Materiales certificados, vidrio templado y un robusto marco anodizado el cual permite al módulo operar sin problema alguno y en múltiples configuraciones de montaje.



S36MC
36 Cell Module
S36MC-85, S36MC-90, S36MC-95



Solartec 85-95W solar modules provide industry leading efficiency and performance.

Utilizing 36 next generation solar cells and an optimized module design, Solartec S36MC solar module delivers an unprecedented total conversion efficiency. Solartec 85-95W modules reduced voltage - temperature coefficient, and exceptional low - light performance attributes, provide far higher energy delivery at peak power than conventional modules.

Los módulos solares Solartec de 85-95W proveen un liderazgo incomparable en la industria gracias a su eficiencia y desempeño.

El módulo solar Solartec S36MC utiliza 36 celdas solares de última generación, aunado al óptimo diseño del módulo, permitiéndole ofrecer un alto desempeño. El reducido valor del coeficiente de voltaje-temperatura, y su desempeño excepcional en condiciones de baja iluminación permiten a los módulos de 85-95W entregar mucha mayor energía en condiciones de potencia máxima, en comparación con los módulos convencionales.

Tested Operating Conditions / Condiciones de Operación	
Temperature / Temperatura	-40°C to +50°C (-40°F to +124°F)
Max load / Carga máxima	50psf (2400 pascols) front and back
Impact Resistance / Resistencia Al Impacto	Hail Ø-25mm (1 in.) at 23 m/s (52mph)
Complies with / Cumple con	IEC 61215


S36MC

www.solartec.mx

© 2011 0011

ANEXO 1: FICHA TÉCNICA DEL PANEL FV DE 95 W.

MONOCRYSTALLINE



Solartec
Energía Renovable

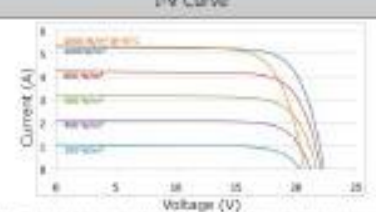
85 - 95W SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

Specifications / Especificaciones

Number of Cells / Número de células	36 (6 x 6)
Module dimensions / Dimensiones del módulo	550mm x 1200mm
Weight / Peso	8.5 kg
Cable / Cable	90 cm long double 20.5mm basic, TÜV Certified, 4.0mm ²
Connection / Conexión	IP65 Type 1A Junction box with 2 bypass diodes, MC4 Type Plug, TÜV Certified.
Back Sheet / Hoja Trasera	White/Black/Blue TPT or Glass
Frame / Marco	Aluminum (35 mm) or Without frame
Fire Rating / Clasificación de Fuego	Class C

I-V Curve



Current / voltage characteristic with dependence on irradiance and module temperature

Maximum system voltage / Voltaje máximo del sistema	600 V	Maximum series fuse / Fusor máximo del fusible en serie	10 A
---	-------	---	------

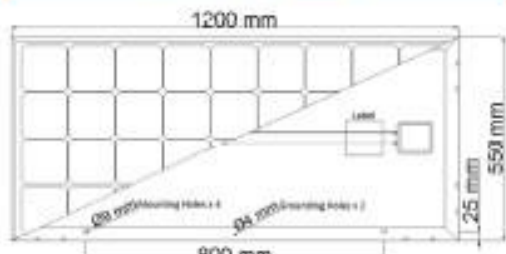
125mm Monocrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Celdas de 125mm de Silicio Monocristalino

Model / Modelo	S36MC-85		S36MC-90		S36MC-95	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Open circuit voltage (V _{oc}) / Voltaje de circuito abierto	32.18 V	30.31 V	32.32 V	30.36 V	32.43 V	30.48 V
Optimum operating voltage (V _{mppt}) / Voltaje en el punto de máxima potencia	19.07 V	18.23 V	19.41 V	18.50 V	19.68 V	18.78 V
Short circuit current (I _{sc}) / Corriente de cortocircuito	5.15 A	4.34 A	5.30 A	4.25 A	5.49 A	4.41 A
Optimum operating current (I _{mppt}) / Corriente en el punto de máxima potencia	4.70 A	3.78 A	4.89 A	3.89 A	5.05 A	4.04 A
Maximum power (P _{max}) / Potencia máxima	85 W	61 W	90 W	64 W	95 W	68 W

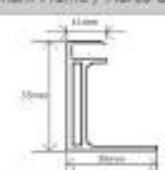
Temperature Coefficients / Coeficientes de Temperatura

of I _{sc} / de I _{sc} (α)	+0.024% / °C	of V _{oc} / de V _{oc} (β)	-0.356% / °C	of P _{max} / de P _{max} (γ)	-0.46% / °C
---	--------------	---	--------------	---	-------------

Dimensions / Dimensiones



Aluminum Frame / Marco de Aluminio



Guarantees / Garantías

Materials comprising photovoltaic modules and any possible defects due to the manufacturing process for 2 years.
Los materiales que componen los módulos fotovoltaicos y los posibles defectos que se dan en el proceso de fabricación por un periodo de 2 años.

At least 90% output power provided by the photovoltaic module over 10 years.
Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.


At least 90% output power provided by the photovoltaic module over 20 years.
Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 20 años.

Measured under standard test conditions and normal operating cell temperature (25°C (77°F) (STC), IRR 1.0 (1000W/m²), AM 1.5, 45°C (113°F) (NOCT), IRR 0.8 (800W/m²), AM 1.5.)
Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda (25°C (77°F) (STC), IRR 1.0 (1000W/m²), AM 1.5.)

The electric characteristics of each photovoltaic module are individually monitored leaving the results available to the customer. Warranted Tolerances 4.3%.
Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada 4.3%.

Applications / Aplicaciones


Building Integration / Integración estructural
Solar Power Kits and Plants / Kits de energía solar
Solar Pumping Systems / Sistemas de bombeo solar
All Power Requirements / Cualquier requerimiento energético



Contact / Contacto

Solartec S.A. de C.V.
info@solartec.mx


Carretera Libramiento Norte Km 4.6
Lote No. 9, Parque Industrial Apolo
Irapuato, Gto. México CP 36826
Phone Number: +52 (462) 635 9828



www.solartec.mx

ANEXO 2: FICHA TÉCNICA DEL PANEL FV DE 250 W.

MONOCRYSTALLINE



Solartec
Energía Renovable

245 - 265W SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /
EFICIENCIA Y DESemPERO EXCEPCIONAL


BENEFITS / BENEFICIOS

High Efficiency / Alta Eficiencia
High cell efficiency of up to 17%.
Lider en la industria con una eficiencia de las celdas superior al 17%.

More Power / Mayor Potencia
Delivers up to 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels.
Ofrece hasta un 50% más de potencia por unidad de área a comparación de los paneles solares convencionales y un 100% más que los paneles solares de película delgada.

Reduces Installation Cost / Reducción en Costes de Instalación
More power per panel means fewer modules per installation. This saves both time and money.
Mas potencia por panel representa menos módulos por instalación. Esto ahorra tanto tiempo como dinero.

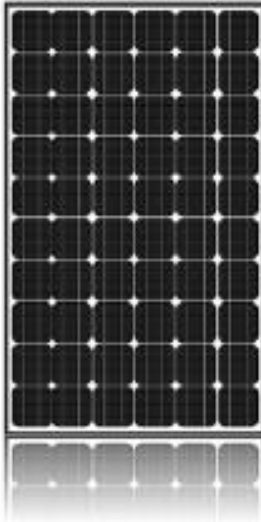
Reliable and Robust Design / Diseño Robusto y Confiable
Certified materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allows the module to operate reliably in multiple mounting configurations.
Materiales certificados, cristal templado y un robusto marco anodizado el cual permite al módulo operar sin problemas alguno y en múltiples configuraciones de montaje.



S60MC

60 Cell Modules

S60MC-245, S60MC-250, S60MC-255,
S60MC-260, S60MC-265



Solartec 245 - 265W solar modules provide industry leading efficiency and performance.
Utilizing 60 next-generation solar cells and an optimized module design, Solartec S60MC solar modules deliver an unprecedented conversion efficiency. Solartec 245 - 265W modules reduced voltage-temperature coefficient, and exceptional low-light performance attributes, provide far higher energy delivery at peak power than conventional modules.

Los módulos solares Solartec de 245 - 265 W proveen un liderazgo incomparable en la industria gracias a su eficiencia y desempeño.

El módulo solar S60MC utiliza 60 celdas solares de última generación, aunado al óptimo diseño del módulo, permitiéndole ofrecer una eficiencia superior. El reducido valor del coeficiente de voltaje-temperatura, y su desempeño excepcional en condiciones de baja iluminación permiten a los módulos de 245 - 265W entregar mucha mayor energía en condiciones de potencia máxima, en comparación con los módulos convencionales.


Tested Operating Conditions / Condiciones de Operación	
Temp. range / Temperatura	-40°C to +85°C (-40°F to +184°F)
Max. load / Carga máxima	50psf (2400 pascals) front and back
Impact Resistance / Resistencia al Impacto	Hail Ø 25mm (1 in.) at 23 m/s (52mph)
Complies with / Norma de cert.	IEC 61215 / IEC 61730

S60MC

www.solartec.mx

ANEXO 2: FICHA TÉCNICA DEL PANEL FV DE 250 W.

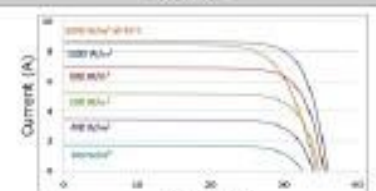
MONOCRYSTALLINE



Solartec
Energía Renovable

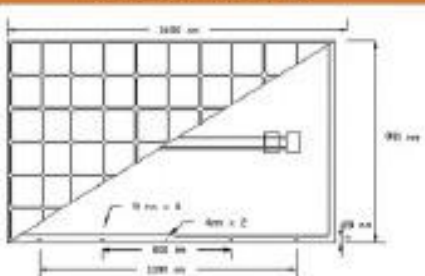
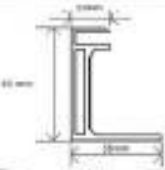
245 - 265W SOLAR PANEL




EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

Specifications / Especificaciones		IV Curve			
Number of cells / Número de células	60 (6 x 10)	 <p>Current / voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature</p>			
Module dimensions/ Dimensiones del módulo	1840mm x 992mm				
Weight / Peso	22.5 kg				
Cable / Cable	90 cm long stable XLPE layer, TÜV Certified, 4.5mm ²				
Connection / Conexión	IP65 Type IV Junction Box with 3 bypass diodes, MC4 Type Plug, TÜV Certified				
Back Sheet / Hoja Trasera	White Backsheet TPT or G300				
Frame / Marco	Aluminum (40 mm) or Mild Steel frame				
IEC Rating / Clasificación de clase	Class C	Maximum system voltage/ Voltaje máximo del sistema	600 V	Maximum series fuse/ Corriente máxima del fusible en serie	15 A

155mm Monocrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Células de 155mm de Silicio Monocristalino										
Model / Modelo	S60MC-245		S60MC-250		S60MC-255		S60MC-260		S60MC-265	
Type Connector / Conectores de Módulos	5TC	NOCT	5TC	NOCT	5TC	NOCT	5TC	NOCT	5TC	NOCT
Open circuit voltage (Voc) / Voltaje de circuito abierto	37.74 V	34.89 V	37.92 V	35.10 V	36.19 V	35.38 V	36.28 V	35.50 V	36.46 V	36.7 V
Optimum operating voltage (Vmp) / Voltaje en el punto de máxima potencia	30.76 V	28.29 V	30.56 V	28.50 V	31.16 V	29.00 V	31.36 V	29.50 V	31.56 V	30.68 V
Short circuit current (Isc) / Corriente de cortocircuito	8.98 A	8.98 A	8.92 A	8.95 A	8.84 A	8.95 A	8.67 A	8.97 A	8.96 A	7.00 A
Optimum operating current (Imp) / Corriente en el punto de máxima potencia	7.90 A	8.31 A	8.07 A	8.36 A	8.38 A	8.41 A	8.25 A	8.45 A	8.46 A	6.52 A
Maximum power (Pmax) / Potencia máxima	245 W	177.8 W	263 W	181.6 W	355 W	185.6 W	249 W	190.3 W	261 W	185.5 W
Module efficiency / Eficiencia del módulo	15.05%		15.37%		15.72%		16.00%		16.46%	

Temperature Coefficients / Coeficientes de Temperatura					
of I_{sc} / de I_{sc} (A)	+6.03% / °C	of V_{oc} / de V_{oc} (V)	-0.36% / °C	of P_{max} / de P_{max} (W)	-0.47% / °C


Dimensions / Dimensiones	Warranty / Garantía										
	<p>Materials comprising photovoltaic modules and any possible defects due to the manufacturing process for 20 years. Los materiales que componen los módulos fotovoltaicos y los posibles defectos que se dan a lo largo de fabricación por un periodo de 20 años.</p> <p>At least 80% output power provided by the photovoltaic module over 10 years. Garantía: mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.</p> <p>At least 80% output power provided by the photovoltaic module over 20 years. Garantía: mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 20 años.</p> <p>Measured under standard test conditions and normal operating cell temperature (STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5, NOCT: 800W/m², 45±2°C, AM 1.5.) Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación normal de la célula (STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5, NOCT: 800W/m², 45±2°C, AM 1.5.)</p> <p>The electric characteristics of each photovoltaic module are individually measured leaving the results available to the customer. Measurement Tolerance: ±2%. Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son medidos individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia de medición: ±2%.</p>										
<p>Aluminium Frame / Marco de Aluminio</p> 	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #f4a460;"> <th>Applications / Aplicaciones</th> <th>Distributor / Distribuidor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Building Integration Integración arquitectónica</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Grid Power into and from Redes de energía</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Solar Pumping Systems Sistemas de bombeo solar</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Energy DB Systems Sistemas de energía de banco</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Applications / Aplicaciones	Distributor / Distribuidor	Building Integration Integración arquitectónica		Grid Power into and from Redes de energía		Solar Pumping Systems Sistemas de bombeo solar		Energy DB Systems Sistemas de energía de banco	
Applications / Aplicaciones	Distributor / Distribuidor										
Building Integration Integración arquitectónica											
Grid Power into and from Redes de energía											
Solar Pumping Systems Sistemas de bombeo solar											
Energy DB Systems Sistemas de energía de banco											

Contact / Contacto

Solartec S.A. de C.V.
info@solartec.mx

Carretera Libramiento Norte Km 4.6
Lote No. 9, Parque Industrial Apolo
Irapuato, Gto. México CP 36826
Phone Number: +52 (462) 635 9628



www.solartec.mx

ANEXO 3: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR FRONIUS IG PLUS.

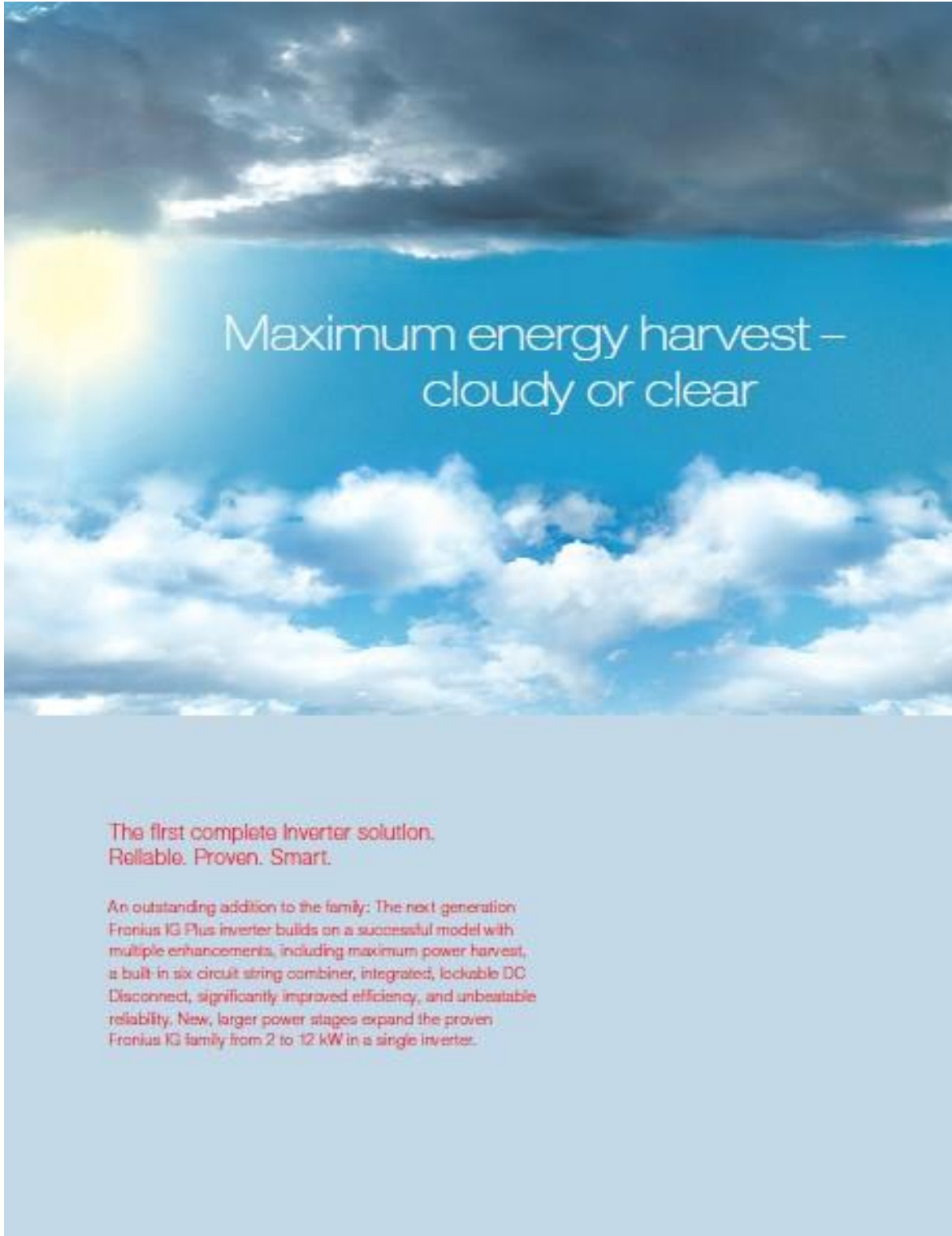


 C US

Fronius IG Plus
The next generation
grid-connected PV inverter



ANEXO 3: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR FRONIUS IG PLUS.



Maximum energy harvest –
cloudy or clear

The first complete inverter solution.
Reliable. Proven. Smart.

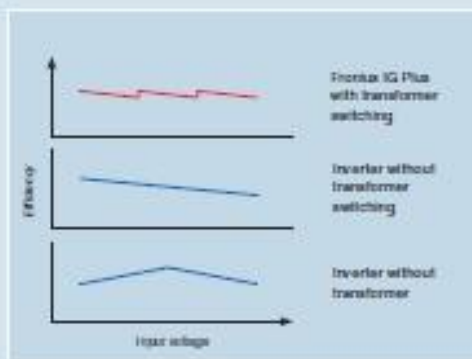
An outstanding addition to the family: The next generation Fronius IG Plus inverter builds on a successful model with multiple enhancements, including maximum power harvest, a built-in six circuit string combiner, integrated, lockable DC Disconnect, significantly improved efficiency, and unbeatable reliability. New, larger power stages expand the proven Fronius IG family from 2 to 12 kW in a single inverter.

ANEXO 3: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR FRONIUS IG PLUS.

Maximum Earnings Security

Get the most power out of every ray of sunlight. This is achieved through a complex interaction of different factors:

Three efficiency peaks. Greater power harvest for every system size: The unique automatic transformer switching function of the Fronius IG Plus enables not one, but three equal efficiency peaks. The result: Consistently high efficiency over a wide input voltage range. In comparison: The efficiency of inverters without transformer switching declines steadily with an increasing input voltage.



MX™ Concept. Get the maximum power harvest out of partial load ranges, e.g. on cloudy days, through a clever combination of multiple power stages in each inverter. The power stages in Fronius inverters divide up the work depending on operating hours and only operate as many power stages as required to efficiently process available power from the PV array.

Module Manager™. The Module Manager™ keeps all Fronius IG Inverters at the maximum power point (MPP) with fast and exact MPP tracking, ensuring that you get the most power out of each ray of sunlight. This is especially important for amorphous modules whose MPP can be more challenging to track.

Market Leader. With a 96.2 % peak efficiency, the Fronius IG Plus inverter has the highest efficiency among high frequency inverters.

Highest Reliability

The Fronius development team has tested every detail of the design, ensuring that the Fronius IG Plus line of inverters will provide exceptional performance under all conditions.

Smart Ventilation Design. Disruptive ambient factors such as biological infestations, dust, moisture, or coastal salt air stay outside the new Fronius IG Plus inverters away from the circuitry. How: Cool air is drawn in through a filter screen on the back of the inverter and routed through a closed channel over the heat sink. This prevents contact between outside air



and the circuit boards while cooling the inverter components ensuring the inverter operates consistently. All circuit boards are also dipped in Conformal coating to provide an added measure of protection.

Failsafe. You can rely on Fronius inverters. In the rare event that a power stage fails, the others will continue to operate. Once the replacement power stage is delivered, it can be quickly and easily replaced by a service technician, without having to dismantle the entire inverter. The wiring box, including all cabling, configurations and data (such as kWh production) remains on the wall, while your service technician removes two screws, exchanges the power stages, and within five minutes the inverter is repaired.

Longlasting Durability. The MX™ concept increases the lifespan of the inverter. While several power stages divide up the operating hours, the new ventilation design keeps them cool, improving efficiency and lifespan. To ensure unsurpassed performance and long life, Fronius only uses the highest quality name brand components available.

ANEXO 3: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR FRONIUS IG PLUS.



The first universal inverter

Versatility as a basic principle: The Fronius IG Plus works well with all PV modules and is suitable for all system sizes.

Compatible with all module configurations. The Fronius IG Plus works optimally with all module types, including amorphous modules. The Fronius IG Plus works well with all module types because of its wide input voltage range, galvanic isolation, field programmable grounding option, and its precise MPP tracking feature.

Grounding selectable on site. Decide on site what type of grounding is required as the Fronius IG Plus is field programmable for either positive or negative module grounding.

Designed for indoor and outdoor installations. All Fronius IG Plus inverters have a robust, well-designed aluminum housing. UV-resistance and corrosion-protection enable them to be used either indoors or outdoors. Fronius is proud to be one of the only inverters tested and approved to operate at +131 °F (-55 °C).

Field programmable AC output voltage. The Fronius IG Plus inverter line from 3.0 to 11.4 kW is field programmable to 208, 240 or 277 volts (Fronius IG Plus 10.0-3 & 11.4-3 are available in 208 & 240 only, the 12.0-3 only available in 277 volts), eliminating the need to install different inverter models to accommodate three-phase installations.

Universal product design. The functional principle is identical in the entire Fronius IG Plus inverter family. This means that if you are familiar with any of the Fronius IG Plus inverters, you can also operate and service all other inverters.



Photo: R.W. Salenbach



Integrated DC disconnect. No external DC disconnect installation or cabling is necessary. The Fronius IG Plus comes complete with an approved, built-in, lockable and load breakable DC Disconnect.

The new power plug system. The connection area and power stages are installed separately from each other. Very easy, and extremely safe: The connection area is attached to the wall as normal. Then the power stage is simply plugged in. The power plug connects both parts into one secure unit. If service is required, the connection area remains on the wall, maintaining all settings and configurations.



ANEXO 3: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR FRONIUS IG PLUS.



Maximum Earnings Security 

Highest Reliability 

First Universal Inverter 

Fronius IG Plus V 3.0-1_{SM}
and 3.0-1_{SM}
This single stage inverter is available
in 3.0 and 3.0kW and is field
programmable to 200, 240 or 277 volts.
Best suited for residential and smaller
commercial applications.

Fronius IG Plus V 5.0-1_{SM}
5.0-1_{SM} and 7.5-1_{SM}
This two power stage inverter is
available in 5.0, 6.0 and 7.5 kW and
is field programmable to 200, 240 or
277 volts. Best suited for residential
and smaller commercial applications.

Fronius IG Plus V 10.0-1_{SM}
11.4-1_{SM}, 10.0-3_{SM}
11.4-3_{SM} and 12.0-3_{SM}
This three power stage inverter is
available in 10.0, 11.4 and 12.0 kW.
Best suited for large residential and
commercial applications.

ANEXO 3: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR FRONIUS IG PLUS.

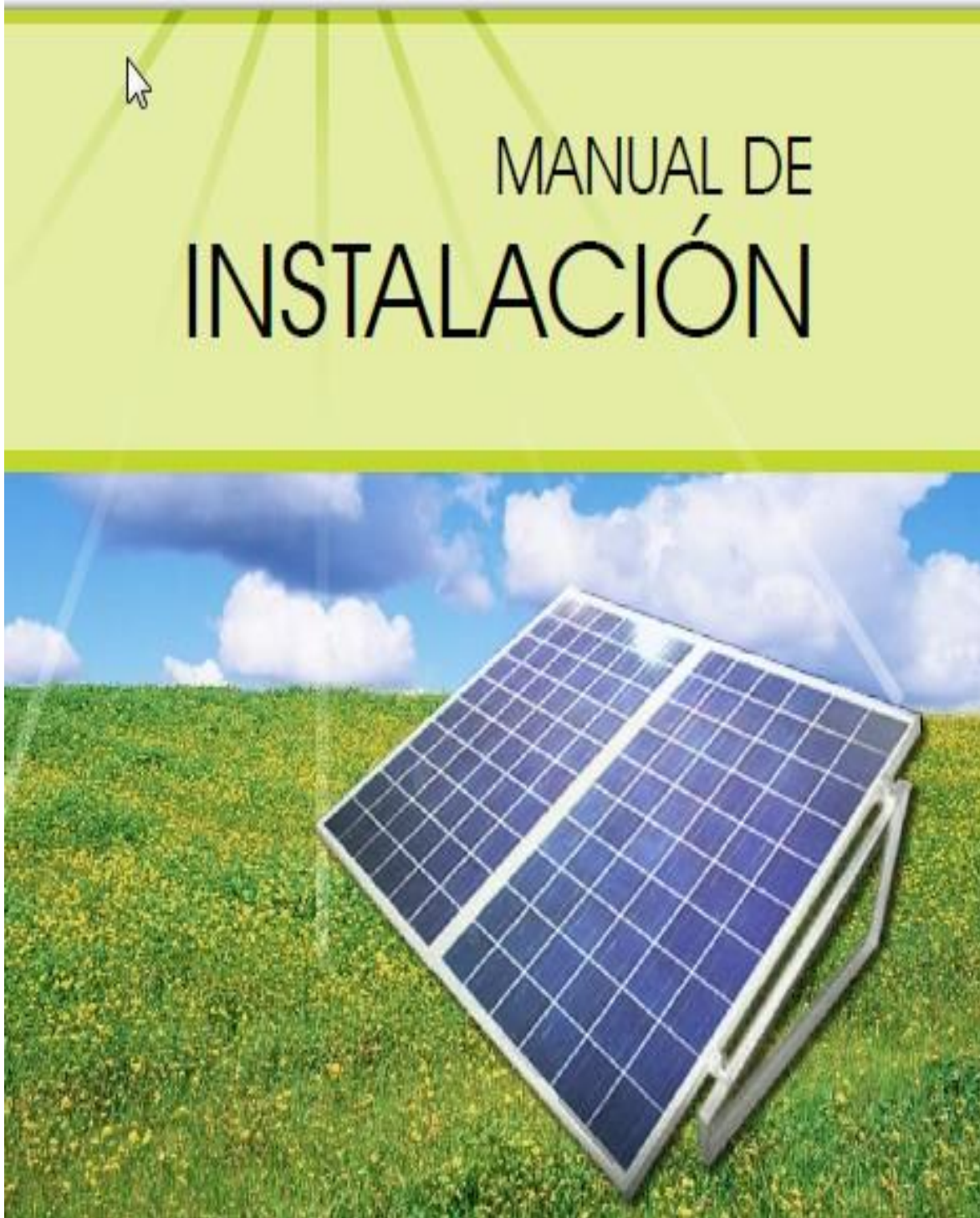
INPUT DATA	Fronius IG Plus V	3.0-1 _{US}	3.6-1 _{US}	5.0-1 _{US}	6.0-1 _{US}	7.5-1 _{US}	9.0-1 _{US}	11.4-1 _{US}	10.0-3 _{US}	11.4-3 _{US}	12.0-3 _{US}		
Recommended PV-Power (kW _p)		2.50 - 3.45	3.20 - 4.40	4.25 - 5.75	5.10 - 6.90	6.25 - 8.60	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	10.20 - 13.60		
MPPV-voltage range		230 ... 500 V											
DC startup voltage		245 V											
Max. input voltage (at 1000 W or at -1 °C in open circuit operation)		600 V											
Nominal input current		8.9 A	10.5 A	13.8 A	16.5 A	20.7 A	27.5 A	31.4 A	27.5 A	31.4 A	33.1 A		
Max. usable input current		14.0 A	17.8 A	23.4 A	28.1 A	35.1 A	46.7 A	53.3 A	45.7 A	53.3 A	56.1 A		
Admissible conductor size (DC)		No. 14 - 6 AWG											
Number of DC input terminals		3											
Max. current per DC input terminal		20 A; flux bar available for higher input currents											
OUTPUT DATA	Fronius IG Plus V	3.0-1 _{US}	3.6-1 _{US}	5.0-1 _{US}	6.0-1 _{US}	7.5-1 _{US}	9.0-1 _{US}	11.4-1 _{US}	10.0-3 _{US}	11.4-3 _{US}	12.0-3 _{US}		
Nominal output power (P _{ac,cont})		3000 W	3600 W	5000 W	6000 W	7500 W	8995 W	11400 W	8995 W	11400 W	12000 W		
Max. continuous output power (at 40 °C)		3000 W	3600 W	5000 W	6000 W	7500 W	8995 W	11400 W	8995 W	11400 W	12000 W		
Nominal AC output voltage		208 V / 240 V / 277 V									208 V / 240 V	277 V	
Operating AC voltage range (default)	208 V 240 V 277 V	183 - 229 V (-12 / +10 %)									211 - 264 V (-12 / +10 %)		
Max. continuous output current	208 V 240 V 277 V	14.4 A 12.5 A 10.8 A	18.2 A 15.8 A 13.7 A	24.0 A 20.8 A 18.1 A	28.8 A 25.0 A 21.7 A	36.1 A 31.3 A 27.1 A	46.1 A 41.0 A 36.1 A	54.8 A 47.5 A 41.2 A	27.7 A*	24.0 A*	n.a.	31.6 A* 27.4 A* 14.4 A*	
Number of phases		1									3		
Admissible conductor size (AC)		No. 14 - 4 AWG											
Max. continuous utility back feed current		0 A											
Nominal output frequency		60 Hz											
Operating frequency range		59.3 - 60.5 Hz											
Total harmonic distortion		< 3 %											
Power factor		1 (at nominal output power)											
GENERAL DATA	Fronius IG Plus V	3.0-1 _{US}	3.6-1 _{US}	5.0-1 _{US}	6.0-1 _{US}	7.5-1 _{US}	9.0-1 _{US}	11.4-1 _{US}	10.0-3 _{US}	11.4-3 _{US}	12.0-3 _{US}		
Max. efficiency		96.2 %											
CEC efficiency	208 V 240 V 277 V	95.0 % 95.5 % 95.0 %	95.0 % 95.5 % 95.0 %	95.5 % 96.0 % 96.0 %	95.5 % 96.0 % 96.0 %	95.0 % 95.5 % 96.0 %	95.0 % 95.5 % 96.0 %	95.0 % 95.5 % 96.0 %	95.0 %** 96.0 %** n.a.	95.0 % 95.0 % n.a.	n.a. n.a. 95.0 %		
Consumption in standby (night)		< 1.5 W											
Consumption during operation		8 W				14 W				20 W			
Cooling		Controlled forced ventilation, variable speed fan											
Enclosure type		NEMA 3R											
Unit dimensions (W x H x D)		17.1 x 26.5 x 9.9 in.			17.1 x 26.1 x 9.9 in.				17.1 x 48.7 x 9.9 in.				
Power stack weight		31 lbs. (14 kg)			57 lbs. (26 kg)				94 lbs. (43 kg)				
Wiring compartment weight		24 lbs. (11 kg)			24 lbs. (11 kg)				26 lbs. (12 kg)				
Admissible ambient operating temperature		-13 °F ... +131 °F (-25 °C ... +55 °C)											
Compliance		UL 1741-2010, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSIFEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C95.2 No. 107.1-D1 (Sept. 2005), California Solar Initiative - Program Handbook - Appendix C: Inverter Integral 5 % Meter Performance Specification											
PROTECTION DEVICES	Fronius IG Plus V	3.0-1 _{US}	3.6-1 _{US}	5.0-1 _{US}	6.0-1 _{US}	7.5-1 _{US}	9.0-1 _{US}	11.4-1 _{US}	10.0-3 _{US}	11.4-3 _{US}	12.0-3 _{US}		
Ground fault protection		Internal GFDI (Ground Fault Detector/Interrupter); in accordance with UL 1741-2010 and NEC Art. 690											
DC reverse polarity protection		Internal diode											
Islanding protection		Internal; in accordance with UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 and NEC											
Over temperature		Output power derating / active cooling											
* per Phase													
** preliminary													



Fronius USA, LLC
10421 Citation Drive, Suite 1100
Brighton, MI 48116
E-Mail: pv-us@fronius.com
www.fronius-usa.com

(EN) 60834-1, 60834-2, 60834-3, 60834-4, 60834-5, 60834-6, 60834-7, 60834-8, 60834-9, 60834-10, 60834-11, 60834-12, 60834-13, 60834-14, 60834-15, 60834-16, 60834-17, 60834-18, 60834-19, 60834-20, 60834-21, 60834-22, 60834-23, 60834-24, 60834-25, 60834-26, 60834-27, 60834-28, 60834-29, 60834-30, 60834-31, 60834-32, 60834-33, 60834-34, 60834-35, 60834-36, 60834-37, 60834-38, 60834-39, 60834-40, 60834-41, 60834-42, 60834-43, 60834-44, 60834-45, 60834-46, 60834-47, 60834-48, 60834-49, 60834-50, 60834-51, 60834-52, 60834-53, 60834-54, 60834-55, 60834-56, 60834-57, 60834-58, 60834-59, 60834-60, 60834-61, 60834-62, 60834-63, 60834-64, 60834-65, 60834-66, 60834-67, 60834-68, 60834-69, 60834-70, 60834-71, 60834-72, 60834-73, 60834-74, 60834-75, 60834-76, 60834-77, 60834-78, 60834-79, 60834-80, 60834-81, 60834-82, 60834-83, 60834-84, 60834-85, 60834-86, 60834-87, 60834-88, 60834-89, 60834-90, 60834-91, 60834-92, 60834-93, 60834-94, 60834-95, 60834-96, 60834-97, 60834-98, 60834-99, 60834-100

ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.



ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MANUAL DE INSTALACIÓN Herramientas de Instalación

Las herramientas que necesitas para la correcta instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red de econotecnica , son muy comunes y fáciles de utilizar. Todas las herramientas son solo sugerencias y pueden variar en algunos aspectos.



Desarmador

Se requiere un desarmador plano.



Doblador o soporte

El doblador solo es un soporte rígido para ayudarnos a realizar los dobleces de los rieles de manera mas precisa y sin mucho esfuerzo



Ponchadora



Taladro

El taladro solo se utilizara al inicio de la instalación. Se requiere de una broca de 3/16"

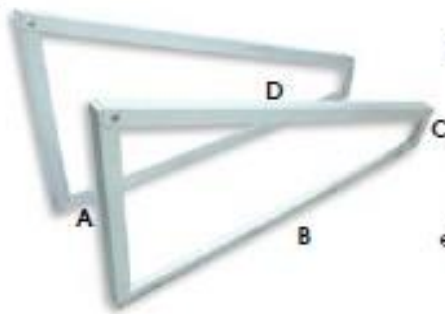


Llave o Matraca

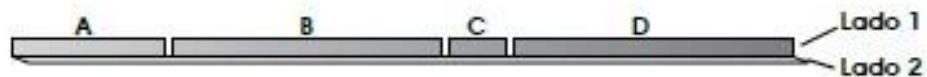
Solo se necesita una llave de 10mm ya que solo se necesita una medida de tuercas

ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MANUAL DE INSTALACIÓN Montaje de Bases triangulares



Las bases triangulares son para techos planos que requieren que los paneles solares estén a un ángulo específico, dependiendo de la región de la instalación para una mejor eficiencia de la captación de los rayos solares.



Identifica las cuatro divisiones del riel para la base en el "lado 1" y coloca tu doblador o soporte en el "lado 2", asegurándote que el borde del doblador quede a la mitad de la abertura entre "A" y "B".



Toma el desarmador y colócalo entre la abertura para meter la división "A" y dobla con cuidado para que no se mueva de la mitad de la abertura el doblador. La división A debe quedar a un ángulo de 90 grados.



Realiza el mismo procedimiento con las divisiones B y C tomando en cuenta que C quede por dentro

ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MANUAL DE INSTALACIÓN Montaje de Bases triangulares

Con todos los lados doblados deben juntarse los extremos y encajar bien para poder perforarlos y fijarlos correctamente.



Coloca la Broca de 3/16" en el taladro y sitúa la base en el suelo con el lado 1 hacia arriba y con ayuda de otra persona que sostenga los extremos juntos, empieza a perforar las cuatro uniones, asegurándote que las perforaciones de ambas divisiones coincidan.



Para fijar los extremos, coloca un remache pop en la perforación que hiciste y con la ponchadora coloca correctamente el remache. Realiza lo mismo en las otras tres perforaciones.

¡Listo! Ahora tienes tu primera base y tan solo tienes que repetir los pasos con los siguientes rieles.

ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MANUAL DE INSTALACIÓN Montaje del inversor



Antes de armar toda la base y colocar los paneles solares econotecnica, hay que acomodar los inversores sobre el Riel



Coloca dos tornillos SS 1/4" X 1/2" a una tercera parte del largo del riel "E" y sitúa el inversor. Fijarlo bien con las tuercas de seguridad SS 1/4". Utiliza la llave o la matraca.



Ya que este bien fijo, coloca el siguiente inversor de la misma manera.

ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MANUAL DE INSTALACIÓN Estructura Base

La base completa puede sostener dos paneles solares econotecnía junto con sus inversores que están protegidos ante la intemperie.



Coloca un tornillo SS 1/4" X 1/2" en el riel
E en la misma ranura donde colocaste
el inversor y encaja la base en uno de los
orificios que tiene la división D. En el otro
riel has lo mismo y fíjalo con las tuercas de
seguridad SS 1/4"



Realiza el mismo procedimiento con la
siguiente base y tendrás tu estructura como
lo muestra la imagen de arriba.



Ya con la base terminada, desliza un
tornillos SS 1/4" x 2" hasta la mitad del
ambos rieles.

ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MANUAL DE INSTALACIÓN Colocación de los Paneles Solares

Situa el primer panel solar con cuidado sobre los rieles, evitando golpear la caja posterior de los paneles, que es la que ira conectada al inversor



Deja un espacio suficiente entre el borde del riel y el panel solar y coloca uno de los terminadores con un tornillo SS 1/4" X 2" sobre el riel E.



Fijalo con una tuerca de seguridad SS 1/4" y realiza lo mismo en el riel de abajo.



Coloca el siguiente panel solar, cuidando de no golpearlo con los tornillo que se encuentran en medio del riel.

ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MANUAL DE INSTALACIÓN Colocación de los Paneles Solares

I Inserta un separador "U" en cada tornillo que se encuentra entre los rieles y fjalo con una tuerca. Realiza lo mismo en el siguiente riel.



Deja un espacio suficiente entre el borde del riel y el panel solar y coloca uno de los terminadores con un tornillo SS 1/4" X 2" sobre el riel E.

Fjalo con una tuerca de seguridad SS 1/4" y realiza lo mismo en el riel de abajo.



Fija el otro lado del panel con los terminadores "B", de la misma manera que en la página anterior.

ANEXO 4: MANUAL DE INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

MANUAL DE INSTALACIÓN Conexión del Panel e inversor

La caja posterior del panel solar y el inversor cuentan con dos conexiones que solo requiere conectarse entre ambos.



La caja posterior cuenta una conexión hembra y otra macho, de la misma manera que el inversor.



Conecta los cables del inversor con los de la caja y tan solo conecta el inversor a la luz eléctrica para que este en funcionamiento tu paneles solares.



BLOGRAFÍA Y REFERENCIAS ELECTRÓNICAS

- **Energía Solar Fotovoltaica:** Nuevas Tecnologías. Autor: Miguel Pareja Aparicio. Editorial marcombo.
- **Convertidores Electrónicos:** Energía Solar Fotovoltaica, Aplicaciones y Diseño. Autores: Fco. J. Gimeno Sales, Salvador Segui Chilet, Salvador Orts Grau. Editorial: Universidad Politécnica de Valencia.
- **Energías Renovables.** Autor: Jaime González Velasco. Editorial: REVERTE.
- **Energías Renovables:** Una Perspectiva Ingenieril. Autor: Omar Guillen Solís. Editorial: Trillas.
- **Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica.** Autor: Enríquez Harper. Editorial: LIMUSA.
- **Hora Solar Pico:** Profesor Sarmiento: Titular del Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables (CETER). Miembro de CUBASOLAR.
- **ECOTECNIAS:** Paneles Solares Fotovoltaicos. Manual de Instalación.
- **NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005,** Instalaciones Eléctricas (utilización).
- **ANEXO 6 – I Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de las Energías Renovables en México Energía Solar:** Documento preparado para la Dirección General de Desarrollo Tecnológico de la Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico de la SENER. Coordinador General: Dr. Pablo Mulás del Pozo Autores: Dr. Claudio A. Estrada Gasca CIE UNAM (Coordinador de Energía Solar), Dr. Camilo A. Arancibia Bulnes CIE UNAM Dr. Rubén Dorantes Rodríguez UAM-A (De estancia sabática en el CIE) Dr. Jorge Islas Samperio CIE UNAM, Dr. Agustín Muhlia Velásquez IG UNAM.
- **Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México (ProSolar).** SENER/ GIZ, Autores: Valentina Barzalobre, Fidel Carrasco, Martin Amtmann, Inder Rivera y Peter Brailovsky. Diseño: GIZ México.