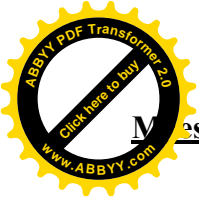


Implementación de un sistema fotovoltaico para la alimentación de un edificio de usos múltiples.

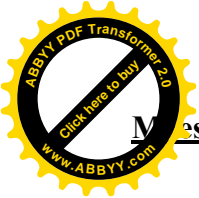




I.- TÍTULO:

Implementación de un sistema fotovoltaico para la alimentación de un edificio de usos múltiples.





II.- AGRADECIMIENTOS:

Agradecimientos de Soraya Navarro Rayas

Agradezco sinceramente al Doctor Alberto Duarte, nuestro profesor, tutor y amigo, por su apoyo en todo momento durante todo el postgrado y a todos los profesores que tuvimos.

A mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo.

A mi esposo Jairo por su amor incondicional.

A mi familia directa y política por su apoyo y cariño.

A mis compañeros de Tesis, por su trabajo en equipo, por su apoyo y paciencia.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

Agradecimientos de José Antonio González Moreno

Agradezco sinceramente su ayuda, colaboración y paciencia, pero mucha paciencia, al Dr. En C. José Alberto Duarte Müller, por confiar en nosotros en que seríamos capaces de lograr un proyecto de tal magnitud.

Agradezco a mis compañeros de Tesis, La Maestra Soraya y el Profesor César López, quienes aún con poco tiempo, dos trabajos y muchos malos momentos, jamás se rindieron y motivaron que yo actuara igual.

Agradezco especialmente a la Lic. Ana María González Silva, Secretaria Académica de la UTJ, quien confió en mí y me ha apoyado incondicionalmente durante todo éste periodo que ha durado la Maestría. Agradezco también a la Maestra Julieta De Alba González por las facilidades otorgadas para que fuera parte de esta primera generación de la Maestría en Ciencias en Energías Renovables. Muchas gracias Maestra por confiar en mí!!!

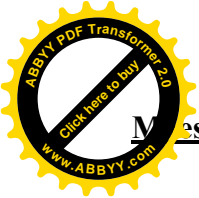
Finalmente agradezco a mi Esposa Gaby y mi pequeña hija Sasha, por su paciencia estos dos años en que no les dediqué el tiempo que se merecen. Muchas Gracias, las Amo Mucho!!!

Agradecimientos de César M. López Andrade

Agradezco todo el apoyo otorgado a Dr. Alberto Duarte, ya que gracias a él me fue posible continuar en momentos difíciles de salud, así como todas sus enseñanzas un honor conocerle, a mi esposa Yanely que siempre está a mi lado en las buenas y en las no tan buenas y a mis hijas Mayely y Nayrummy, por ser mi gran motivación, a mi compañera Soraya y a mi compañero Antonio, por su apoyo, dedicación y entusiasmo, necesarios para que lleváramos a buen término esta tan importante meta, a mi Papá Manuel y a mi Mamá María Transito porque siempre me han apoyado así como a mi familia.

Yanely reconozco que es importante contar con tu apoyo incondicional; muchas gracias por siempre creer en mí y motivarme a seguir adelante en esos momentos difíciles.

Gracias a todos y cada uno de los que directamente e indirectamente hacen posible este logro en mi formación académica estoy en deuda con todos y cada uno de ustedes.



III.- ÍNDICE:

Sección	Página
I. TÍTULO	i
II. AGRADECIMIENTOS	ii
III. ÍNDICE	iii
IV. CAPÍTULO 1.- GENERALIDADES	1
1.1.- Resumen	2
1.2.- Introducción	4
1.3.- Hipótesis	5
1.4.- Objetivo General	6
1.4.1.- Objetivos Particulares	6
V. CAPÍTULO 2.- MATERIALES Y MÉTODOS	7
2.1.- Cronograma de Actividades	8
2.2.- Lista de materiales	9
2.3.- Etapas para el desarrollo del proyecto	10
2.3.1.- Desglose por Etapas	10
2.4.- Cotizaciones	21
2.5.- Estudio de la Radiación solar en la UTZMG	23
2.5.1.- Estudio de la Irradiancia promedio en el año 2011	24
2.6.- Estudio de sombras y horas pico efectivas	31
2.7.- Orientación de los paneles.	33
VI. CAPÍTULO 3.- RESULTADOS Y DISCUSIÓN.	35
3.1.- Cálculo del número de paneles para Luminarias.	36
3.2.- Cálculo del número de Baterías para Luminarias.	40
3.3.- Cálculo del número de paneles para Conectores.	42
3.4.- Cálculo del número de Baterías para Conectores.	45
3.5.- Calculo del número de paneles totales en el Edificio.	47
3.6.- Calculo de baterías totales para el edificio.	52
3.7.- Análisis de eficiencia en la red arrojada por el panel.	53
3.8.- Eficiencia Real promedio del panel.	54
VII. CAPÍTULO 4.- CONCLUSIONES Y TRABAJO A FUTURO	56
4.1.- Conclusiones.	57
4.2.- Trabajo a Futuro .	58
VIII. BIBLIOGRAFÍA.	60
IX. ANEXOS	62
Anexo A.- Carta de pérdidas en paneles solares y horas efectivas	63
Anexo B.- Carta de Estudio de Sombras	64
Anexo C.- Carta del día Juliano	65

IV. CAPÍTULO 1.- GENERALIDADES

1.1.- Resumen.

1.2.- Introducción.

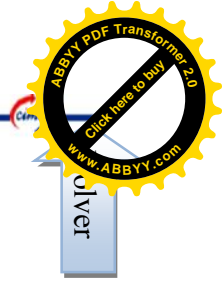
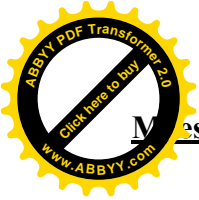
1.3.- Hipótesis.

1.4.- Objetivo General.

1.4.1.- Objetivos Particulares.



Fotografía de los paneles policristalinos montados en la azotea de la Biblioteca de la UTZMG.



1.1.- RESUMEN:

La solución al problema energético obtenido del petróleo es de vital importancia para el futuro de la sociedad, por lo que constituye uno de los temas prioritarios a resolver por parte de la Ciencia. La energía actúa al mismo tiempo, como solución y problema para el desarrollo sostenible. A través de ella se ha desarrollado el progreso y sin embargo, es una de las principales causas de contaminación del hábitat al originar perjuicios para la salud humana y el medio ambiente.

El consumo energético en casas y edificios es grande y a futuro tiende a ser insostenible para nuestro planeta, tanto por el agotamiento de los recursos naturales como por los daños irreversibles que ocasiona al ecosistema.

Para ayudar al desarrollo sostenible de la Humanidad es imprescindible crear una educación energética que permita, sin derroche, continuar usando los combustibles fósiles para el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas más eficientes y en armonía con el medio ambiente.

La opción de energías renovables ofrece una alternativa de lograr un desarrollo social que tienda a lo ecológico y que en un futuro se obtenga un beneficio económico también. La energía obtenida de paneles fotovoltaicos, en específico de la Irradiancia del sol, se plantea como ayuda para minimizar el consumo energético tanto en casas como en edificios.

Actualmente todavía no es rentable la energía fotovoltaica, pero parece ser la opción más viable hasta ahora para subsanar el gran problema de generación de energía eléctrica sin utilizar combustibles fósiles.

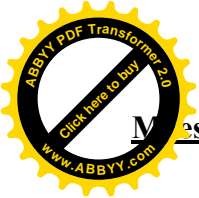
Palabras clave: paneles solares, energía solar, energías alternas, energía fotovoltaica, irradiancia.

Abstract

The solution to the energy problem of oil obtained is of vital importance for the future of society, which is one of the priority issues to be solved by science. The energy acts both as a solution and problem for sustainable development. Through it progress has been developed yet, is a major cause of contamination of the habitat to cause damage to human health and the environment.

The energy consumption in homes and buildings is large and tends to be unsustainable future for our planet, both by the depletion of natural resources as causing irreversible damage to the ecosystem.

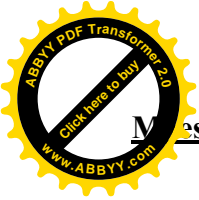
To help the sustainable development of humanity, is essential to create an enabling energy education, without waste, continue using fossil fuels for the development of new and more efficient energy technologies in harmony with the environment.



The option provides an alternative renewable energy to achieve sustainable social and ecological yet in the future to obtain an economic benefit as well. The energy produced by photovoltaic panels, specifically the sun irradiance, arises to help minimize energy consumption in both houses and buildings.

Currently not yet profitable photovoltaics, but it seems the most viable option so far to address the major problem of power generation without using fossil fuels.

Keywords: solar panels, solar energy, alternative energy, photovoltaic and irradiance.



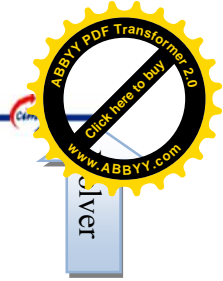
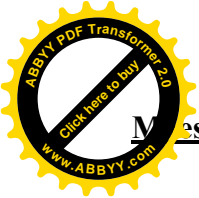
1.2.- INTRODUCCIÓN:

Se propone abastecer un edificio de usos múltiples en la Universidad Tecnológica de la Zona Metropolitana de Guadalajara con un sistema fotovoltaico interconectado a la red. El proyecto considera el abastecimiento de iluminación y en una etapa futura, energías para las computadoras y equipos eléctricos ya que el aire acondicionado será abastecido de manera independiente mediante refrigeración solar.

El proyecto incluye el análisis de cargas, el cálculo del tamaño del panel así como el cálculo del número de los mismos, y de la eficiencia arrojada por él, la orientación de los paneles, el estudio de sombras y las horas pico efectivas. El Diseño del sistema (inversor, batería y regulador) y la infraestructura del Sistema Fotovoltaico (Material, Forma de la estructura, Puesta a tierra).

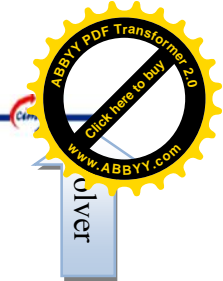
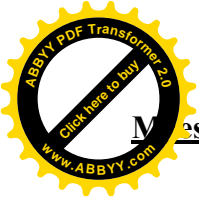
La meta es tener el sistema instalado y funcionando en septiembre del 2012, para ello se cuenta con un respaldo económico de 110,000 pesos. Comienza el trabajo con un análisis de la situación actual que incluya el estudio de cargas, el estudio de sombras y la localización del edificio (latitud y longitud). El capítulo tres mostrará el desarrollo de la propuesta (Calculo del tamaño del panel, calculo del número de paneles, calculo de eficiencia del panel y el diseño del sistema (inversor, batería y regulador)). También se diseñará la Infraestructura del Sistema Fotovoltaico considerando el material, la forma de la estructura, la puesta a tierra.

Se concluye la presente tesis con la adquisición de materiales y equipos y la instalación de los mismos presentando los resultados, conclusiones pertinentes y trabajo a futuro.



1.3- HIPÓTESIS

Al realizar un estudio de zona y de viabilidad para proponer un sistema de generación de energía alterna por medios fotovoltaicos, se espera poder generar y ofrecer la capacidad de demanda eléctrica suficiente para la alimentación de las luminarias de un edificio de usos múltiples en la UTZMG.

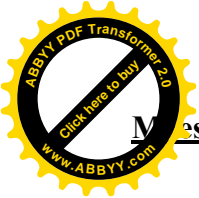


1.4- OBJETIVO GENERAL.

Implementar un sistema fotovoltaico interconectado a la red, para la alimentación de luminarias en un edificio de usos múltiples en la UTZMG, a través del dimensionamiento, diseño e instalación del sistema de paneles fotovoltaicos policristalinos.

1.4.1.- Objetivos Particulares.

1. Analizar la viabilidad de un edificio de usos múltiples, para instalar un sistema fotovoltaico por medio de un estudio de consumo energético.
2. Abastecer de energía eléctrica las luminarias en el edificio D de usos múltiples para contribuir a la reducción del consumo energético por medio de paneles fotovoltaicos.
3. Ampliar y coadyuvar a las opciones energéticas necesarias para un edificio de usos múltiples de una universidad impulsando mayor seguridad y opciones al no depender de una sola fuente de energía por medio de la captación solar.
4. Utilizar el sistema fotovoltaico instalado como prototipo didáctico para la realización de prácticas de Energías Renovables.



V. CAPÍTULO 2.- MATERIALES Y MÉTODOS.

2.1.- Cronograma de Actividades.

2.2.- Lista de materiales.

2.3.- Etapas para el desarrollo del Proyecto.

2.3.1.- Desglose por Etapas.

2.4.- Cotizaciones.

2.5.- Estudio de la Radiación solar en la UTZMG.

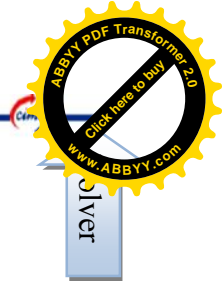
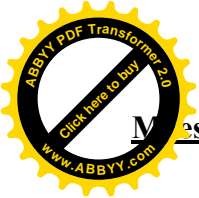
2.5.1.- Estudio de la Irradiancia promedio en el año 2011.

2.6.- Estudio de sombras y horas pico efectivas.

2.7.- Orientación de los paneles.



Fotografía del montaje necesario utilizado en los paneles fotovoltaicos de la UTZMG.



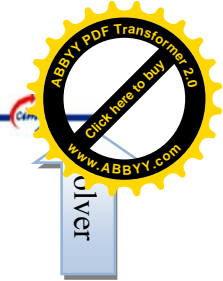
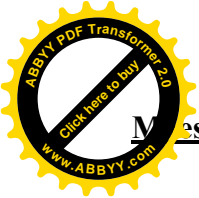
2.1.- CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Para la realización del proyecto, se desglosó en varias etapas con fechas de compromiso para atender a las prioridades de acuerdo a distribuciones de tiempo y conforme se fueron planteando los objetivos. Cabe añadir que fue de bastante ayuda el que los integrantes de la tesis estuvieran integrados en un cuerpo académico del PROMEP, para poder solicitar recursos financieros en la compra de materiales y equipo. Para más detalle se presenta la **Tabla 2.1**:

Tabla 2.1.- Cronograma de actividades para el desarrollo del proyecto fotovoltaico.

Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
Proyecto fotovoltaico	337 días	lun 04/07/11	mar 16/10/12
Análisis de la situación actual	120 días	lun 04/07/11	vie 16/12/11
Consumo energético actual	41 días	lun 04/07/11	lun 29/08/11
Estudio de cargas	41 días	lun 04/07/11	lun 29/08/11
Estudio de sombras	59 días	mar 27/09/11	vie 16/12/11
Localización del edificio (latitud y longitud)	3 días	mié 28/09/11	vie 30/09/11
Estudio de la radiación solar en la UTZMG	11 días	lun 21/11/11	lun 05/12/11
Desarrollo de la propuesta	41 días	lun 16/01/12	lun 12/03/12
Calculo del tamaño del panel	15 días	lun 16/01/12	vie 03/02/12
Calculo del número de paneles	15 días	lun 16/01/12	vie 03/02/12
Cálculo del numero de baterías	15 días	lun 06/02/12	vie 24/02/12
Estudio de orientación de los paneles	9 días	lun 06/02/12	jue 16/02/12
Diseño del sistema (inversor, batería y regulador)	11 días	lun 27/02/12	lun 12/03/12
Infraestructura del Sistema Fovoltaiico	10 días	lun 06/02/12	vie 17/02/12
Material	10 días	lun 06/02/12	vie 17/02/12
Forma de la estructura	10 días	lun 06/02/12	vie 17/02/12
Puesta a tierra	10 días	lun 06/02/12	vie 17/02/12
Adquisición de materiales y equipo	36 días	lun 12/03/12	lun 30/04/12
Realizar cotización de materiales y equipo	10 días	lun 12/03/12	vie 23/03/12
Elaboración de solicitud de compra	3 días	lun 26/03/12	mié 28/03/12
Realizar adquisición de materiales y equipo	24 días	mié 28/03/12	lun 30/04/12
Ejecutar instalación fotovoltaica en el edificio D (usos múltiples)	102 días	lun 28/05/12	mar 16/10/12
Sistema interconectado para luminarias	70 días	lun 28/05/12	vie 31/08/12
Calculo de eficiencia del sistema	7 días	lun 24/09/12	mar 02/10/12
Realizar pruebas de funcionamiento	7 días	lun 24/09/12	mar 02/10/12

Actualmente se está gestionando más recursos para la réplica del mismo trabajo en otros edificios de la misma universidad.



2.2.- LISTA DE MATERIALES.

Una vez establecido e ir completando el cronograma de actividades, se vuelve indispensable el describir la serie de materiales y equipos necesarios para comenzar, desarrollar y finalizar el proyecto fotovoltaico. Se presentan una lista de materiales (**Tabla 2.2**) y equipo básicos que se propusieron y utilizaron durante todo el proceso de desarrollo del objetivo general.

Tabla 2.2.- Lista de materiales utilizados en el proyecto fotovoltaico.

Material	Cantidad	Especificaciones
Tubería para instalación eléctrica.	214.93 mts.	Conduit metálica
Codos 90° para tubo conduit.	2 piezas	Conduit metálicos
Abrazaderas de tubo.	4 piezas	Metálicas tipo omega
Caja rectangular (chalupas o registros).	15 piezas	Metálica para instalación eléctrica
Abrazaderas de pared.	4 piezas	Metálicas tipo omega
Cable.	72 mts. (3 hilos)	THW-LS
Tornillos lozas.	33 piezas	Acero inoxidable
Abrazaderas p/panel.	16 piezas	Acero inoxidable
Tornillos p/abrazaderas.	16 piezas	Acero inoxidable
Travesaños de la estructura.	2 piezas	Aluminio de alta resistencia de manufactura Alemana.
Tornillos p/largueros	4 piezas	Acero inoxidable
Tornillos p/soporte	20 piezas	Acero inoxidable
Vigas para soporte	28 mts.	Aluminio de alta resistencia de manufactura Alemana.

Cabe añadir que se requirió de herramienta básica como destornilladores, martillos, pinzas, cinta, flexómetro, cortadores, escalera de aluminio, etc., que no se contemplan aquí, pero que son indispensables en éste ámbito.

2.3.- ETAPAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.

Para comenzar algo, se dice que hay que planearlo primero. En base a lo anterior, se propuso una serie de etapas que englobaran todo el proyecto y trabajo a futuro. Cabe añadir que en un principio se consideraban 9 secciones de trabajo, pero conforme se acrecentaba la complejidad del mismo, terminó en 11 fases:

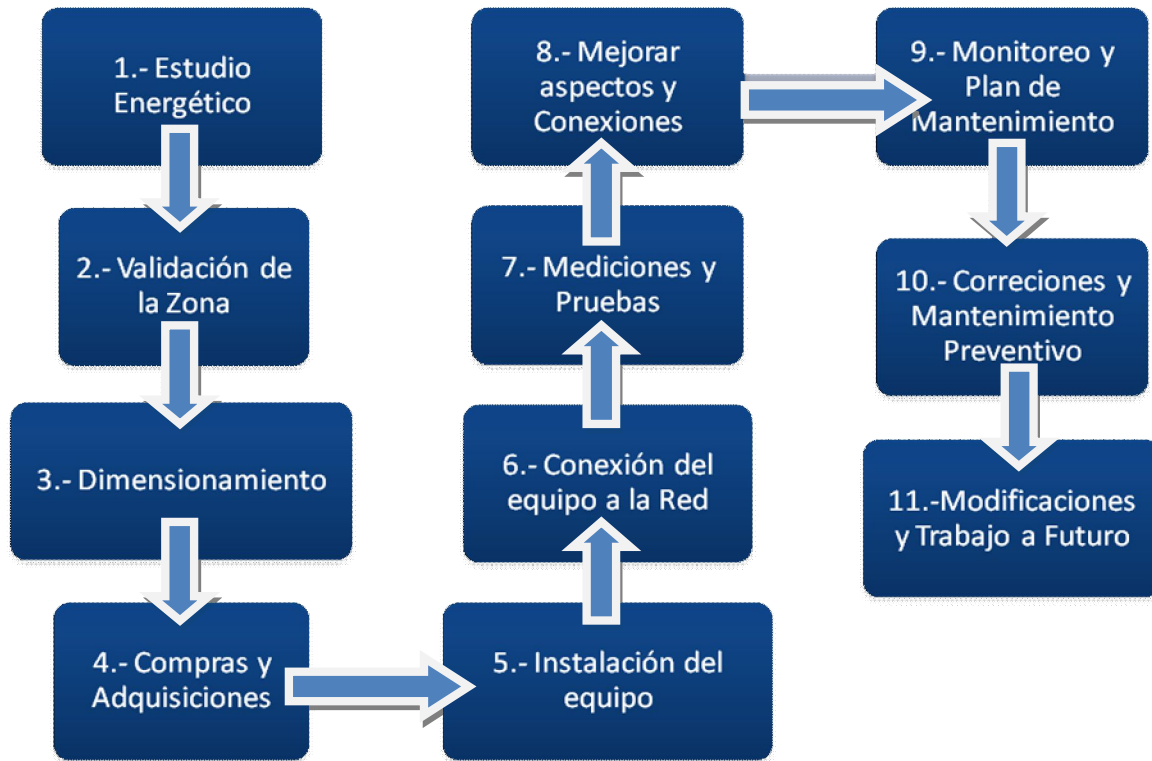


Fig. 2.1.- Organigrama de las etapas consideradas para la realización del proyecto fotovoltaico.

A continuación se describirán brevemente cada una de las mismas.

2.3.1.- Desglose por Etapas:

- 1) **Etapas de Estudio Energético:** Ésta etapa consiste en analizar y decidir cuál de las energías alternativas es más viable de desarrollar en la zona donde se realizará el proyecto, una vez ya definida la problemática a resolver: Minimizar el consumo energético de un edificio de usos múltiples. De las 7 opciones para generar energía eléctrica (Biomasa, Geotérmica, Eólica, Fotovoltaica, Mareomotriz, Termosolar e Hidráulica), se decidió que la más viable por las condiciones del lugar, era la Fotovoltaica, además de que la especialidad elegida por los estudiantes había sido ésta misma.



Fig. 2.2.- Aspecto de la UTZMG para la selección del estudio energético.

2) Etapa de Validación de la Zona: Una vez seleccionada la energía alterna, se procede a validar la zona con ayuda de instrumentos y condiciones climáticas favorables para el desarrollo fotovoltaico. La UTZMG cuenta con una estación meteorológica, la cual almacena datos interesantes como velocidad del viento, temperatura, Irradiancia además de fecha y hora. Cabe añadir que para justificar aún más la selección de energía fotovoltaica y que es favorable la zona, México se encuentra en una de las zonas más viables que reciben mayor número de radiación solar, según un mapa del servicio meteorológico de estados unidos [1] y el servicio nacional [10].

Zonas del mundo prioritarias para el desarrollo de la cocina solar:
(Deforestación y desertización con insolación > 1600 kvh/m2/año)

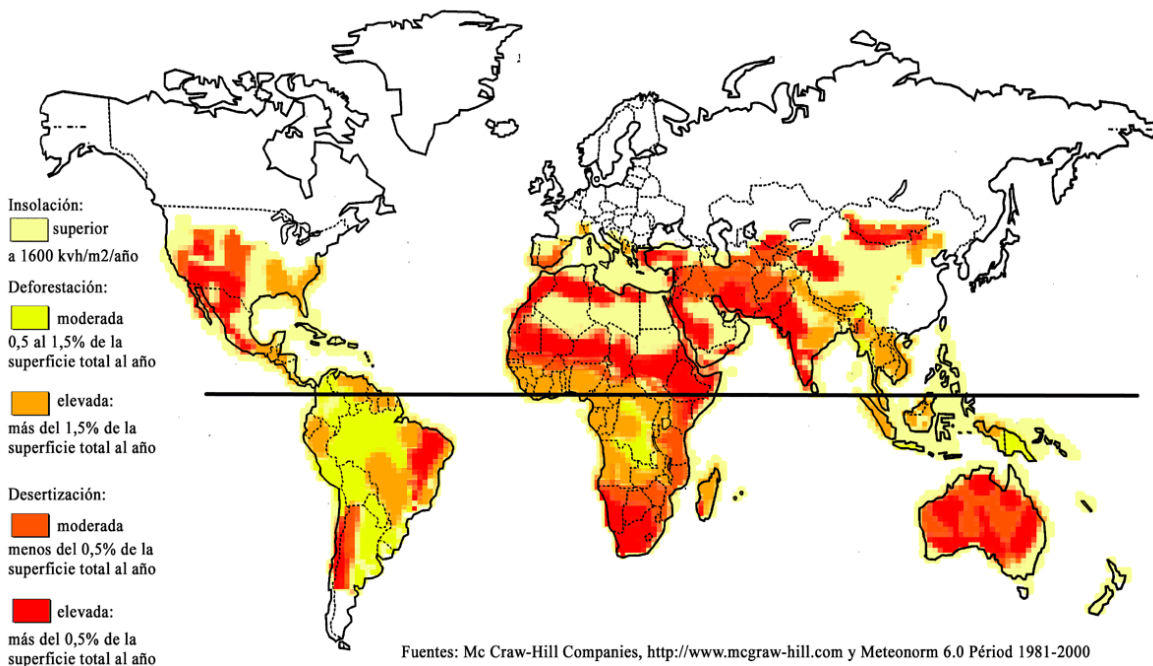


Fig. 2.3.- Mapa mundial de la distribución de la radiación solar [1].

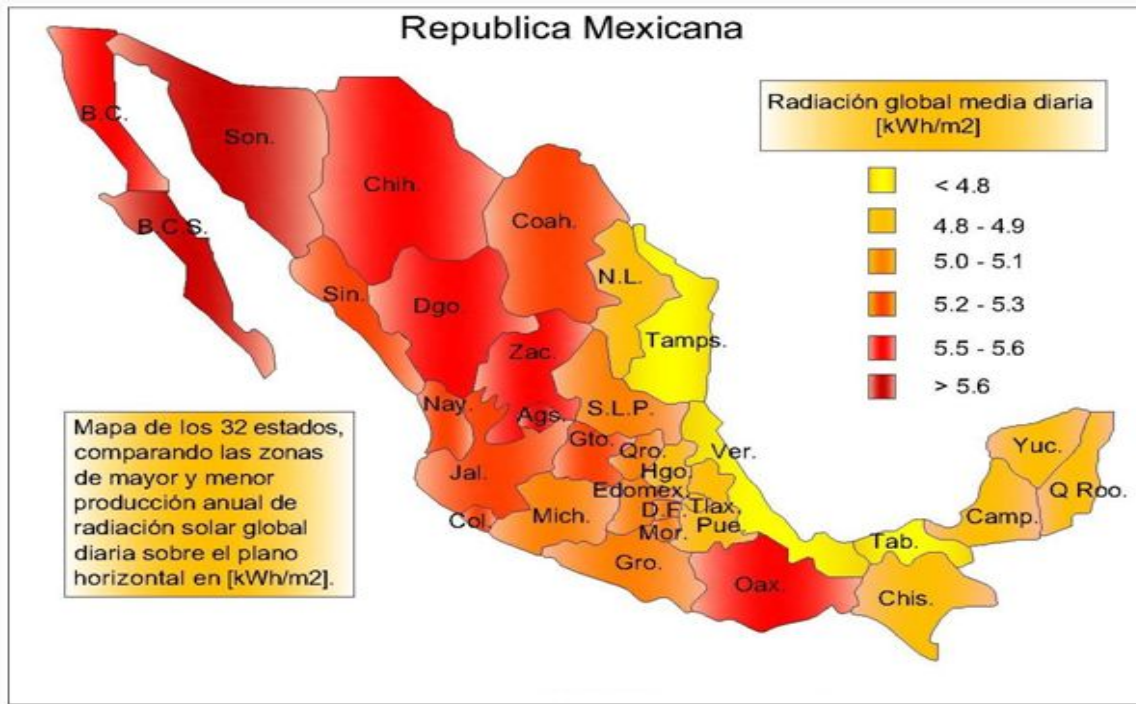


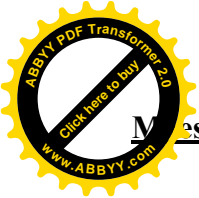
Fig. 2.4.- Distribución de la Radiación solar en la Republica Mexicana [9].

La medición de la radiación solar se presenta a más detalle en el **apartado 2.5** de éste capítulo.

3) Etapa del Dimensionamiento: Reforzada la justificación de la opción fotovoltaica, se procede a la siguiente fase, que en muchos casos es la más importante: ¿Qué se necesita para desarrollar y lograr el proyecto? Y ¿Cuánto dinero se necesitará para lograr el objetivo? El contestar estas preguntas pareciera no ser tan fácil. En nuestro caso para dar una respuesta a la primera, se realizó una serie validaciones de donde se va a colocar el sistema fotovoltaico (PVS). En el **apartado 2.6** y **2.7** se describe a más detalle el estudio realizado en la zona donde se colocaron los paneles fotovoltaicos.

Para la respuesta de la segunda pregunta, cabe añadir que los integrantes de la tesis, forman parte de un cuerpo académico ante PROMEP (tanto en UTZMG como en la UTJ), éste vínculo es muy importante porque de lo contrario no se hubiera logrado conseguir el recurso económico mínimo para comenzar a realizar tangiblemente el proyecto. De hecho la parte más difícil del objetivo, es la disposición y gestión de los recursos económicos. En esta etapa muchos de nuestros compañeros de la Maestría, se han quedado en el camino.

En la siguiente imagen se presenta parte del documento presentado ante PROMEP para la solicitud de gestión de recursos con el fin de realizar el proyecto fotovoltaico. Este proceso no es rápido y conlleva su tiempo, es necesario presentar formatos correctamente escritos y una fuerte justificación para solicitar el recurso. En este aspecto el Profesor César López fungió un papel importante para lograr completar ésta fase del proceso.



López Andrade Cesar Manuel	5793	Realizar una propuesta de instalación de paneles fotovoltaicos interconectados a la red para la generación de energía eléctrica para la disminución de consumo de energía.	11	Paneles solares, inversor, cable de distintos calibres, medidor de dos vías, contrato CFE de interconectado a la red.	\$110,000.00
-------------------------------	------	--	----	---	--------------

Fig. 2.5.- Fragmento de la Solicitud ante PROMEP para gestión de recursos económicos.

4) Etapa de Compras y Adquisiciones: En esta fase, se pretende consultar varios proveedores y presentar cotizaciones ante la Universidad debido a que el recurso obtenido de PROMEP no llega directamente al profesorado, sino a la institución y lo maneja el departamento de recursos materiales o compras. Por lo tanto es imperativo el presentar varias cuantías del material que se va a comprar, así como la cantidad de ello. En el **apartado 2.4** se expone la cotización que fue aprobada por el departamento de recursos materiales de la Universidad.

En resumidas cuentas, al final quedaron dos compañías que fueron las que mejor propuesta ofrecieron y de las cuales se estuvieron analizando sus licitaciones. Cabe aclarar que ésta etapa es una de las más tardadas en resolverse, debido a que los proveedores no contestan las solicitudes de requisición inmediatamente. Otro detalle es que el departamento de compras no es muy ágil al momento de resolver el recurso económico hacia el proveedor seleccionado. Muchas de las veces, ellos eligen el más económico sin analizar cuestiones técnicas ni científicas (que fue lo que ocurrió para éste proyecto), por lo que es necesario estar constantemente supervisando su labor y justificando la selección de los materiales no tan baratos como regularmente lo harían. Esta situación conlleva bastante tiempo a considerar y es necesario contemplarlo para futuros procesos.

En las siguientes imágenes (2.6 y 2.7) se presentan las cotizaciones que mandaron dos compañías que se dedican a la venta de equipo y material fotovoltaico: Greenergy Biosmart/STI.

Greenergy	
PRODUCTO	PRECIO UNITARIO
PANEL SOLAR SILIKEN 245W 29.6	39,516.02
INVERSOR SUNNYBOY 2000 HF/RED	31,500.00
EST. DE MONTEJE ALUM.	10,741.08
MATERIALES PARA INSTALACIÓN	5,935.86
MEDIDOR DOS VIAS	3,391.92
MANO DE OBRA	1.10
	91,085.98
	I.V.A 14,573.76
	105,659.74

Fig. 2.6.- Cotización proporcionada por Greenergy en marzo del 2012.

BioSmart/STI SOLAR TECHNOLOGY				PRECIO UNITARIO
PANELSTI 190W (MONO)				32,032.00
INVEROSR FRONIUS IG 2000 NEG				28,470.00
EST. DE MONTAJE Y MATERIALES P7CONEXIÓN				7,800.00
MANO DE OBRA				13,310.44
MEDIDOR DOS VIAS				4,490.00
				86,102.44
				I.V.A 13,776.39
				99,878.83

Fig. 2.7.- Cotización proporcionada por BioSmart/STI en marzo del 2012.

5) Etapa de Instalación del Equipo: En esta fase, una vez ya contando con el equipo, se comienza a instalarlo en una zona ya previamente designada y validada. Durante el proceso se requirió de la ayuda del alumnado, así como las recomendaciones del proveedor y tips que agilicen el proceso de montaje. Para esta operación, es necesario contar con el asesoramiento de personal calificado que ya tenga experiencia en las instalaciones fotovoltaicas, por ello se estuvo constantemente en contacto con la gente de Greenergy® para resolver nuestras dudas y problemáticas que surgieran.

En una primera etapa primero se debe de instalar los rieles para formar la estructura que sostendrá los paneles. La estructura es de aluminio y de describen sus características en el **apartado 2.2**. Posteriormente se le instalan unos lastres para sujetar la estructura al piso, con el fin de evitar taladrar la bóveda del edificio debido a que no tiene el espesor indicado (mínimo 20 cm) según Greenergy®. Los lastres se presentan en la **figura 2.8**.



Fig. 2.8.- Instalación de lastres para sujetar la estructura al piso.

Posteriormente se continúa con el montaje y anclaje a la estructura de los paneles solares, como se muestra en la **figura 2.9**.



Fig. 2.9.- Estructura de aluminio y rieles para sujeción de los paneles solares.

Siguiendo con el protocolo, se instala y conecta el cableado que unirá la potencia y voltaje de los mismos al conectarlos en serie (el amperaje permanece igual), esto se muestra en la **figura 2.10**, en la que se hace notar la conexión en serie para los paneles solares.

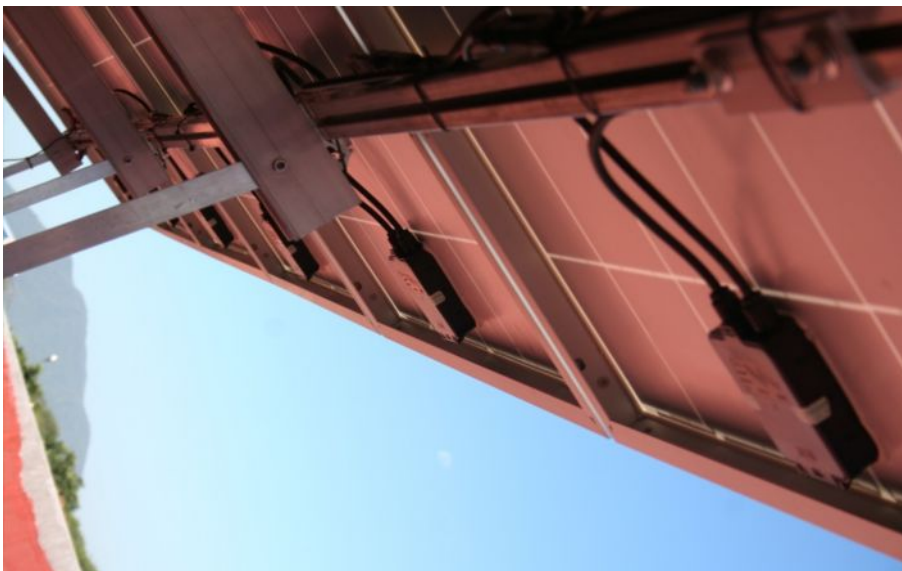


Fig. 2.10.- Conexiones de cables en serie para unión de los sistemas fotovoltaicos.

Después se tira la línea hacia el interior de la biblioteca para conectarlo con un inversor y los sistemas de protección para el conectado a la red de Comisión Federal de Electricidad. Esto se muestra en la **figura 2.11 (a) y (b)**, en la que se utilizó tubería galvanizada para protección interna del cableado contra el sol y la lluvia, además de protección contra algunos insectos y ratas que pudieran roer el plástico del conductor y protección de seguridad de descarga eléctrica para el usuario.



Fig. 2.11 Protección del cableado en tubería de acero galvanizado (a) saliendo de los paneles fotovoltaicos y (b) al ingreso al inversor que se encuentra a la entrada del edificio.

6) Etapa de Conexión del Equipo a la Red: Ésta etapa puede describirse más a detalle de la siguiente manera:

- Instalación del inversor en el interior del edificio, en muro contiguo al centro de carga eléctrica (ver **figura 2.12**).



Fig. 2.12.- Instalación del Inversor en el interior del edificio de usos múltiples o Biblioteca.

- Instalación del sistema de protección eléctrica con interruptor termomagnético.
- Instalación de la base para wattorímetro bidireccional.
- Ensamble de estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos.
- Anclaje de la estructura a los lastres de contrapeso.
- Montaje de los paneles fotovoltaicos a la estructura.

- Instalación de las canalizaciones eléctricas, con tubería CONDUIT, esta se efectúa a partir del lugar en donde se coloca el inversor, en el interior del edificio y hasta el sistema fotovoltaico en la azotea del edificio; sin ranurar y conforme a NOM 001 sede 2005 debidamente soportada.
- Instalación de las canalizaciones eléctricas, con tubería CONDUIT, desde inversor, protección eléctrica al centro de carga y hasta donde se conectara la base del medidor; dentro de muro falso.
- Identificación con etiquetas con la leyenda de instalación eléctrica fotovoltaica.
- Conexión eléctrica de los paneles en serie para la interconexión ala red; conectores rápidos de equipo original.
- Cableado del sistema FV al inversor y conexión del mismo.
- Cableado del inversor al interruptor se protección y conexión del mismo.
- Cableado y conexión a la base del medidor.
- Cableado y conexión al centro de carga al interruptor del alumbrado del edificio.
- Energización del sistema con mediante interruptor de inversor.

7) Etapa de Mediciones y Pruebas: La etapa de mediciones da inicio al momento de energizar el sistema fotovoltaico, en inversor cuenta con una pantalla LCD en la muestra los parámetros eléctricos de producción de energía en Kwh,voltaje y corriente de entrada y salida (ver **figura 2.13**), mismos que son corroborados con equipos de medición portátiles; coincidiendo en su totalidad con deferencias muy bajas concernientes al equipo de medición y sus características siendo de confianza los datos que muestra el propio inversor.

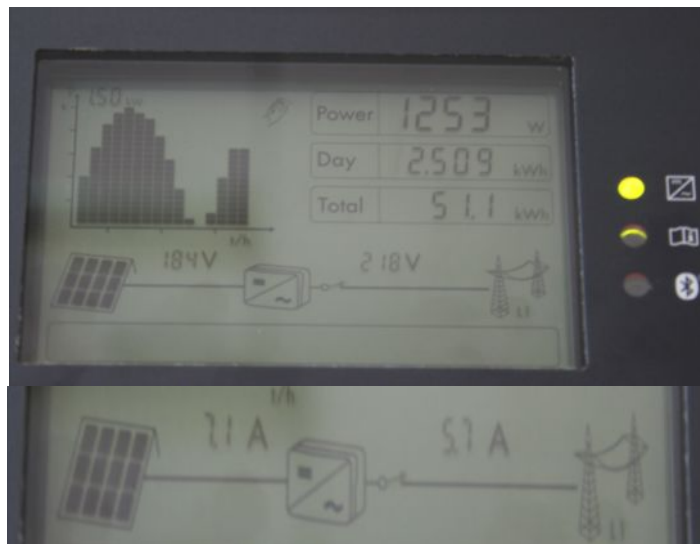


Fig. 2.13.- Panel digital del inversor que monitorea y muestra los valores de potencia (en W), voltaje (en V de C.D. y C.A.) y la corriente eléctrica (en C.A. y C. D.).

Se midió Voltaje total del arreglo fotovoltaico y la corriente eléctrica, siendo esta última la requerida para correcta operación del inversor instalado.

A la salida del inversor se midió el voltaje siendo este el requerido para la interconexión al centro de carga de alumbrado del edificio.

- 8) Etapa de Mejorar aspectos y Conexiones:** Para esta fase, se inspecciona el cableado y se elige dónde puede ocupar poco espacio y la ubicación de tal forma que no genere accidentes al estar trabajando en el PVS. Por lo que se elige lo más simple y llano que es una línea recta directa hasta un traga luz que va directamente a donde se encuentra montado el inversor (ver **figura 2.11 b**).
- 9) Etapa de Monitoreo y Plan de Mantenimiento:** Para esta etapa se propone el siguiente plan de mantenimiento aplicable para el PVS (ver **Tabla 2.3**), cabe añadir que se considera un plan básico de sostenimiento, el cual considera tareas rápidas y sencillas de la mayoría de los componentes del medio.

Tabla 2.3.- Plan de Mantenimiento establecido para el PVS.

Subsistema	Equipo	Acción recomendada	Frecuencia				Observaciones	
			Diario	Semanal	Mensual	Anual		
Eléctrico	Paneles Fotovoltaicos	Limpieza de la superficie			x		Franela Húmeda	
		Limpieza de las terminales de conexión				x	Aerosol dieléctrico	
		Reajuste de tornillería en sistema de tierra y terminales mecánicas de contacto.				x	s/obs.	
		Medición y análisis de parámetros eléctricos		x			s/obs.	
	Inversor	Limpieza del tablero.				x	Aerosol dieléctrico	
		Reajuste de tornillería terminales de conexión				x	s/obs.	
		Medición y análisis de parámetros eléctricos		x			s/obs.	
		Descartar zumbidos o ruido.				x	s/obs.	
	Protecciones eléctricas	Limpieza del centro de carga.				x	Aerosol dieléctrico	
		Reajuste de tornillería en terminales de conexión				x	s/obs.	
		Verificar funcionamiento del elemento térmico				x	s/obs.	
		Ajustes de tapas				x	s/obs.	
		Medición y análisis de parámetros eléctricos				x	s/obs.	
	Mecánicas	Estructura del sistema	Medición y análisis de vibraciones mecánicas			x		s/obs.
			Medición y análisis del desplazamiento por vientos			x		s/obs. s/obs.
Ajustes de los sistemas de sujeción					x		s/obs.	
Lastres		Limpieza y revisión de cada lastre.				x	s/obs.	
		Cambio de empaques rotos entre la bóveda y el lastre				x	s/obs.	
		Reemplazo de lastres				x	s/obs.	
		Medición y análisis de vibraciones mecánicas				x	s/obs.	

- 10) Etapa de Correcciones y Mantenimiento Preventivo:** La etapa de correcciones y Mantenimiento preventivo, se debe de realizar una vez que todo el PVS está instalado y se ha puesto en marcha y tiene ya varios días funcionando. Con el paso del tiempo se van presentado algunos desperfectos, los cuales pueden ser prevenidos por medio de alguna de las técnicas de mantenimiento preventivo como son:

- **Inspección Visual:** Para revisar minuciosamente las conexiones, uniones y estructurado del PVS. Esta es una técnica simple y económica que sólo requiere de la vista y algo de experiencia en instalaciones PV.
- **Líquidos Penetrantes:** se utilizan tres fluidos para encontrar posibles fracturas, ralladuras y desperfectos en las tuberías, cableado y armazón del PVS. Es una técnica no tan costosa y que puede aplicarse casi a cualquier superficie (sobre todo, metales).
- **Cámara Infrarroja:** Se utiliza para detectar puntos calientes y zonas de alta resistencia debido a discontinuidades en el cableado y en la estructura, así como entre los conectores de aluminio de las celdas que conforman el panel. Es una técnica rápida, pero costosa.
- **Otras técnicas aplicables son:** Corrientes de Eddy, Partículas magnéticas, Ultrasonido y emisiones acústicas que pueden dar un diagnóstico certero para detección de discontinuidades y fallas que puede presentar en un futuro el PVS.

11) Etapa de Modificaciones y Trabajo a Futuro: Las modificaciones se darán conforme la marcha y sobre todo, la disposición de recursos financieros que puedan solventar innovaciones del sistema, ampliaciones o prospectos a futuro respecto al PVS.

En el caso particular de éste proyecto, se planea en un futuro, realizar la instalación de otros paneles e inversores para conectarlos a la red, en otros edificios y talleres que por sus similitudes y circunstancias igualitarias, puede ahorrarse tiempo en el protocolo e inconvenientes a los que se enfrentó el proyecto.

En la **figura 2.14(a)** se proyecta el trabajo actual del PVS en un rectángulo en amarillo, mientras que en la **figura 2.14(b)**, se representa a futuro los siguientes PVS, en rectángulos en color rojo, que se instalarán en los demás edificios, todos ellos conectados a la red, para ahorrar recursos financieros.

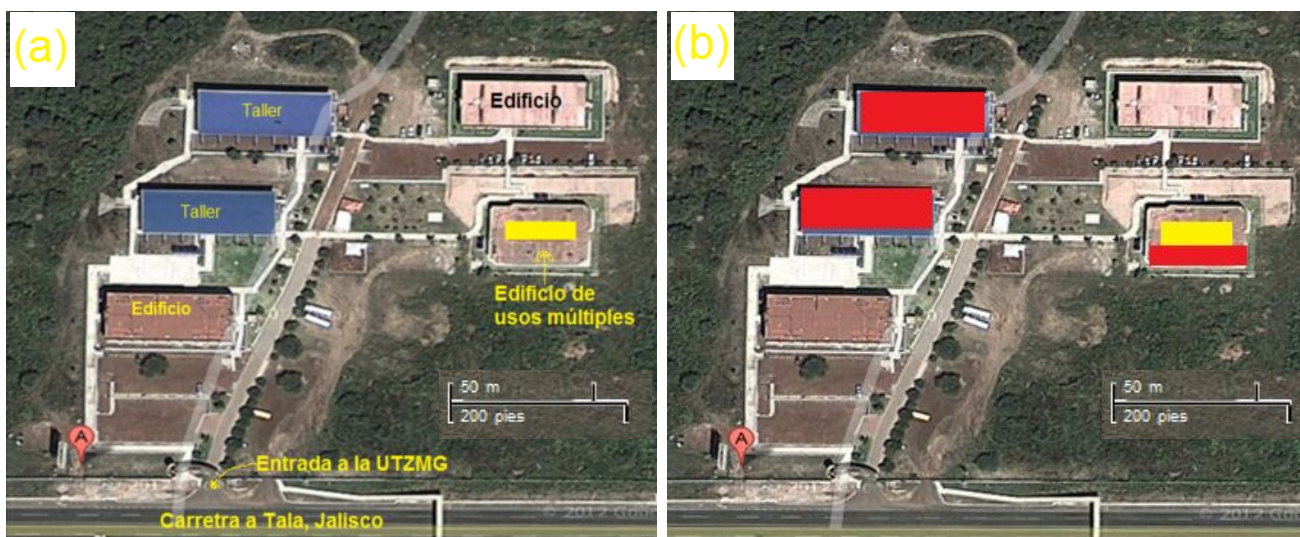


Fig. 2.14.- Vista satelital de las instalaciones de la UTZMG en donde (a) se presenta el PVS instalado actualmente en un rectángulo en amarillo, mientras que en (b) se presentan las instalaciones que tendrán, en un futuro a largo plazo, otros PVS, representados en recuadros en color rojo.

Finalmente otro trabajo a futuro se presenta en la **figura 2.15**, en la cual se representa en recuadros en color amarillo, el PVS actualmente montado, en rojo, el PVS instalado a corto plazo, mientras que en los recuadros en azul, se proyectan las futuras zonas que se utilizarán para instalar paneles PV a largo plazo.

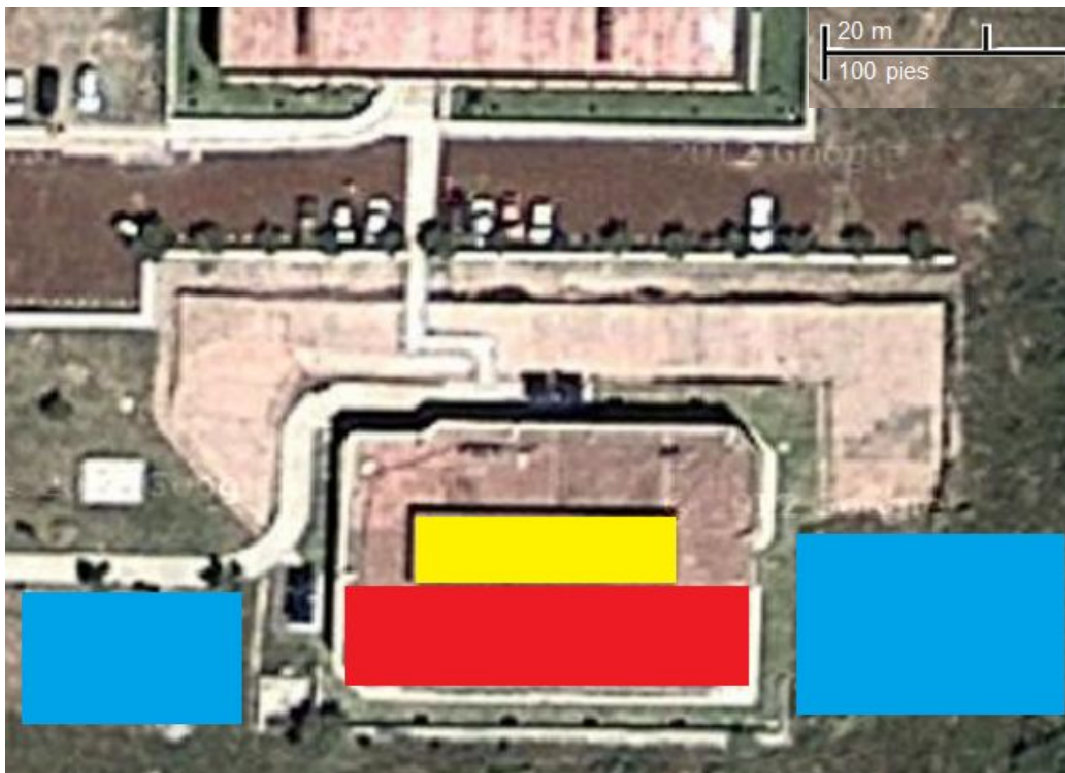
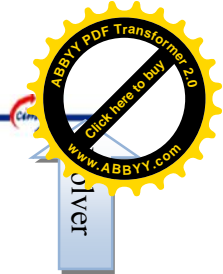
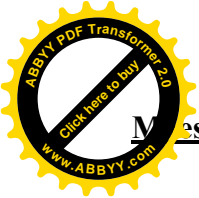


Fig. 2.15.- Vista satelital de prospecto de zonas, representados en rectángulos, donde se instalarán PVS actuales (en amarillo), a corto plazo (en rojo) y a largo plazo (en azul).



2.4.- COTIZACIONES.

Se selecciona a la empresa GREENERGY ENERGIA NO CONVENCIONAL S DE RL DE CV para la adquisición del sistema fotovoltaico, ya que cuenta con sistemas de fabricantes de prestigio que además ofrecen la mejor eficiencia en lo mas reciente en cuanto a desarrollos tecnológicos de los dispositivo a instalar, así mismo esta situada en la Ciudad de Guadalajara, Jal. Esto agiliza la entrega de los materiales y dispositivos del sistema FV, cuenta con una trayectoria y experiencia importante, actualmente Greenergy® se posiciona como una de las empresas con mayor experiencia en el desarrollo de proyectos relacionados con la energía solar fotovoltaica, marcando nuevas tendencias en el mercado y ofreciendo a sus clientes soluciones innovadoras.

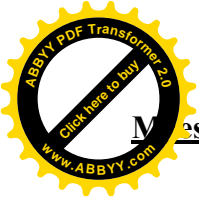
La empresas GREENERGY® costa con más de 60 instalaciones en 8 estados de la república (Nayarit, Jalisco D.F. Veracruz, Monterrey, Michoacán, zacatecas y colima).

Por tal razón y por contar con stock suficiente para proveer todo el sistema así como condiciones competitivas en los costos, tecnologías recientes y garantías se toma la decisión de comprar con esta empresa. La cotización se presenta en la **figura 2.16**:


Pda.	Cant.	Unid.	Clave	Descripción	P.Unitario	Importe	Mon
1	6	PZA	MOD-SLK-60P245	MODULO FV SILIKEN POLICRIST 245W 29.6V MODULO FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO MARCA SILIKEN MOD SLK60P245, PRODUCCION MAXIMA DE POTENCIA 245W. VOLTAJE DE OPERACION 29.6 V. CORRIENTE DE OPERACION 8.27 A. MEDIDAS 1640mm X 950mm X 40mm PESO 19 KG. EFICIENCIA STC 15,1%	6,325.88	37,955.28	M.N.
2	1	PZA	INV-R-SMASB200	INV SMA SUNNY BOY 2000HF-30 P/RED 2000W INVERSOR MCA SMA MOD. SUNNY BOY 2000 HF-30. PARA RED CAPACIDAD CONTINUA 2000 W. POTENCIA DE ENTRADA MAXIMA PERMISIBLE 2100 W SALIDA 220 VAC. IEC COMPLIANT	30,036.25	30,036.25	M.N.
3	1	KW	EST-PLP-AL/TP/BR	ESTR MONTAJE FV BR-LASTRE ALUM T/P ESTRUCTURA DE MONTAJE MODELO BALLASTED RESIDENTIAL FABRICADA EN ALUMINIO, TORNILLERIA ACERO INOXIDABLE. PARA TECHO PLANO, CON LASTRES CONCRETO. NO PERFORACION EN AZOTEA. SOPORTA VIENTOS 144 Km/h.	6,710.04	10,065.06	M.N.
4	1	PZA	MED-IT-S2V2FASE	MEDIDOR 2 VIAS ITRON SENTINELA 2 FASES Medidor marca ITRON, modelo SENTINEL, 2 fases, 3 hilos, 2, elementos, 120-240 volts, 200 amps, BIFASICO pantalla LCD, cubierta policarbonato, para conexión a base socket de 5 terminales para medición BIDIRECCIONAL (mide energia recibida y entregada).	3,391.92	3,391.92	M.N.
5	1	-	MA-INS-FV	MATERIAL DE INSTALACION FV MATERIAL PARA INSTALACION DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	5,768.28	5,768.28	M.N.
6	1	-	MO-FV-SFVI	MANO DE OBRA FV MANO DE OBRA PARA LA INSTALACION DE SISTEMA FV	1.10	1.10	M.N.
						Importe	\$87,217.90
						Subtotal	\$87,217.90
						I.V.A.	\$13,954.86
						TOTAL	\$101,172.76

Quedo a sus órdenes,
MER. OMAR ESPINOZA


Fig. 2.16.- Cotización del material y equipo solicitado, realizada por la compañía Greenergy®



En la **figura 2.17**, se muestra la otra cotización que realizó la empresa BioSmart/STI® para la compra de material y equipo de características similares a las de la **figura 2.16**. La razón de que no procediera ésta nota, ya de describió anteriormente al inicio de éste apartado.



Nombre: CESAR LOPEZ - UTZMG
 Domicilio:
 Colonia:
 Ciudad y estado: TLAJOMULCO DE ZULUAGA
 Email:
 Telefono:



Fecha: 16/01/2012
 ODC:
 Tipo de cambio: 13.00
 vendedor (clave):
 vendedor (nombre): Juan Tamez

COTIZACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO 1.52 Kw/h Instalados

CAPACIDAD INSTALADA 1.52 Kw/h
 PRODUCCION DIARIA 6.84 Kw/h
 PRODUCCION MENSUAL 205.20 Kw/h
 PRODUCCION BIMESTRAL 410.40 Kw/h

Sistema fotovoltaico de interconexión CAPACIDAD INSTALADA 1.52KW
 PRODUCCION BIMESTRAL 410KW

CANTIDAD	PRODUCTO	COMENTARIOS	P. unit USD	Total USD	Total Pesos
8	PANEL FOTOVOLTAICO STI 190W Monocristalino		\$308.00 dls	\$2,464.00 mn	\$32,032.00
1	INVERSOR FRONIUS IG 2000	INVERSOR DE RED	\$2,190.00 dls	\$2,190.00 mn	\$28,470.00
				\$0.00 mn	\$0.00
1	MEDIDOR BIDIRECCIONAL	INSTALADO OK	\$380.00 dls	\$380.00 mn	\$4,940.00
1	INSTALACION LLAVE EN MANO		\$1,023.88 dls	\$1,023.88 mn	\$13,310.44

Condiciones de Venta:
 Precios anteriores estan sujetos a cambio sin previo aviso cotizados al tipo de cambio vigente en el DOF
 Se requiere un anticipo del 70 % y el resto al entregar el equipo

Observaciones:
 INSTALACION LLAVE EN MANO INCLUYE:
 ESTRUCTURA PARA PANELES, CABLES, CONECTORES Y
 TODO LO NECESARIO PARA LA INSTALACION
 INGENIERIA Y DISEÑO DEL SISTEMA, MANO DE OBRA
 EL SISTEMA QUEDARÁ LISTO Y FUNCIONANDO SIN NINGUNA
 INTERVENCIÓN DEL CLIENTE
 El costo de la instalación es aproximado y puede variar
 de acuerdo a las condiciones y requerimientos en particular.

Requerimientos Mínimos
 Sistemas de tierras físicas adecuadas
 Medidor Bidireccional

SUB TOTAL	\$4,057.88	\$78,752.44
L.V.A. 16%	\$969.26	\$12,600.39
TOTAL	\$5,027.14	\$91,352.83

Aguarina 3032, Col. Aguablanca, Zapopan, Jalisco

tel: (33) 3188-8797 fax: (33) 3612-9944

info@biosmart.mx www.biosmart.mx

Fig. 2.17.- Cotización del material y equipo solicitado, realizada por la compañía BioSmart/STI®

2.5.- ESTUDIO DE LA RADIACIÓN SOLAR EN LA UTZMG.

La UTZMG cuenta con un estación meteorológica instalado ya hace 6 años (ver **figura 2.18**), el cual arroja una serie de datos importantes para el estudio de nuestro proyecto, tales como: fecha, hora, Irradiancia solar (en W/m²), la energía solar (en Langley/2)*, la velocidad del viento, el cual utiliza un anemómetro, en m/s; (ver **fig. 2.19**) y la variación de los tipos UV.

*Recordar que el Langley (Ly), se define como [14]: $1 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} = 86,4 \text{ Ly}$



Fig. 2.18.- Estación meteorológica de la UTZMG



Fig. 2.19.- Anemómetro que forma parte de la estación meteorológica de la UTZMG

Cabe añadir que toda la base de datos es recolectada por un servidor (computadora), la cual está en funcionamiento las 24 horas los 365 días del año y sirve como punto de apoyo e información, vía internet, al departamento de protección civil de Jalisco. No tiene un respaldo de batería en caso de que se corte el suministro eléctrico, pero si está protegido contra las altas y bajas de voltaje. Los datos son grabados en un archivo de Excel por día y monitorea cada 5 minutos.

2.5.1.- Estudio de la Irradiancia promedio en el año 2011:

Para sustentar el sistema Fotovoltaico (PVS), se utilizaron los datos recolectados por la estación meteorológica con que cuenta la universidad y de un análisis de más de 10,000 datos se realizaron las siguientes gráficas de Irradiancia promedio por mes para todo el año 2011.

NOTA: Cabe señalar que en los datos de tiempo, las horas no se cerraron a números enteros, sino que se respetó los minutos para minimizar el porcentaje de error al momento de hacer los cálculos de la potencia suministrada y del banco de baterías. Por lo que en vez de escribir 14:00 se prefirió respetar el dato real de 14:24 hrs.

Las gráficas para Enero y Febrero son:

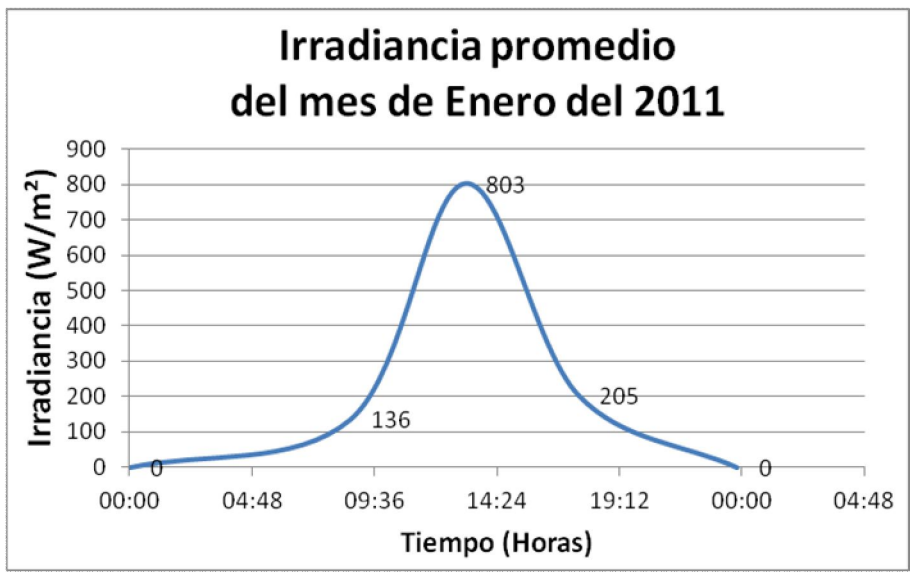


Fig. 2.20.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Enero.

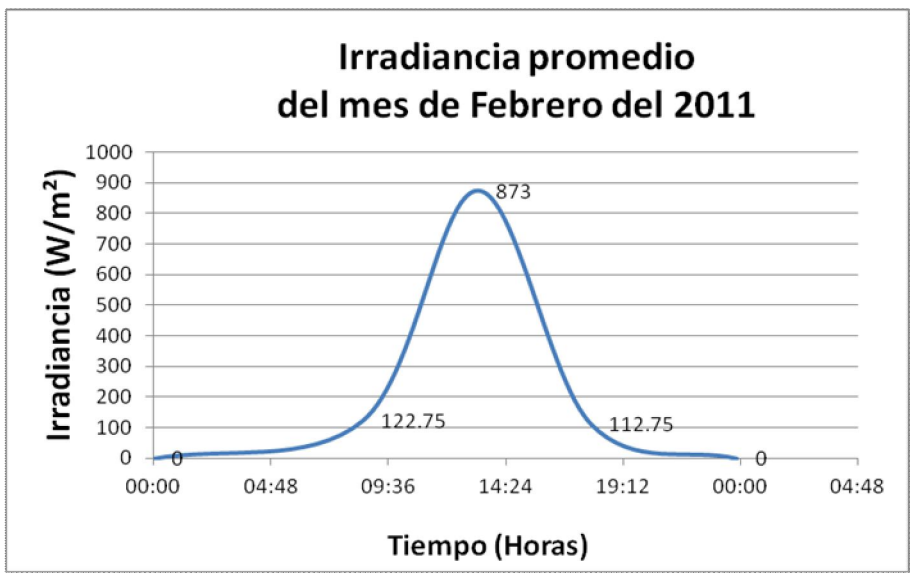


Fig. 2.21.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Febrero.

Las gráficas para Marzo y Abril son:

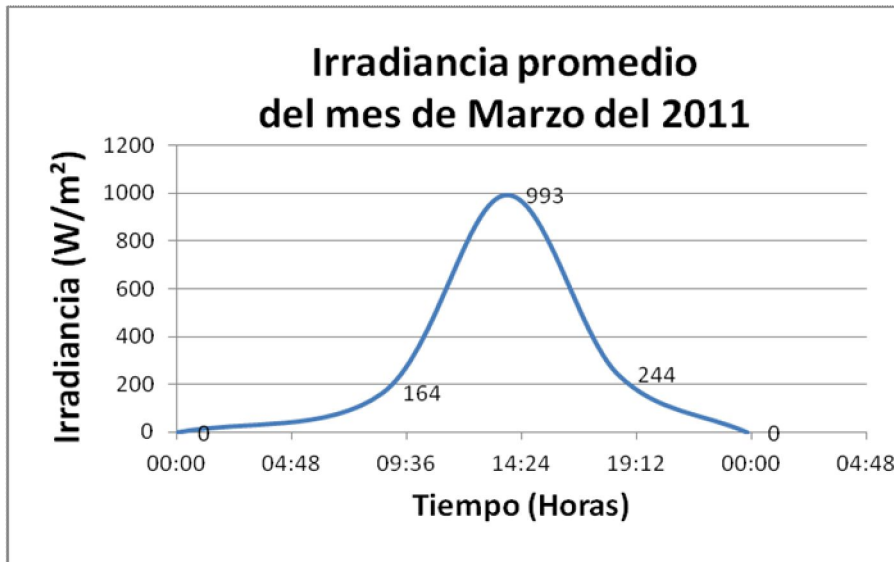


Fig. 2.22.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Marzo.

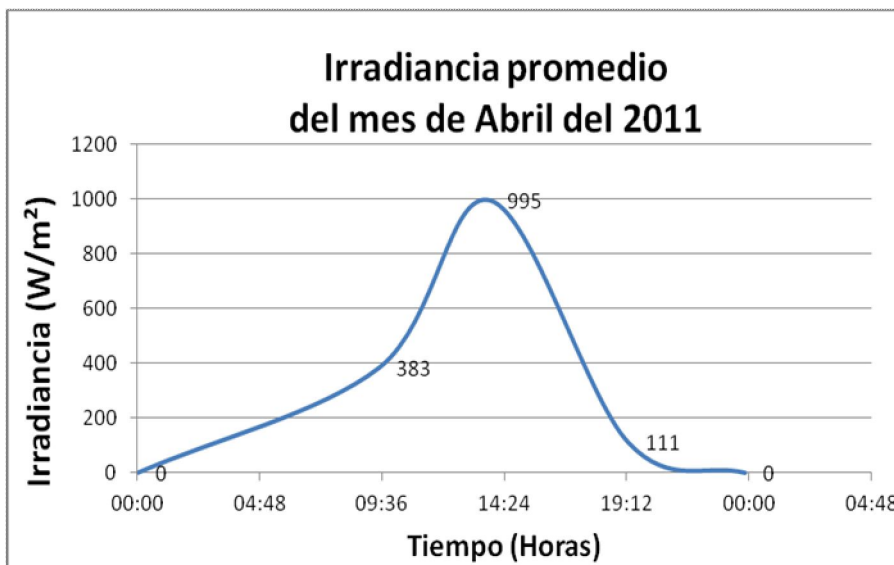
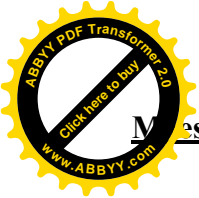


Fig. 2.23.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Abril.



Las gráficas para Mayo y Junio son:

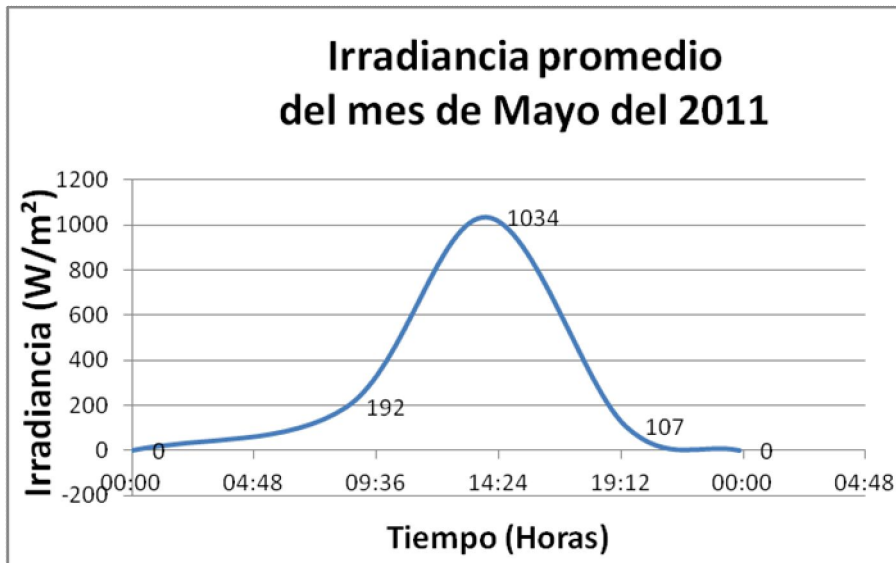


Fig. 2.24.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Mayo.

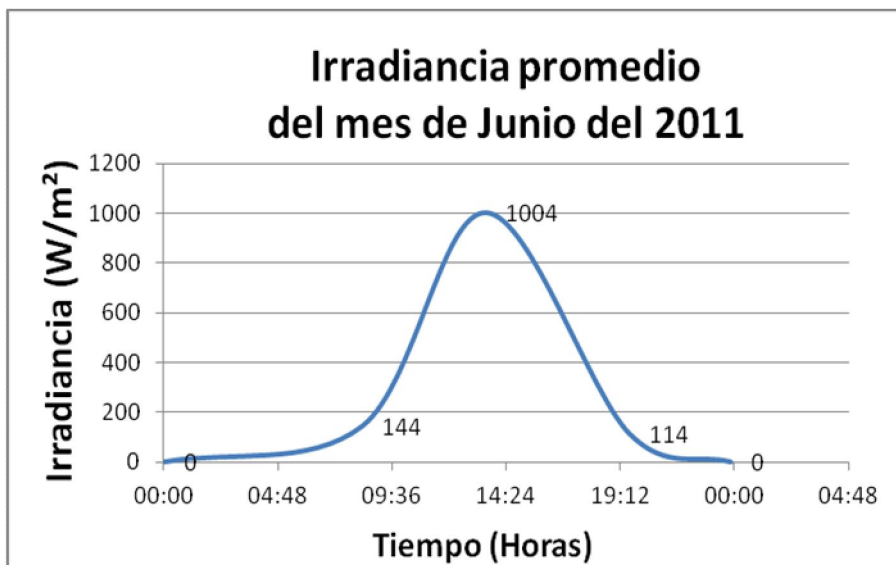


Fig. 2.25.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Junio.

Las gráficas para Julio y Agosto son:

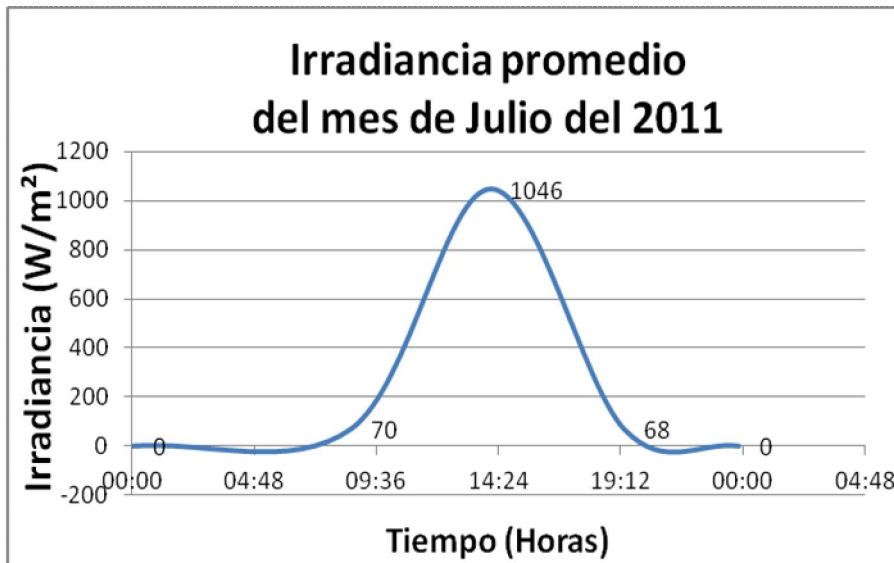


Fig. 2.26.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Julio.



Fig. 2.27.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Agosto.

Las gráficas para Septiembre y Octubre son:

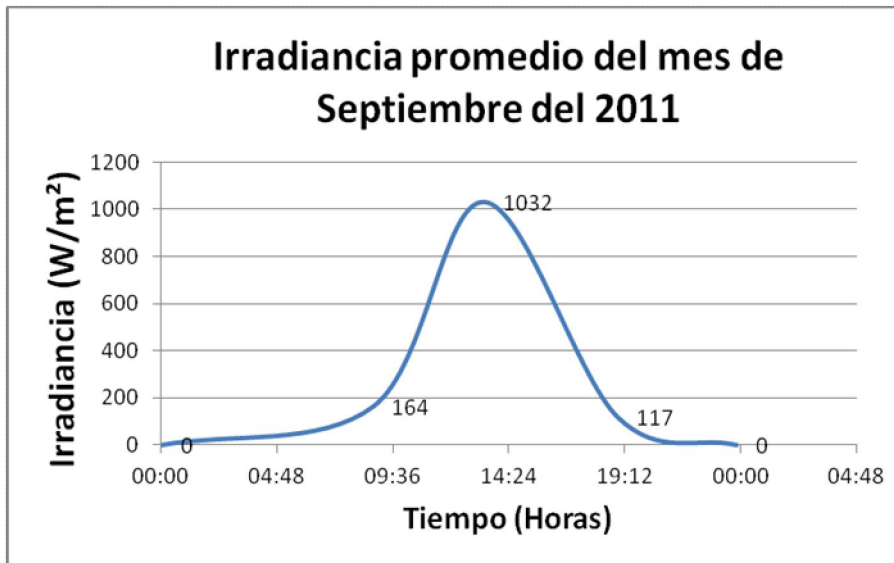


Fig. 2.28.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Septiembre.

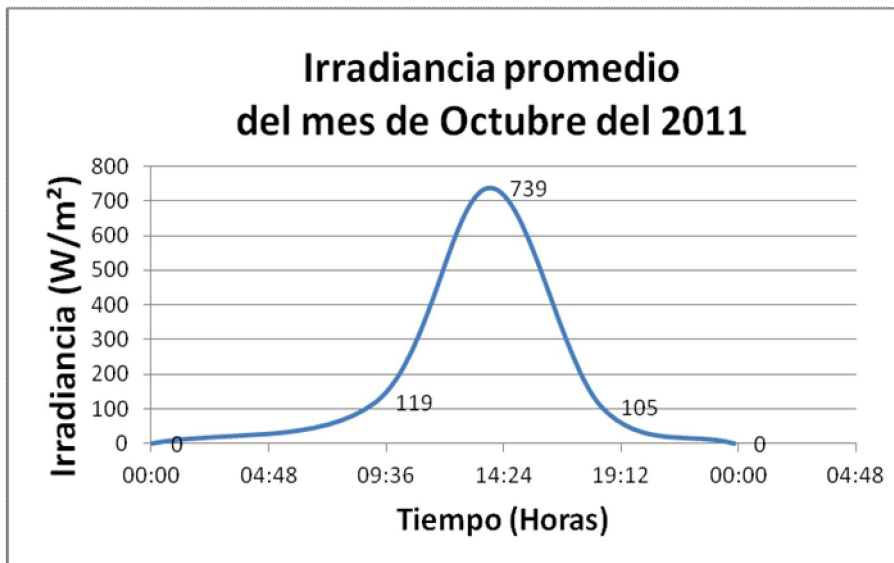


Fig. 2.29.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Octubre.

Las gráficas para Noviembre y Diciembre son:

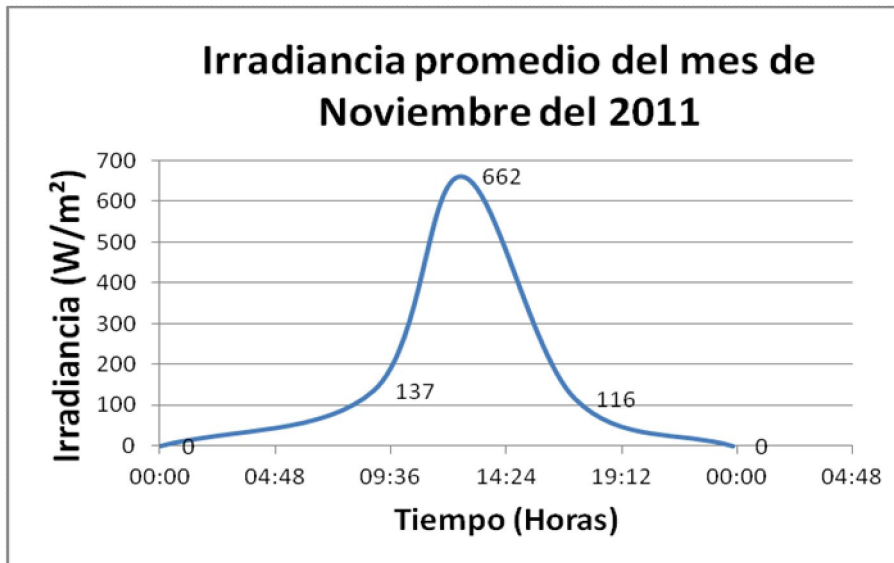


Fig. 2.30.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Noviembre.



Fig. 2.31.- Gráfica que muestra los valores de Irradiancia para el mes de Diciembre.

Así entonces, en el año 2011 la Irradiancia promedio medida a las 14:24 hrs durante todo el año, que se cataloga, según la estación meteorológica, como la hora de máxima Irradiancia es:



Fig. 2.32.- Gráfica de la Irradiancia promedio anual para el año 2011 Medida todos los valores a las 14:24 hrs, hora pico de la UTZMG.

Posterior al año 2011, se presenta la siguiente gráfica en donde ahora se monitorean los meses de abril, mayo y junio pero del 2012, con el fin de hacer un comparativo de que no exista mucha desviación en los valores obtenidos en el 2011. Para la **figura 2.33**, se consideraron los valores máximos de Irradiancia (en W/m^2), medidos de igual manera a las 14:24 hrs

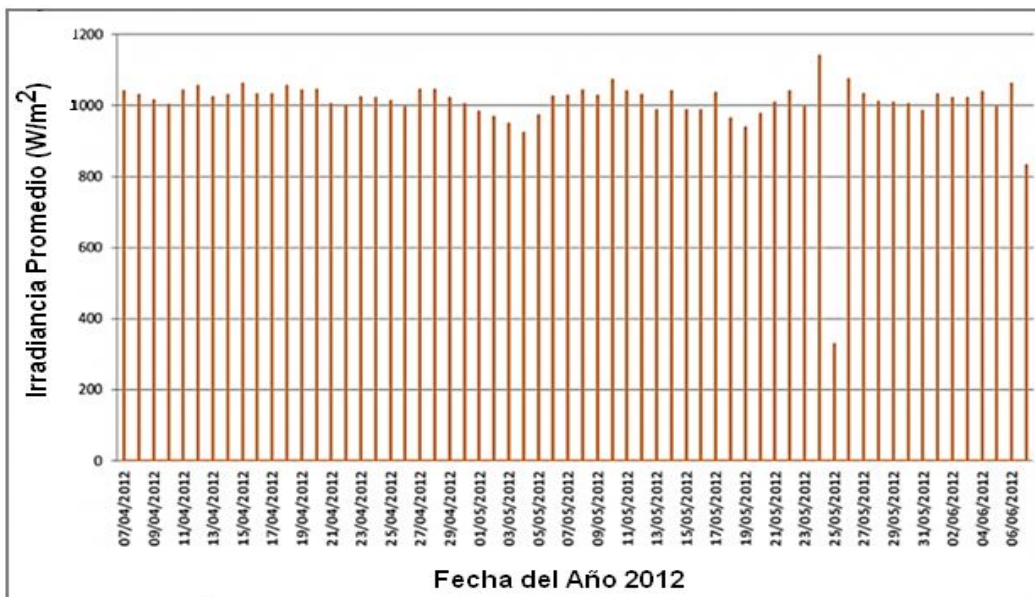
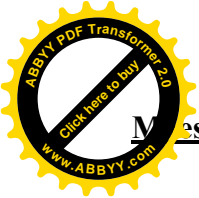


Fig. 2.33.- Gráfica de barras de la Irradiancia promedio máxima medida en los meses de abril, mayo y junio.

Al comparar las **figuras 2.32** y **2.33**, para los meses de abril, mayo y junio (4, 5 y 6 respectivamente), se observa un ligero incremento en la Irradiancia del año 2012, tal vez debida al incremento de la radiación solar y a la contaminación de la zona.



2.6.- ESTUDIO DE SOMBRAS Y HORAS PICO EFECTIVAS.

El estudio de sombras es muy importante para definir la ubicación más idónea para los paneles PV, en donde no se verán afectados por proyecciones oscuras, los cuales merman la eficiencia del panel, según se describe en un gráfico del efecto que causa el sombreado presentado por Moran *et al.*,(2002). Para más información referente a éste gráfico, consultas la **figura B.1** del **anexo B**.

En la **tabla 2.4** se presentan los resultados de la medición de sombras realizada por alumnos de la carrera de Energías Renovables. Cabe añadir que sólo se presentan los resultados de la penúltima semana de noviembre del 2011, que coincide a un año de haber hecho el análisis.

Tabla 2.4.- Resultados del estudio de sombras realizado en Noviembre del 2011

Martes 22 Noviembre 2011				
Hora	Sombra Norte	Sombra Este	Sombra Oeste	Sombra Sur
1:00 pm	2.15 m	5 cm	0	0
2:00 pm	2.23 m	1.5 m	0	0

Miércoles 23 Noviembre 2011				
Hora	Sombra Norte	Sombra Este	Sombra Oeste	Sombra Sur
8:20 am	4.30 m	0	7.30 m	0
9:00 am	2.86 m	0	3.84 m	0
10:00 am	2.62 m	0	2.94 m	0
11:00 am	2.30 m	0	1.51 m	0
12:00 am	2.19 m	0	.53 m	0
1:00 pm	2.15 m	12 cm	0	0
2:00 pm	2.23 m	1.5 m	0	0

Miércoles 23 Noviembre 2011				
Hora	Sombra Norte	Sombra Este	Sombra Oeste	Sombra Sur
8:20 am	4.30 m	0	7.30 m	0
9:00 am	2.86 m	0	3.84 m	0
10:00 am	2.62 m	0	2.94 m	0
11:00 am	2.30 m	0	1.51 m	0
12:00 am	2.19 m	0	.53 m	0
1:00 pm	2.15 m	12 cm	0	0
2:00 pm	2.23 m	1.5 m	0	0

Jueves 24 Noviembre 2011				
Hora	Sombra Norte	Sombra Este	Sombra Oeste	Sombra Sur
8:00 am	4.80 m	0	7.29	0
9:00 am	3.38 m	0	3.80	0
10:00 am	2.57 m	0	2.91	0
11:00 am	2.26 m	0	1.4 m	0
12:00 am	2.20 m	0	.53 m	0
1:00 pm	2.17 m	10 cm	0	0
2:00 pm	2.23 m	1.2 m	0	0

Cabe señalar que el viernes 25 del mes, no se presentaron los alumnos por cuestiones académicas y exámenes. Al finalizar el análisis, se llegó al resultado de que es poco factible el instalar y conectar paneles fotovoltaicos al noreste del edificio, como se presenta en la **figura 2.34**, restando únicamente los recuadros en amarillo para su uso, rotulados como **Zona 1** y **Zona 2**. En la misma figura se presenta el tamaño aproximado de espacio disponible para la instalación de PVS.

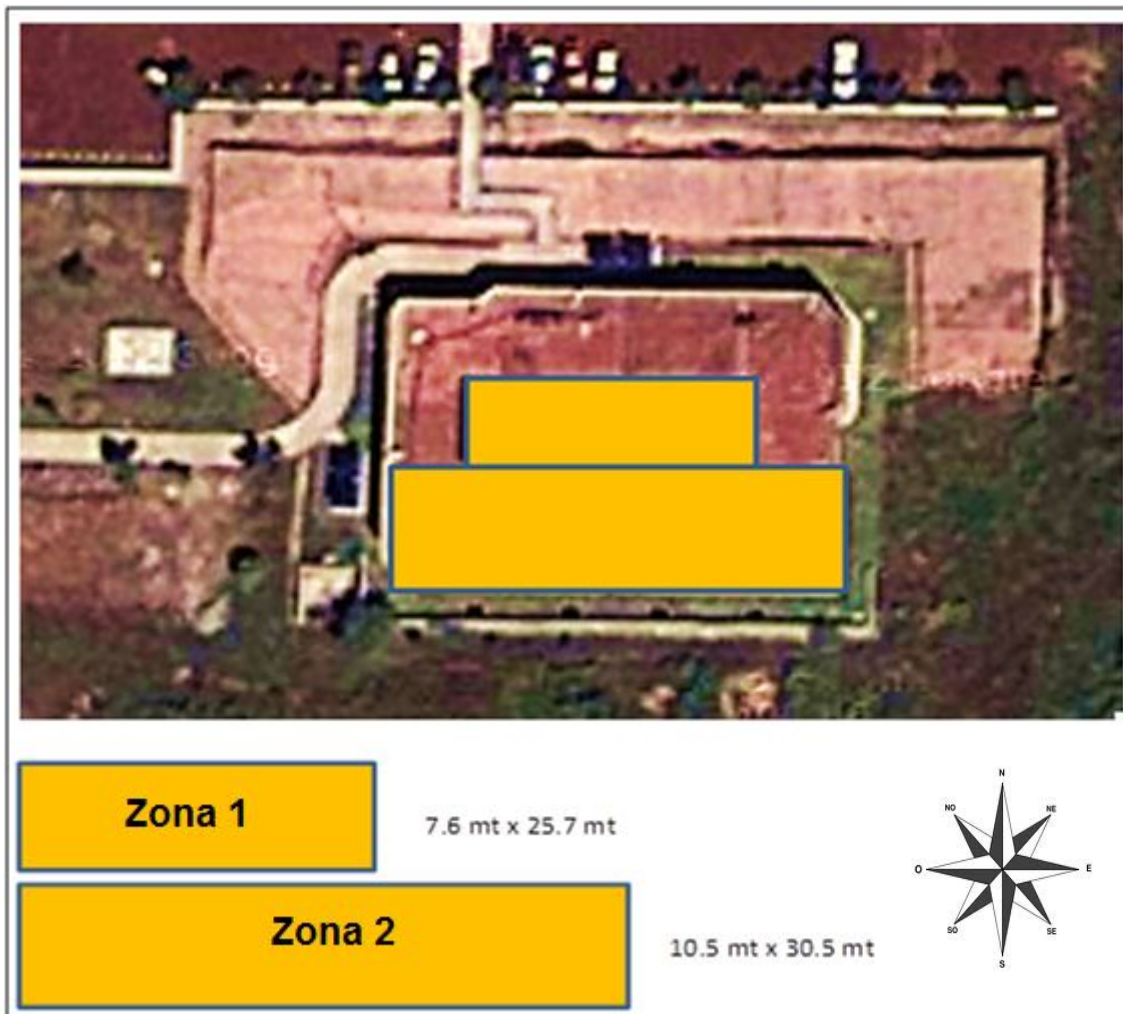


Fig. 2.34.- Área disponible sin generar sombra, para instalación de paneles PV.

Al obtener los resultados, se procede a definir la zona más apta y cómoda para la instalación del PVS, por lo que el proveedor recomienda comenzar con la **Zona 1**, por estar en elevado respecto a la **Zona 2**. Una vez definida la zona se procede a realizar el siguiente objetivo, que es el determinar la orientación de los paneles, el cual se describe en la siguiente sección.

2.7.- ORIENTACIÓN DE LOS PANELES.

Para el cálculo de la orientación de los paneles, en específico el determinar el valor del ángulo cenital, se describe el procedimiento siguiente:

Cálculo de la inclinación máxima de los módulos FV:

- Calculando los valores máximos y mínimos de la altura del sol anual (en grados):
- **Para Verano = 66.5°** (Se obtiene restando los 90° en los que se divide la latitud y los 23° 27' de los trópicos, se tiene: $90^\circ - 23^\circ 27' = 66^\circ 33'$)
- **Para Invierno = 52°** (a partir de la altura máxima del sol que fue de 52° a las 13:40 hrs).

$$\text{Promedio anual del sol} = \frac{66.5 + 52}{2} = 59.25^\circ$$

$$\text{Ángulo cenital para el Panel} = 90 - 59.25 = 30.75 \approx 31^\circ$$

Lo anterior se representa en la **figura 2.35**, la cual se realizó en la azotea del edificio de usos múltiples de la UTZ, tanto en verano como el invierno del 2011. Hay que agregar que se utilizó una varilla de aluminio para representar el ángulo de 90°.

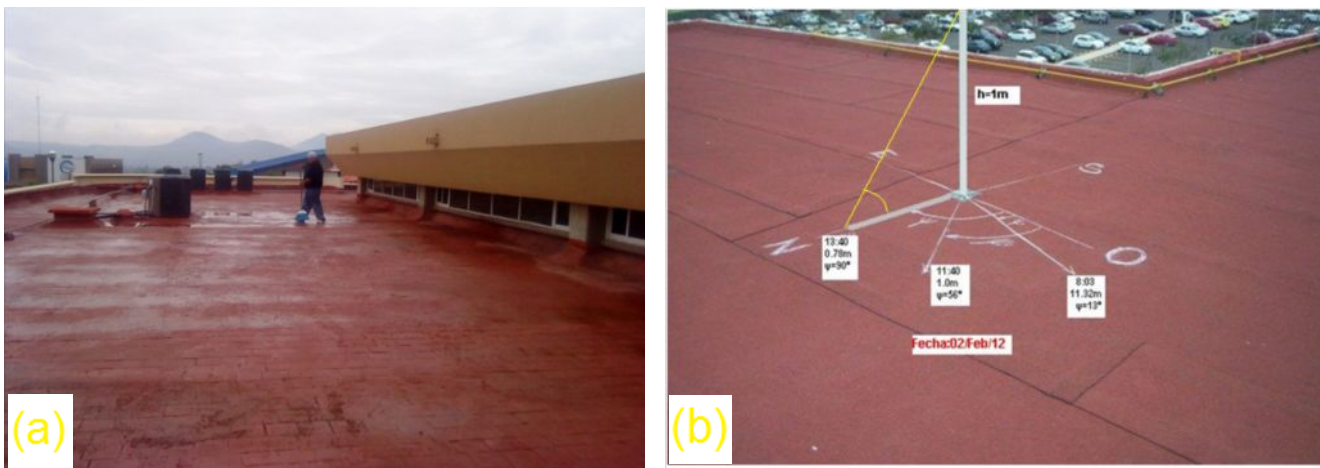


Fig. 2.35.- Determinación del ángulo cenital (a) en la zona libre de sombras y (b) marcando la inclinación del sol de acuerdo al verano y al invierno.

El resultado obtenido coincide de manera cercana, con la gráfica de la **figura 2.36**, en la que Moran et al (2002), describen su recomendación de inclinación para sistemas PV.

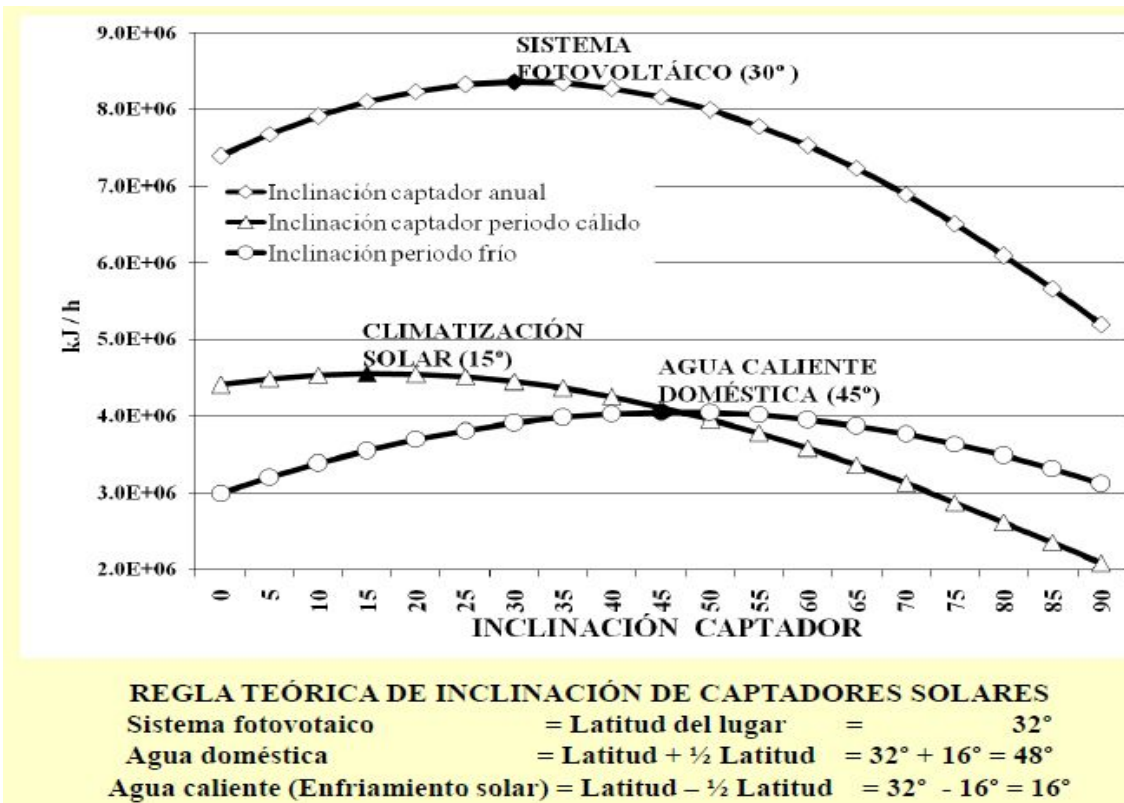


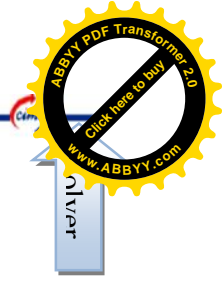
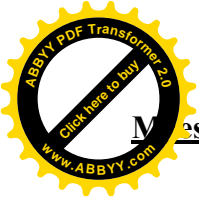
Fig. 2.36.- Recomendación de inclinación para diversos captadores solares [12].

VI. CAPÍTULO 3.- RESULTADOS Y DISCUSIÓN

- [3.1.- Cálculo del número de paneles para Luminarias.](#)
- [3.2.- Cálculo del número de Baterías para Luminarias.](#)
- [3.3.- Cálculo del número de paneles para Conectores.](#)
- [3.4.- Cálculo del número de Baterías para Conectores.](#)
- [3.5.- Cálculo del número de paneles totales en el Edificio.](#)
- [3.6.- Cálculo de baterías totales para el edificio.](#)
- [3.7.- Análisis de eficiencia en la red arrojada por el panel.](#)
- [3.8.- Eficiencia Real promedio del panel.](#)



Fotografía del inversor y protección del sistema conectado a la red montado en la entrada de Biblioteca de la UTZMG.



3.1.- CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES PARA LUMINARIAS.

A continuación se presentan los cálculos realizados para el proyecto FV, cabe añadir que se ha dividido por etapas o zonas debido a la complejidad del edificio. De momento se plantea el cálculo para todas y todos los tipos de Luminarias que se encuentran en el inmueble. Posteriormente se considera la etapa de todos los contactos de la edificación completa. En la **figura 3.1**, se presenta el estudio de cargas para las lumarias que contiene el edificio en cuestión

- Una tercera etapa incluye realizar el aislamiento del sistema FV para las luminarias y el cálculo del banco de baterías.
- Finalmente es poner en marcha el sistema aislado para todos los contactos del edificio.

SENSO DE CARGAS EDIFICIO D BIBLIOTECA										
Iluminación										
	Tecnología	Potencia	Factor de uso	Tipo de balastos	Factor de potencia	Cantidad	Potencia Total KW	Potencia Aparente KVA	Potencia total	
1	T5	3 X 28	5	Electrónico	0.98	124	10.42	10.63	52.08	
2	T5	3 X 14	3	Electrónico	0.5	11	0.46	0.92	1.39	
3	mini T2	15	3	Autobalastado	0.9	15	0.23	0.25	0.68	
						Total	11.10	11.80	54.14	

Figura 3.1.- Estudio de cargas para las luminarias que contiene el edificio de usos múltiples o Biblioteca.

El cálculo de consumo energético es el siguiente:

1) Lámparas Modelo T5 de 28 W

Cantidad total en el edificio D: 124 arreglos

Forma de arreglo: de 3 x 28

Horas Promedio de uso: 5 horas/día

La energía consumida es: $E_{total1} = (3 \times 28 \text{ W}) \times (124 \text{ arreglos}) \times (5 \text{ horas/día})$

$$E_{total1} = 52,080 \text{ W} \cdot \text{h/día} = 52.08 \text{ kWh/día}$$

- **2) Lámparas Modelo T5 de 14 W**

Cantidad total en el edificio D: 11 arreglos

Forma de arreglo: de 3 × 14

Horas Promedio de uso: 3 horas/día

La energía consumida es: $E_{total2} = (3 \times 14 \text{ W}) * (11 \text{ arreglos}) * (3 \text{ horas/día})$

$$E_{total2} = 1,386 \text{ W*h/día} = 1.386 \text{ kWh/día}$$

- **3) Lámparas Modelo Mini-T2 de 15 W**

Cantidad total en el edificio D: 15 lámparas

Forma de arreglo: individual

Horas Promedio de uso: 3 horas/día

La energía consumida es: $E_{total2} = (15 \text{ W}) * (15 \text{ Lamp}) * (3 \text{ horas/día})$

$$E_{total2} = 675 \text{ W*h/día} = 0.675 \text{ kWh/día}$$

- **4) Consumos totales por día y por mes:**

$$E_{total \text{ día}} = (52,080 + 1,386 + 675) \text{ Wh/día} = 54,141 \text{ Wh/día}$$

$$E_{total \text{ mes}} = (54.141 \text{ kWh/día}) * (30 \text{ días/mes}) = 1,624.23 \text{ kWh/mes}$$

5) En base a la cotización realizada en el **apartado 2.4**, la mejor opción por garantía, instalación y asesoría, resulta ser la empresa SILIKEN de Valencia, España. También en base al consumo total y precio del panel, se sugiere por parte del proveedor Greenenergy®, el modelo SLK-60P6L, el cual tiene un potencia máxima nominal de 245 W el cual se presenta en la **figura 3.2**.



Fig. 3.2 Panel SILIKEN de 245 W nominales utilizado en el PVS.

Las características del panel PV utilizado se describen a continuación, con lo cual los datos recolectados de la ficha técnica (ver **figura 3.3**), son los siguientes:

- Características:
Dimensiones = 1640×990×40 mm
Masa = 19.018 Kg
 $P_{mpp} = 245 \text{ Wp (+3/0 \%)}$
 $V_{mpp} = 29.6 \text{ V DC}$
 $I_{mpp} = 8.27 \text{ A}$
NOCT^{*A} = 46 °C
FF^{*B} (Factor de llenado) = 75.68%

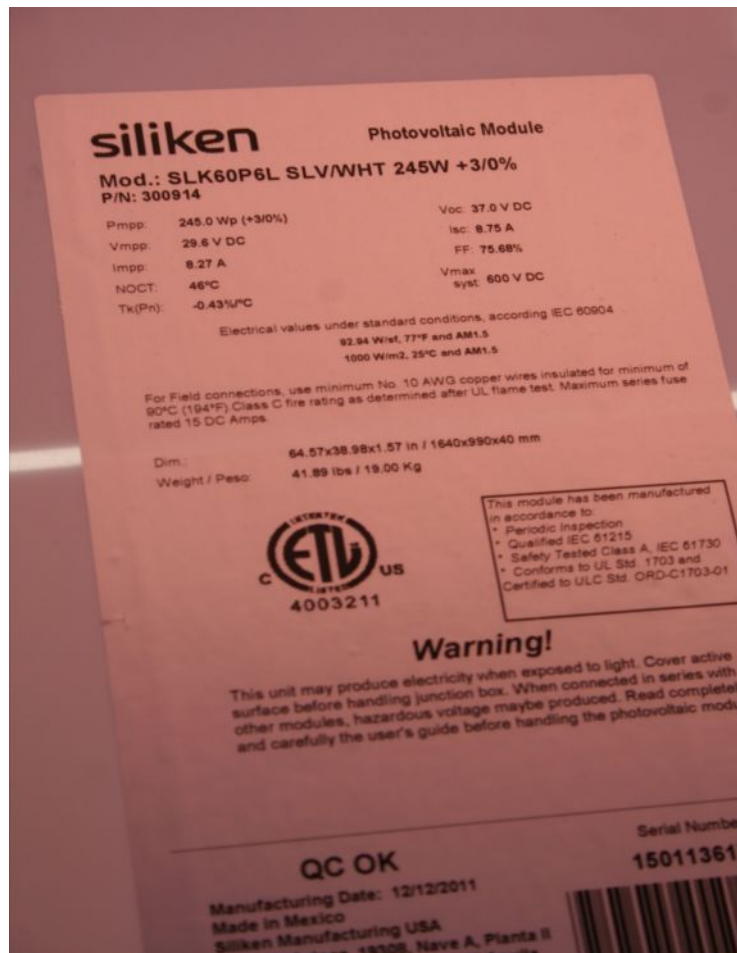
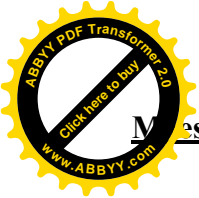


Fig. 3.3.- Ficha técnica del panel SILIKEN utilizado en el proyecto.

^{*A} = Definida como la temperatura que alcanzan las celdas solares cuando se somete al panel a una Irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s. De sus siglas en ingles: Normal Operation Temperature of Cell (Temperatura de Operación Nominal de la Celda).[2].

^{*B} = Recordar que el Factor de llenado se define como la relación entre el máximo punto de potencia dividido entre el voltaje en circuito abierto (Voc) y la corriente en cortocircuito Isc [2], es decir:



$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \times I_{sc}} \tag{1}$$

6) Para determinar el número de paneles solares, se contabilizan primero las pérdidas por diversos factores enlistados en la **figura A.1 del anexo A**, el cual lo sugiere considerar para realizar un cálculo más realista, Lorenzo et al (1994).

7) Contabilizando las pérdidas:

- a) Pérdidas por Cableado = 1%
- b) Pérdidas por Conversión de Energía = 5 %
- c) Pérdidas por efectos de Temperatura = 15 % promedio.
- d) Pérdidas por polvo y sombreado mínimo = 6 % promedio

Al realizar la sumatoria, hace un total de 27%, de pérdidas. El proveedor (Greenergy®) sugiere manejar un 30%, el cual es tomado en cuenta.

8) Por lo tanto, el consumo real de energía a satisfacer es:

$$E_{\text{real}} = (E_{\text{total día}} \times \% \text{Pérdidas}) + E_{\text{total día}}$$

$$E_{\text{Real}} = (54,141 \text{ Wh/día} \times 0.3) + 54,141 \text{ Wh/día} = 70,383 \text{ Wh/día}$$

9) Calculando la Potencia que debe ser suministrada por los paneles, considerando un tiempo de **5 horas-pico/día en promedio**, según la tabla de la **figura A.2 del anexo A** y sobre todo los gráficos del **apartado 2.5.1**, se tiene:

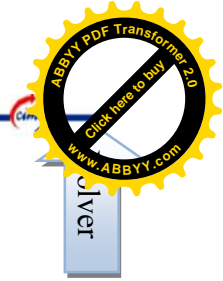
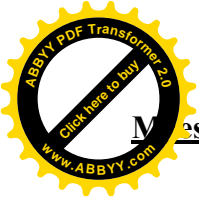
$$P_{\text{FV}} = \frac{E_{\text{Real/día}}}{\text{Horas - pico/día}} = \frac{70,3833 \text{ Wh/día}}{5 \text{ Horas - pico/día}} = 14,076.66 \text{ W}$$

10) Ahora, si cada módulo PV es de 245 W de potencia nominal, el número de paneles viene dado como:

$$\text{Nº de Paneles} = \frac{P_{\text{FV}} \text{ (en W)}}{P_{\text{mpp}} \text{ del Módulo (en W)}} = \frac{14,076.66 \text{ W}}{245 \text{ W}} = 57.56 \text{ Paneles}$$

11) Finalmente el resultado obtenido se redondea al número par más próximo (Moran et al, 2002), es decir: **Nº de Paneles ≈ 58.**

Ahora 58 paneles × 245 W = 14,210 W, quedando un amortiguamiento de 133.34 W considerando ya las pérdidas.



3.2.- CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERÍAS PARA LUMINARIAS.

Para la determinación del número de baterías necesarias para satisfacer la demanda de todas las luminarias del edificio de usos múltiples (Biblioteca), se describe el procedimiento siguiente:

Considerando una batería de Gel de Ciclo profundo de 6 V y de 350 Amp*hora, se tiene:

$$\text{Potencia Nominal} = (350 \text{ A} \cdot \text{h})(6 \text{ V}) = 2100 \text{ W} \cdot \text{h}$$

De una batería sólo se puede aprovechar el 70%, esto con el fin de prolongar los ciclos de carga y descarga [13], por lo tanto se tiene que el consumo de luminarias por día es de: **70,383 Wh/día**, según el cálculo del apartado 3.1.

Ahora planteando una regla de tres en base a la eficiencia de la batería, se tiene:

$$\begin{aligned} 70,383 \text{ Wh} &\rightarrow 70 \% \\ x &\rightarrow 100\% \end{aligned}$$

$$\text{Por lo tanto, } x = 100,547.57 \text{ Wh}$$

Calculando el número de baterías, se tiene:

$$\text{N}^\circ \text{ de Baterías} = \frac{\text{Potencia Real}}{\text{Potencia Baterías}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Baterías} = \frac{100,547.57 \text{ Wh}}{2100 \text{ Wh/Batería}}$$

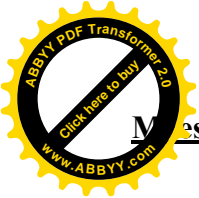
$$\text{N}^\circ \text{ de Baterías} = 47.88 \text{ Baterías} \approx 48 \text{ Baterías}$$

Así entonces, el consumo de las baterías será:

$$48 \text{ Baterías} \times 2100 \text{ WH/Batería} = 100,800 \text{ Wh}$$

$$\% \text{ Consumo de Baterías} = \left(\frac{\text{Consumo Real}}{\text{Potencia Generada por las baterías}} \right) \times 100\%$$

$$\% \text{Consumo de Baterías} = \left(\frac{70,383.3 \text{ Wh/día}}{100,800 \text{ Wh/día}} \right) \times 100\% = 69.82\%$$



Pero si ahora se requiere un respaldo, sea de 2 días, Moran et al (2002), recomiendan la expresión siguiente:

$$N^{\circ} \text{ de Baterías} = \frac{\text{Potencia Real} \times \text{Días de Autonomía}}{\text{Potencia Baterías}}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$N^{\circ} \text{ de Baterías} = \frac{100,547.57 \text{ Wh} \times 2 \text{ días}}{2100 \text{ Wh/Batería}}$$

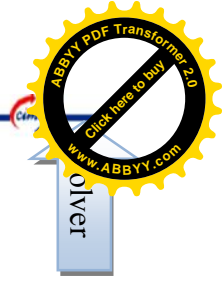
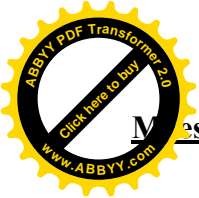
$$N^{\circ} \text{ de Baterías} = 95.75 \text{ Baterías} \approx 96 \text{ Baterías}$$

Así entonces, el consumo de las baterías será:

$$96 \text{ Baterías} \times 2100 \text{ WH/Batería} = 201,600 \text{ Wh}$$

$$\% \text{ Consumo de Baterías} = \left(\frac{\text{Consumo Real} \times \text{Días de Autonomía}}{\text{Potencia Generada por las baterías}} \right) \times 100\%$$

$$\% \text{ Consumode Baterías} = \left(\frac{70,383.3 \text{ Wh/día} \times 2 \text{ días}}{201,600 \text{ Wh/día}} \right) \times 100\% = 69.82\%$$



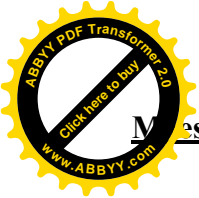
3.3.- CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES PARA CONECTORES.

Al igual que en el apartado 3.1, se presentan los cálculos del número de paneles pero para los contactos totales que se encuentran en el edificio. Cabe añadir que se ha dividido por etapas o zonas debido a la complejidad del edificio.

Como se describió anteriormente en la apartado 3.1, se planteó el cálculo para todas y todos los tipos de Luminarias que se encuentran en el inmueble. Ahora se considera la etapa de todos los contactos de la edificación completa. En la figura 3.4, se presenta el estudio de cargas para los contactos que contiene el edificio en cuestión y su consumo promedio.

Otras cargas							
	Equipo	Marca/modelo	Potencia	No. de equipos	Potencia nominal total	Factor de uso	Potencia total
1	CPU	Lenovo/ThinkCentre M55e # Serie 9645-846	240	27	5480	4	25920
2	Monitor LCD	Lenovo 9227-AC1	40	26	1040	4	4160
3	Cerradura magnética		3	1	3	0.2	0.6
4	Monitor LCD	Lanix TFT1780PSA	40	2	80	8	640
5	CPU	Lanix	343	1	343	8	2744
6	Mac	Mac	604	1	604	5	3020
7	Monitor LCD	Acer AL1816A	40	14	560	8	4480
8	CPU	IBM ID:9645B46	240	1	240	8	1920
9	Multifuncional	HP	889	1	889	1	889
10	CPU armado	N/A	231	4	924	8	7392
11	CPU	IBM MT-M81491KSM S.N KVF4BP	240	1	240	8	1920
12	MONITOR CTR	E54	150	1	150	8	1200
13	Fotocopiadora	Canon	889	1	889	2	1778
14	Contactos	N/A	180	46	280	0.5	4140
15	Impresora	HP LaserJet 2550L	217	1	217	1	217
16	Impresora	Brother HL525UDN	400	2	800	1	800
17	Monitor LCD	Lanix 700p	40	24	960	4	3840
18	CPU	Lanix Titan	350	24	8400	4	33600
19	Impresora	HP LaserJet 3050	380	1	380	1	380
20	Despachador de agua	Ciel	500	1	500	1	500
				Total	21.97		99.540

Figura 3.4.- Consumo promedio de otras cargas generadas en el edificio por los contactos hacia la red eléctrica.



El cálculo de consumo energético al realizar la sumatoria total es el siguiente:

• 1) Consumos totales por día y por mes:

$$E_{\text{total día}} = 99,540.6 \text{ Wh/día}$$

$$E_{\text{total mes}} = (99.5406 \text{ kWh/día}) \cdot (30 \text{ días/mes}) = 2,986.218 \text{ kWh/mes}$$

2) En base a la cotización realizada en el apartado 2.4, la mejor opción por garantía, instalación y asesoría, resulta ser la empresa SILIKEN de Valencia, España. También en base al consumo total y precio del panel, se sugiere por parte del proveedor Greenenergy®, el modelo SLK-60P6L, el cual tiene un potencia máxima nominal de 245 W, ya descrita sus características en la figura 3.2 y 3.3.

3) Para determinar el número de paneles solares, se contabilizan primero las perdidas por diversos factores enlistados en la figura A.1 del anexo A, el cual lo sugiere considerar para realizar un cálculo más realista, Lorenzo et al (1994).

4) Contabilizando las pérdidas:

- a) Pérdidas por Cableado = 1%
- b) Pérdidas por Conversión de Energía = 5 %
- c) Pérdidas por efectos de Temperatura = 15 % promedio.
- d) Pérdidas por polvo y sombreado mínimo = 6 % promedio

Al realizar la sumatoria, hace un total de 27%, de pérdidas. El proveedor (Greenenergy®) sugiere manejar un 30%, el cual es tomado en cuenta.

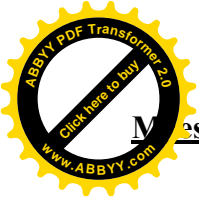
5) Por lo tanto, el consumo real de energía es:

$$E_{\text{Real}} = (E_{\text{total día}} \times \% \text{Pérdidas}) + E_{\text{total día}}$$

$$E_{\text{Real}} = (99,540.6 \text{ Wh/día} \times 0.3) + 99,540.6 \text{ Wh/día} = 129,402.78 \text{ Wh/día}$$

6) Calculando la Potencia que debe ser suministrada por los paneles, considerando un tiempo de 5 horas-pico/día en promedio, según la tabla de la figura A.2 del anexo A y sobre todo los gráficos del apartado 2.5.1, se tiene:

$$P_{\text{FV}} = \frac{E_{\text{Real/día}}}{\text{Horas - pico/día}} = \frac{129402.78 \text{ Wh/día}}{5 \text{ Horas - pico/día}} = 25,880.556 \text{ W}$$

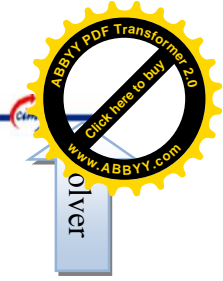
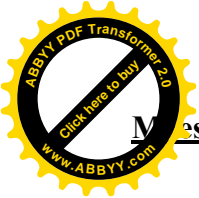


7) Ahora, si cada módulo PV es de 245 W de potencia nominal, el número de paneles viene dado como:

$$\text{N}^\circ \text{ de Paneles} = \frac{P_{\text{FV}} \text{ (en W)}}{P_{\text{mpp}} \text{ del Módulo (en W)}} = \frac{25,880.556 \text{ W}}{245 \text{ W}} = 105.64 \text{ Paneles}$$

8) Finalmente el resultado obtenido se redondea al número par más próximo (Moran et al, 2002), es decir: **Nº de Paneles ≈ 106.**

Ahora 106 paneles × 245 W = 25,970 W, quedando un amortiguamiento de 89.444 W considerando ya las pérdidas.



3.4.- CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERÍAS PARA CONECTORES.

Considerando, al igual que en el apartado 3.2, para la determinación del número de baterías necesarias para satisfacer la demanda de todos los contactos del edificio de usos múltiples (Biblioteca), se describe el procedimiento siguiente, seleccionando una batería de Gel de Ciclo profundo de 6 V y de 350 Amp*hora, se tiene:

$$\text{Potencia Nominal} = (350 \text{ A} \cdot \text{h})(6 \text{ V}) = 2100 \text{ W} \cdot \text{h}$$

De una batería sólo se puede aprovechar el 70%, esto con el fin de prolongar los ciclos de carga y descarga [13], por lo tanto se tiene que el consumo de contactos por día es de **99,540.6 Wh/día**, según el cálculo del apartado 3.3.

Ahora planteando una regla de tres en base a la eficiencia de la batería, se tiene:

$$\begin{aligned}
 99,540.6 \text{ Wh} &\rightarrow 70 \% \\
 x &\rightarrow 100\% \\
 \text{Por lo tanto, } x &= 142,200.86 \text{ Wh}
 \end{aligned}$$

Calculando el número de baterías, se tiene:

$$\begin{aligned}
 \text{N}^\circ \text{ de Baterías} &= \frac{\text{Potencia Real}}{\text{Potencia Baterías}} \\
 \text{N}^\circ \text{ de Baterías} &= \frac{142,200.86 \text{ Wh}}{2100 \text{ Wh/Batería}}
 \end{aligned}$$

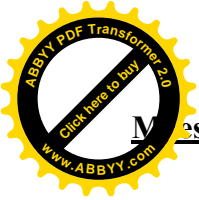
Nº de Baterías = 67.72 Baterías ≈ 68 Baterías

Así entonces, el consumo de las baterías será:

$$68 \text{ Baterías} \times 2100 \text{ WH/Batería} = 142, 800 \text{ Wh}$$

$$\% \text{ Consumo de Baterías} = \left(\frac{\text{Consumo Real}}{\text{Potencia Generada por las baterías}} \right) \times 100\%$$

$$\% \text{Consumo de Baterías} = \left(\frac{99,540.6 \text{ Wh/día}}{142,800 \text{ Wh/día}} \right) \times 100\% = 69.71\%$$



Pero si ahora se requiere un respaldo, sea de 2 días, Moran et al (2002), recomiendan la expresión siguiente:

$$\text{N}^\circ \text{ de Baterías} = \frac{\text{Potencia Real} \times \text{Días de Autonomía}}{\text{Potencia Baterías}}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$\text{N}^\circ \text{ de Baterías} = \frac{142,200.86 \text{ Wh} \times 2 \text{ días}}{2100 \text{ Wh/Batería}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Baterías} = 135.43 \text{ Baterías} \approx 136 \text{ Baterías}$$

Así entonces, el consumo de las baterías será:

$$136 \text{ Baterías} \times 2100 \text{ WH/Batería} = 285,600 \text{ Wh}$$

$$\% \text{ Consumo de Baterías} = \left(\frac{\text{Consumo Real} \times \text{Días de Autonomía}}{\text{Potencia Generada por las baterías}} \right) \times 100\%$$

$$\% \text{Consumo de Baterías} = \left(\frac{99,540.6 \text{ Wh/día} \times 2 \text{ días}}{285,600 \text{ Wh/día}} \right) \times 100\% = 69.71\%$$

3.5.- CALCULO DEL NÚMERO DE PANELES TOTALES EN EL EDIFICIO.

La medición del área efectiva de la parte superior del edificio D, ya se ha descrito en el apartado 2.6, según la figura 2.34, la cual en resumen se muestra en la figura 3.5:

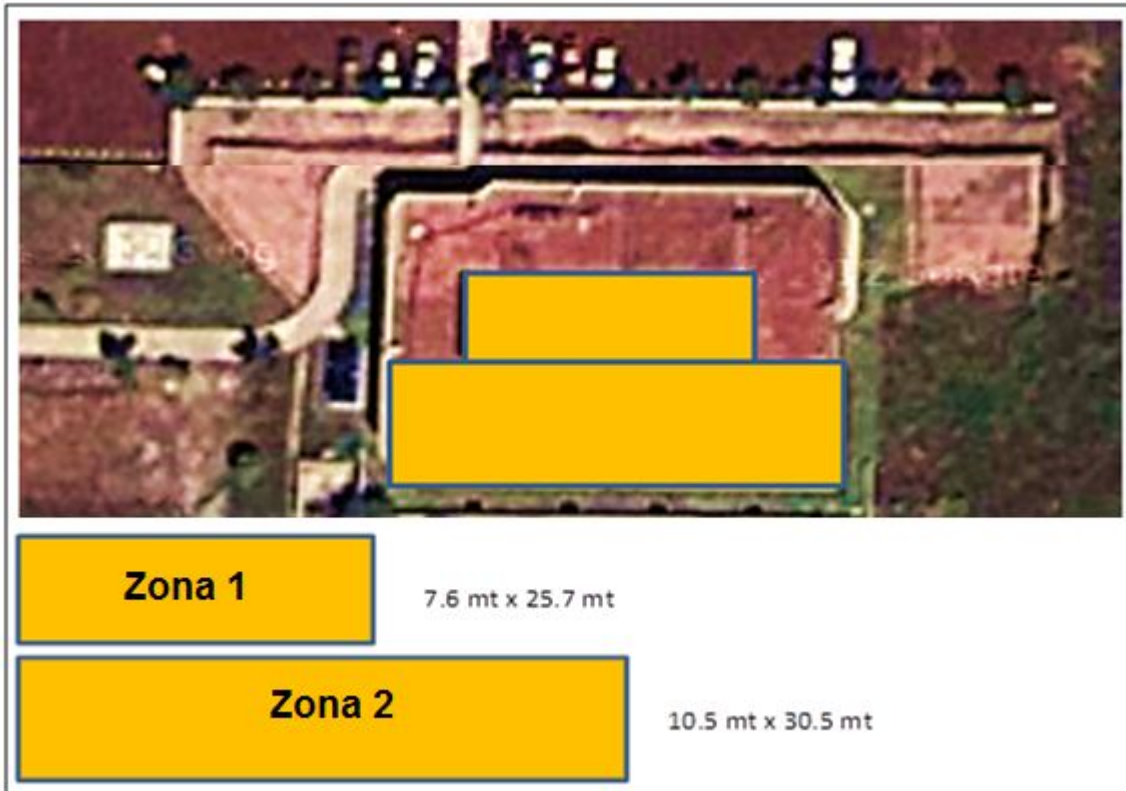


Fig. 3.5.- Área disponible sin generar sombra del edificio de usos múltiples.

- En base al área efectiva que no presenta sombreado, se tiene que el área de cada panel modelo SLK-60P6L de 245 W_{mpp}, descrito en el apartado 3.1 de la figura 3.3, es:

Medidas: 1640×990×40 mm = 1.64 × 0.99 × 0.04 m

Cálculo del área [6]: $A_{panel} = 2(a \times b + b \times c + c \times a)$

$$A_{panel} = 2(1.64 \times 0.99 + 0.99 \times 0.04 + 0.04 \times 1.64)$$

$$A_{panel} = 3.4576 \text{ m}^2$$

- El área efectiva del edificio se calcula considerando pasillos de 40 cm alrededor para mantenimiento de los paneles [12], lo cual deja un área efectiva en Zona 1 y Zona 2, según la figura 3.5, de:

$$\text{Área Efectiva}_{\text{Zona 1}} = (7.6 - 0.4) \times (25.7 - 0.4) = 182.16 \text{ m}^2$$

$$\text{Área Efectiva}_{\text{Zona 2}} = (10.5 - 0.4) \times (30.5 - 0.4) = 304.01 \text{ m}^2$$

- Ahora calculando la separación entre módulos, se tiene el siguiente análisis, mostrado en la **figura 3.6**, la cual se modificó para crear un triángulo rectángulo con el fin de facilitar el cálculo.

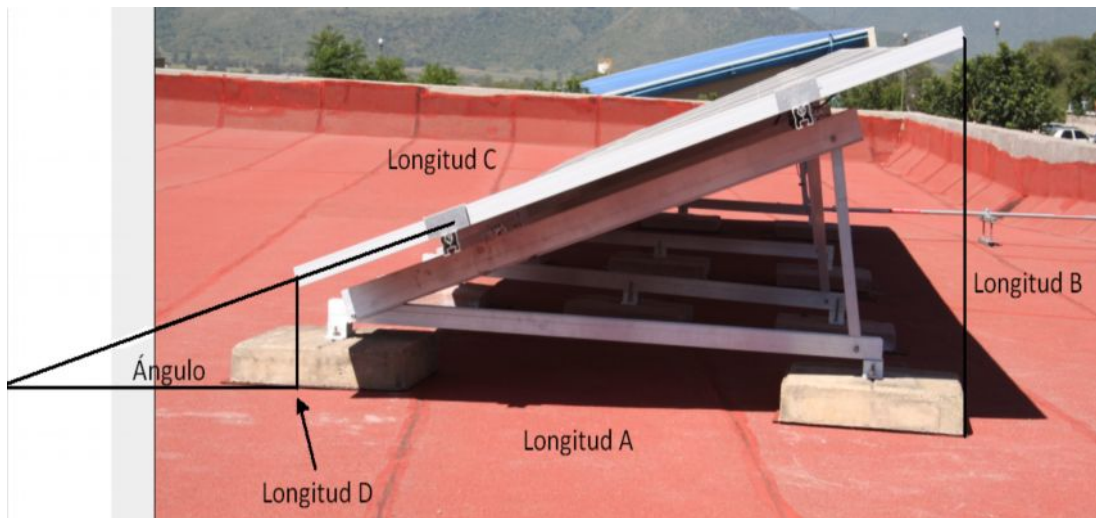


Figura 3.6.- Esquema para medición de las longitudes y ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos ya instalados.

Donde los valores de las longitudes y ángulo, según las especificaciones siguientes, son:

- 1) Longitud A = 225.70 cm (medida físicamente).
- 2) Longitud B = 78.60 cm (medida físicamente).
- 3) Longitud C = 239.00 cm (determinado por teorema de Pitágoras, debido a que no se contaba con una vara o riel recto en ese momento), $C^2 = A^2 + B^2$.
- 4) Longitud D = 22.80 cm (medida físicamente).
- 5) Ángulo de inclinación = 19.2° , calculado con la ley de Senos:
 $\beta = \text{ArcSen} (78.6 \text{ cm}/239 \text{ cm})$.
- 6) Ángulo superior = 70.8° , calculado con la ley de Senos:
 $\alpha = \text{ArcSen} [\text{Sen } 19.2^\circ \times (225.7/78.6)]$

- Ahora para la separación entre paneles, Moran et al (2002) recomiendan se calcule a partir de la **figura 3.7**, la cual es complemento de la ecuación (2), con el fin de minimizar los efectos de sombreado entre paneles fotovoltaicos.

$$D = L \left(\frac{\text{Sen } \beta}{\text{Tan } \alpha} + \text{Cos } \beta \right) \tag{2}$$

Donde las variables D, L, β y α , se describen en la **figura 3.7**:

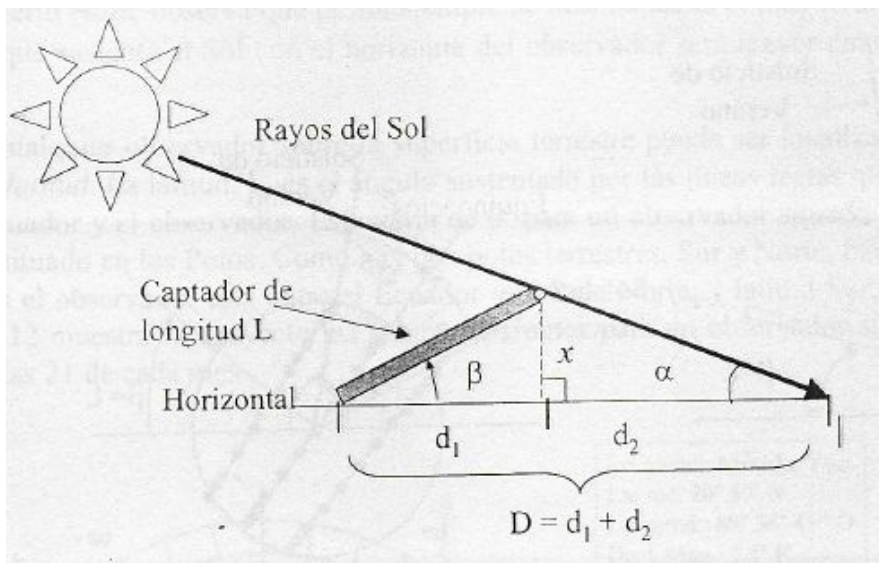


Fig. 3.7.- Dibujo que muestra la separación "D" entre módulos para evitar el sombreado [12].

- Calculando el día Juliano, extraído de la figura C.1 del anexo C [12], considerando por ejemplo en día 6 de Octubre se tiene que:

$$n \text{ (para el 6 Octubre)} = 273 + i = 273 + 6 = \mathbf{279}$$

- Calculando el ángulo **Azimutal**, definido en la expresión (3), según Moran et al (2002) y sustituyendo el valor de $n = 279$, se tiene que $\delta = 23.45^\circ \times \text{Sen } [360(279-80)/365]$

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[\frac{360(n - 80)}{365} \right] \tag{3}$$

Queda que $\delta = -6.5714^\circ$ (ángulo negativo).

Calculando el ángulo α según la expresión (4) propuesta también por Moran et al. (2002), considerando $L = 164 \text{ cm}$ del módulo y δ con -6.5714° , se tiene:

$$\alpha = 90^\circ - |L - \delta| \tag{4}$$

$$\alpha = 90^\circ - |L - \delta| = 90^\circ - |164 - (-6.5714)|$$

Así entonces, $\alpha = -80.5714^\circ$ (ángulo negativo).

Finalmente sustituyendo los valores de L y α en la ecuación (2) y el ángulo β , de la figura 3.6, queda que:

$$D = L \left(\frac{\text{Sen } \beta}{\text{Tan } \alpha} + \text{Cos } \beta \right) = 164 \text{ cm} \left(\frac{\text{Sen } 19.2^\circ}{\text{Tan } (-80.5714^\circ)} + \text{Cos } 19.2^\circ \right) = 145.92 \text{ cm}$$

- Ahora, calculando el área efectiva con separación de paneles como se describe en la figura 3.8, se tiene:

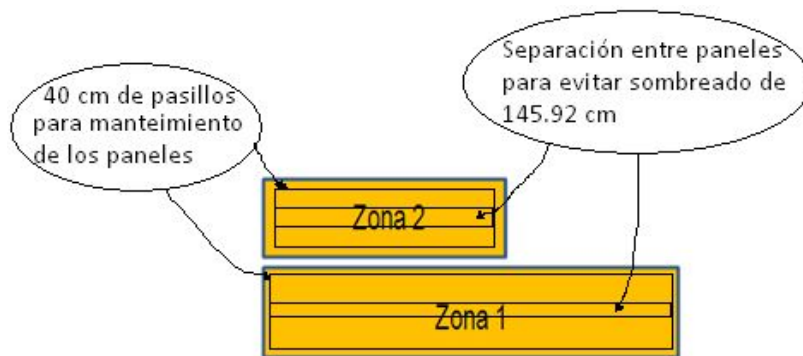
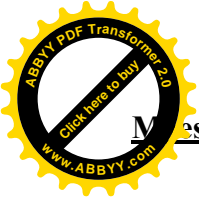


Fig. 3.8.- Factores a considerar para el cálculo del área efectiva.

$$\text{Área Efectiva}_{\text{Zona 1}} = [7.6 - (0.4 + 1.4592)] \times (25.7 - 0.4) = 145.24 \text{ m}^2$$

$$\text{Área Efectiva}_{\text{Zona 2}} = [10.5 - (0.4 + 1.4592)] \times (30.5 - 0.4) = 260.09 \text{ m}^2$$



- Calculando el número de paneles que se pueden acomodar por zona son:

1) Paneles en la Zona 1:
$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \left(\frac{\text{Área Efectiva}}{\text{Área del panel}} \right) = \left(\frac{145.24 \text{ m}^2}{3.4576 \text{ m}^2} \right) = 42.00 \text{ paneles}$$

2) Paneles en la Zona 2:
$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \left(\frac{\text{Área Efectiva}}{\text{Área del panel}} \right) = \left(\frac{260.09 \text{ m}^2}{3.4576 \text{ m}^2} \right) = 75.22 \text{ paneles} \approx 74 \text{ paneles}$$

En la Zona 2, se recomienda cerrar el resultado al número par inmediato menor al número calculado [12].

- Al sumar los paneles y calcular su potencia se tiene:

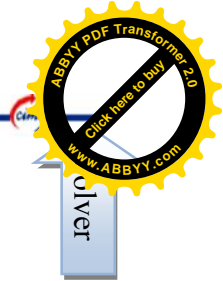
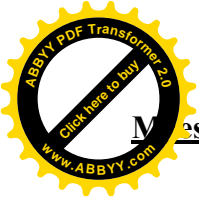
$$N^{\circ} \text{ de Paneles} = 74 + 42 = 116 \text{ paneles.}$$

$$\text{Potencia nominal} = P_{\text{mpp}} = 116 \text{ paneles} \times 245 \text{ W/panel} = 28,420 \text{ W}$$

Potencia Real considerando un 30% de pérdidas:

$$P_{\text{Real}} = P_{\text{mpp}} - (P_{\text{mpp}} \times 0.3) = 28,420 \text{ W} - (28,420 \times 0.3) = 19,894 \text{ W} \approx \mathbf{20 \text{ KW}}$$

El valor aproximado y calculado es cercano a los **20 KW**.



3.6.- CALCULO DE BATERÍAS TOTALES PARA EL EDIFICIO.

El cálculo de baterías totales para el edificio, se determina al realizar la sumatoria de las baterías calculadas en el apartado 3.2 y 3.4, con lo cual se tienen dos vertientes: Sin días de respaldo y con 2 días de respaldo.

1) Sin Días de Respaldo:

$$\text{Baterías totales} = \underbrace{48 \text{ Baterías}}_{\text{De las Luminarias}} + \underbrace{68 \text{ Baterías}}_{\text{De Contactos}} = 116 \text{ Baterías}$$

Lo cual proporcionaría un Potencia Nominal de:

$$\text{Potencia Nominal} = (350 \text{ A} \cdot \text{h})(6 \text{ V})(116 \text{ Baterías}) = 243,600 \text{ Wh}$$

Ahora planteando una regla de tres en base a la eficiencia real de la batería, se tiene:

$$243,600 \text{ Wh} \rightarrow 100 \%$$

$$x \rightarrow 70\%$$

$$\text{Por lo tanto, } x = 170,520 \text{ Wh}$$

2) Con 2 Días de Respaldo:

$$\text{Baterías totales} = \underbrace{96 \text{ Baterías}}_{\text{De las Luminarias}} + \underbrace{136 \text{ Baterías}}_{\text{De Contactos}} = 232 \text{ Baterías}$$

Lo cual proporcionaría un Potencia Nominal de:

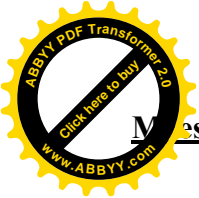
$$\text{Potencia Nominal} = (350 \text{ A} \cdot \text{h})(6 \text{ V})(232 \text{ Baterías}) = 487,200 \text{ Wh}$$

Ahora planteando una regla de tres en base a la eficiencia real de la batería, se tiene:

$$487,200 \text{ Wh} \rightarrow 100 \%$$

$$x \rightarrow 70\%$$

$$\text{Por lo tanto, } x = 341,040 \text{ Wh}$$



3.7.- ANÁLISIS DE EFICIENCIA EN LA RED ARROJADA POR EL PANEL.

La eficiencia promedio de la potencia del panel conectado a la Red viene dado por la expresión (5) siguiente [4]:

$$\eta = \frac{P_{Arrojada}}{P_{mpp}} \tag{5}$$

A partir de los datos obtenidos del Inversor a las 12:11 PM (hora-pico), según la **figura 2.13**, se obtiene el valor de: 1253 W para 7 paneles modelo SLK -60P6L de $P_{mpp} = 245 \text{ W}$ c/u conectados en serie, por lo que la eficiencia de la potencia en la red sustituyendo los valores en la expresión (5), se tiene:

$$\eta = \frac{P_{Arrojada}}{P_{mpp}} = \frac{(1253 \text{ W})}{(245 \text{ W} \times 7)} = 0.7306 = 73.06\%$$

Para el caso del Voltaje aplica la misma expresión, por lo que se tiene que::

$$\eta = \frac{V_{Arrojada}}{V_{mpp}} = \frac{(184 \text{ V - DC})}{(29.6 \text{ V - DC} \times 7)} = 0.8880 = 88.80\%$$

Para el Caso de la Corriente eléctrica es:

$$\eta = \frac{I_{Arrojada}}{I_{mpp}} = \frac{(7.1 \text{ A})}{(8.27 \text{ A})} = 0.8585 = 85.85\%$$

Cabe añadir que los datos de potencia, voltaje y corriente, son tomados directamente de la pantalla del inversor, según se explica en la **figura 2.13**. los resultados resultan favorables y altos, debido a que el sistema es relativamente nuevo y que está conectado a la red y no a baterías, lo cual merma mucho la eficiencia de las variables antes descritas [15].

3.8.- EFICIENCIA REAL PROMEDIO DEL PANEL.

- La eficiencia verdadera de conversión de energía de un panel, viene dada por la expresión (6) siguiente [2]:

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{\text{inc}} \cdot A_s} \quad (6)$$

Donde:

P_{\max} = es la potencia máxima o la nominal alcanzada por el panel (en W). Para éste caso, del modelo SLK-60P6L, es de 245 W.

P_{inc} = es la Irradiancia promedio del lugar y hora pico (en W/m²).

A_s = es el área del módulo PV (en m²).

De la **figura 2.32** de la Irradiancia máxima promedio anual, se selecciona el mes de Enero (803 W/m²) y el área del módulo PV modelo SLK-60P6L descritas sus medidas en la **figura 3.3** y calculada su área en el **apartado 3.5** que es de **3.4576 m²**, se tiene que la eficiencia real promedio para el mes de descrito anteriormente es de:

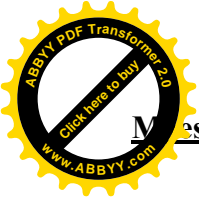
$$\eta_{\text{Enero}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(803 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 8.824\%$$

Por lo que para el resto de los meses la eficiencia viene dada como:

$$\eta_{\text{Febrero}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(873 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 8.117\%$$

$$\eta_{\text{Marzo}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(993 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 7.136\%$$

$$\eta_{\text{Abril}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(995 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 7.121\%$$



$$\eta_{\text{Mayo}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(1034 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 6.853\%$$

$$\eta_{\text{Junio}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(1004 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 7.058\%$$

$$\eta_{\text{Julio}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(1046 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 6.774\%$$

$$\eta_{\text{Agosto}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(1160 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 6.109\%$$

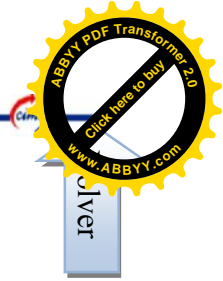
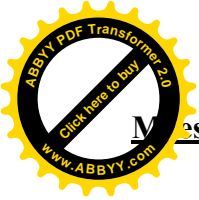
$$\eta_{\text{Septiembre}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(1032 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 6.866\%$$

$$\eta_{\text{Octubre}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(739 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 9.588\%$$

$$\eta_{\text{Noviembre}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(662 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 10.704\%$$

$$\eta_{\text{Diciembre}} = \left(\frac{245 \text{ W}}{(744 \text{ W/m}^2) \times 3.4576 \text{ m}^2} \right) = 9.524\%$$

Con lo que puede deducirse que entre más Irradiancia este en el clima, menos captación tendrá en módulo, debido a su área tan pequeña comparada con la iluminación del sol. Por lo que conviene tener paneles de gran área o conjuntar una serie de módulos PV para incrementar la superficie de contacto.

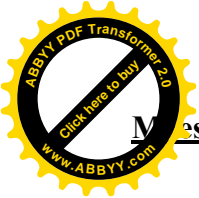


VII. CAPÍTULO 4.- CONCLUSIONES Y TRABAJO A FUTURO

4.1.- Conclusiones.

4.2.- Trabajo a Futuro.



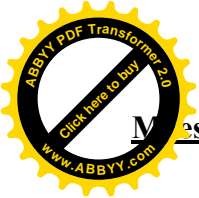


4.1.- CONCLUSIONES.

La presente tesis es un buen precedente de la metodología y la técnica profesional que se debe utilizar en la Implementación de un sistema fotovoltaico, para la alimentación de energía eléctrica solar en un edificio de usos múltiples, la implementación implicó metodologías y cálculos, tales como, los estudios del sitio considerando todos los factores, de tal forma que se obtenga la máxima eficiencia de este, la metodología es de vital importancia, es fundamental el aplicar los conocimientos adquiridos en la maestría, en particular en relación a la fuente energía solar, el estudio del sitio da inicio a la caracterización de los recursos de la localidad y del entorno en donde está situada la UTZMG, en la cual, se instaló el sistema fotovoltaico; al implicar diversos dispositivos el sistema es necesario analizar las características de cada uno de ellos y así seleccionar los de mejor eficiencia existentes en el mercado de fotovoltaico y que además sean de utilidad para ser utilizados como herramientas didácticas propias de la UTZMG y el sector productivo que lo requiera.

Una vez realizados los estudios del sitio apoyados con la estación meteorológica de la UTZMG así como estudio y cálculos de sombras y dimensionamiento para seleccionar los dispositivos pertinentes, por ejemplo: número de paneles, estructura de montaje, cableado, sistema de tierra y protección, inversor, elementos que integran el sistema solar fotovoltaico; procedimos a la instalación con mucho éxito.


Después del trabajo realizado podemos asegurar que los objetivos planteados en el presente trabajo han sido alcanzados en tiempo y forma, realizando primero el estudio de viabilidad de la zona para el establecimiento de sistemas fotovoltaicos para consumo energético, interconectando a la red el sistema que abastece las luminarias en un edificio de usos múltiples en la UTZMG, para ello fue necesario realizar el dimensionamiento, diseño y desde la luego la instalación de paneles fotovoltaicos policristalinos.




4.2.- TRABAJO A FUTURO.

El proyecto a realizar es grande y ambicioso, requiere de muchos materiales y por lo tanto de un fuerte desembolso económico para la realización del mismo. Por tal motivo hemos dividido el proyecto en etapas independientes que se realizarán conforme el presupuesto corriente lo permita. Hasta el momento se realizó la etapa uno en su totalidad, entregando hasta este punto funcionando en perfecto estado el sistema fotovoltaico en el mes de octubre. Cabe señalar que los recursos para realizar la etapa uno se obtuvo en la convocatoria 2011 para el Fortalecimiento de los cuerpos académicos que otorga la Secretaría de Educación Superior, como se muestra en la **figura 4.1**.

"2011, Año del Turismo en México."



SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
PROGRAMA DE MEJORAMIENTO DEL PROFESORADO



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

30/Agosto/2011

Fortalecimiento de los Cuerpos Académicos
Convocatoria 2011

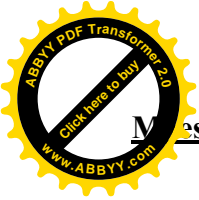
DICTAMEN
APROBADO

Institución	Universidad Tecnológica de la Zona Metropolitana de Guadalajara
Nombre del Cuerpo Académico	Ahorro de Energía y Aplicación de las Energías Renovables
IDCA	9035
CLAVE	UTZMG-CA-1
Nombre del proyecto	Diagnóstico y Sustentabilidad Energética, a Través de Aplicaciones de las Energías Renovables para la Universidad Tecnológica de la Zona Metropolitana de Guadalajara.
Vigencia del apoyo	30/Agosto/2011 – 29/Agosto/2012

Fig. 4.1.- Dictamen de aprobación para el Sistema fotovoltaico (PVS).

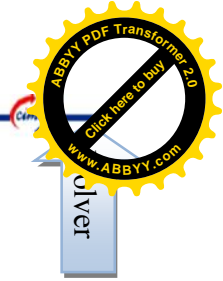
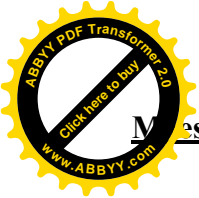
A continuación se describen las cuatro etapas propuestas para la realización del proyecto total.

- **Etapa 1:** La etapa uno quedó concluida en octubre del presente año, dicha etapa considera el abastecimiento fotovoltaico para las luminarias del edificio D de usos múltiples interconectado a la red de suministro de CFE.
- **Etapa 2.** Considera abastecer los tomacorrientes del edificio D, que proveen de energía eléctrica a las computadoras y otros equipos que se usan en el edificio, en esta etapa el sistema fotovoltaico será conectado a la red de suministro de la CFE.



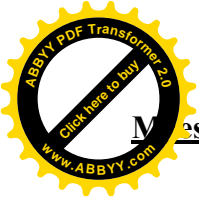
- **Etapa 3.** El PVS interconectado a la red, que fue instalado para las luminarias del edificio será provisto del equipo necesario para hacerlo autónomo.

- **Etapa 4.** El PVS interconectado a la red, que fue instalado para las computadoras y otros equipos que se usan en el edificio será provisto del equipo necesario para hacerlo autónomo.



VIII.- BIBLIOGRAFÍA.

- 1) 6.0, M. (2003). *Atlas de la Cocina Solar*. Recuperado el 21 de Octubre de 2012, de <http://www.atlascocinasolar.com/radiacion-solar-mapa-mundial.php>
- 2) Antonio Luque and Steven Hegedus, E. (2011). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 2nd Edition. USA: John Wiley & Sons Ltd.
- 3) Dubey, G. N. (2010). *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*. United Kingdom: RSC Publishing.
- 4) González R., Medrano C., Lagunas J. et al. *Pequeños Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica*, fase II: Informe Técnico Anual 2001, Informe Interno IIE/01/14/11779/I002/P, febrero de 2002.
- 5) Gray, J. L. (2003). The Physics of the Solar Cell. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* , 61-112.
- 6) Larson, E. (2003). *Cálculo con Geometría Analítica*. México: Mc Graw Hill
- 7) Lorenzo, E. et. al. *Electricidad solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*, Sevilla, Ed. Progensa, 1994.
- 8) Loucas Tsakalacos, E. (2010). *Nanotechnology for photovoltaics*. New York, USA: CRC Press.
- 9) Luque, S. S. (2003). Status, Trends, Challenges and the Bright Future of Solar Electricity from Photovoltaics. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* , 1-43.
- 10) Luther, J. (2003). Motivation for Photovoltaic Application and Development. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* , 45-60.
- 11) Nacional, S. m. (2011). *Power Electrical Sale Corporation*. Recuperado el 21 de Octubre de 2012, de <http://www.pesco.com.mx/pesco/eficiencia/index.php/servicios/sistemas-fotovoltaicos/radiacion-solar>.
- 12) Morán, N. V. (11 de Marzo de 2002). Integración de Sistemas-sección 1bc. *Archivo PDF* . Tijuana, Baja California, México.
- 13) Report IEA-PVPS T1-10:2001. *Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries*, September 2001.



- 14) S.R. Wenham, M. G. (2007). *APPLIED PHOTOVOLTAICS, 2nd Edition*. USA: Earthscan Home.
- 15) Vesselinka Petrova-Koch, R. H. (2009). *High-Efficient Low-Cost Photovoltaics*. Heidelberg, Deutschland: Springer.
- 16) Vivian W. W. Yam, E. (2010). *WOLEDs and Organic Photovoltaics*. Hong Kong, China: Springer.
- 17) W.B.GILLETT, R. W. (2005). *PHOTOVOLTAIC DEMONSTRATION PROJECTS 2*. United Kingdom: ELSEVIER.

IX.- ANEXOS

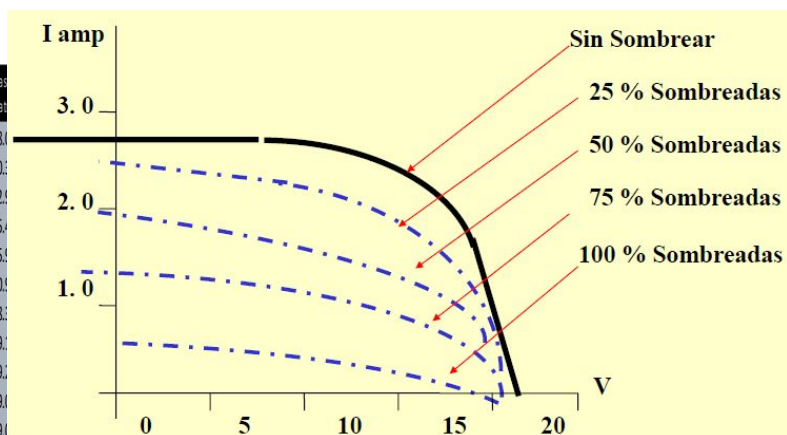
[Anexo A.- Carta de pérdidas en paneles solares y horas efectivas.](#)

[Anexo B.- Carta de Estudio de Sombras.](#)

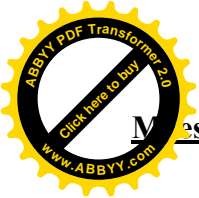
[Anexo C.- Carta del día Juliano.](#)

Tablas y gráficos de la simulación manual

MES	Potencia sistema	Horas con mas de 120 w/m2	Horas con mas de 600 w/m3	Horas de insolacion	Radiación maxima	Potencia bruta generada	Perdidas por cable	Perdidas por conversion	Temperatura ambiente	Temperatura del panel	Perdidas temperatura
Enero	28.08	9	5	10.94	688	140.4	1.00%	5.00%	24	43.392	8.1
Febrero	28.08	9	5	11.45	793	140.4	1.00%	5.00%	25.6	48.562	10.2
Marzo	28.08	11	7	12.00	882	196.56	1.00%	5.00%	28.4	54.388	12.2
Abril	28.08	11	7	12.59	987	196.56	1.00%	5.00%	30.5	60.058	15.2
Mayo	28.08	11	9	13.05	981	252.72	1.00%	5.00%	31.8	61.154	15.2
Junio	28.08	11	7	13.26	718	196.56	1.00%	5.00%	29.4	49.812	10.2
Julio	28.08	11	5	13.09	635	140.4	1.00%	5.00%	26.3	43.89	8.1
Agosto	28.08	11	5	12.63	687	140.4	1.00%	5.00%	26.4	45.758	9.1
Septiembre	28.08	11	5	12.00	701	140.4	1.00%	5.00%	26.1	45.934	9.1
Octubre	28.08	9	5	11.47	693	140.4	1.00%	5.00%	25.9	45.462	9.1
Noviembre	28.08	9	5	10.96	705	140.4	1.00%	5.00%	25.5	45.47	9.1
Diciembre	28.08	9	3	10.74	616	84.24	1.00%	5.00%	23.6	40.544	6.84%
											73.81



MES	"n" para el i-ésimo día del mes (Para año bisiesto sumar 1 a las constantes con *)
Enero	i
Febrero	31 + i
Marzo	59 + i*
Abril	90 + i*
Mayo	120 + i*
Junio	151 + i*
Julio	181 + i*
Agosto	212 + i*
Septiembre	243 + i*
Octubre	273 + i*
Noviembre	304 + i*
Diciembre	334 + i*



ANEXO A.- CARTA DE PÉRDIDAS EN PANELES SOLARES Y DE HORAS EFECTIVAS.

Tablas y gráficos de la simulación manual

MES	Potencia sistema	Horas con mas de 120 w/m2	Horas con mas de 600 w/m3	Horas de insolacion	Radiación máxima	Potencia bruta generada	Perdidas por cable	Perdidas por conversion	Temperatura ambiente	Temperatura del panel	Perdidas de temperatura	Potencia generada
Enero	28.08	9	5	10.94	688	140.4	1.00%	5.00%	24	43.392	8.09%	121.36
Febrero	28.08	9	5	11.45	793	140.4	1.00%	5.00%	25.6	48.562	10.37%	118.36
Marzo	28.08	11	7	12.00	882	196.56	1.00%	5.00%	28.4	54.388	12.93%	160.96
Abril	28.08	11	7	12.59	987	196.56	1.00%	5.00%	30.5	60.058	15.43%	156.35
Mayo	28.08	11	9	13.05	981	252.72	1.00%	5.00%	31.8	61.154	15.91%	199.87
Junio	28.08	11	7	13.26	718	196.56	1.00%	5.00%	29.4	49.812	10.92%	164.68
Julio	28.08	11	5	13.09	635	140.4	1.00%	5.00%	26.3	43.89	8.31%	121.07
Agosto	28.08	11	5	12.63	687	140.4	1.00%	5.00%	26.4	45.758	9.13%	119.99
Septiembre	28.08	11	5	12.00	701	140.4	1.00%	5.00%	26.1	45.934	9.21%	119.88
Octubre	28.08	9	5	11.47	693	140.4	1.00%	5.00%	25.9	45.462	9.00%	120.16
Noviembre	28.08	9	5	10.96	705	140.4	1.00%	5.00%	25.5	45.47	9.01%	120.15
Diciembre	28.08	9	3	10.74	616	84.24	1.00%	5.00%	23.6	40.544	6.84%	73.81

Figura A.1.- Tabla de simulación por computadora de las pérdidas promedio para las instalaciones de PVS en diferentes meses del año [7].

RADIACION SOLAR MÁXIMA TOTAL																								Horas con mas de 120 W/m2	Total de radiación	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	62.1	235.9	411.4	557.8	654.3	688.0	654.3	557.8	411.4	235.9	62.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9	4,631.1
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	113.1	308.7	499.0	655.4	757.5	793.0	757.5	655.4	499.0	308.7	113.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9	5,460.3
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	174.2	383.9	581.9	742.2	846.1	882.0	846.1	742.2	581.9	383.9	174.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11	6,338.5
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.2	249.3	473.3	679.6	844.4	950.4	987.0	950.4	844.4	679.6	473.3	249.3	43.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11	7,467.5
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	82.1	287.2	501.2	695.2	848.8	947.2	981.0	947.2	848.8	695.2	501.2	287.2	82.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11	7,704.3
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	72.7	222.3	376.1	514.7	624.1	694.0	718.0	694.0	624.1	514.7	376.1	222.3	72.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11	5,725.8
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.1	187.8	325.9	450.9	549.9	613.2	635.0	613.2	549.9	450.9	325.9	187.8	55.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11	5,000.6
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.5	176.1	331.5	474.3	588.4	661.7	687.0	661.7	588.4	474.3	331.5	176.1	32.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11	5,216.1
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	138.5	305.1	462.5	589.9	672.4	701.0	672.4	589.9	462.5	305.1	138.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11	5,037.8
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.4	271.1	437.0	573.2	662.1	693.0	662.1	573.2	437.0	271.1	100.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9	4,780.6
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	65.0	243.0	422.4	572.0	670.6	705.0	670.6	572.0	422.4	243.0	65.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9	4,651.3
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.8	199.3	360.1	495.3	584.8	616.0	584.8	495.3	360.1	199.3	42.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9	3,980.4
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	149.6	329.6	499.5	637.1	726.3	757.2	726.3	637.1	499.5	329.6	149.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11	

más de 120	
menos de 120	
no hay radiación	

Figura A.2.- Tabla de valores promedio de radiación solar y horas pico para México [4].

ANEXO B.- CARTA DE ESTUDIO DE SOMBRAS.

EFFECTO DEL SOMBREADO

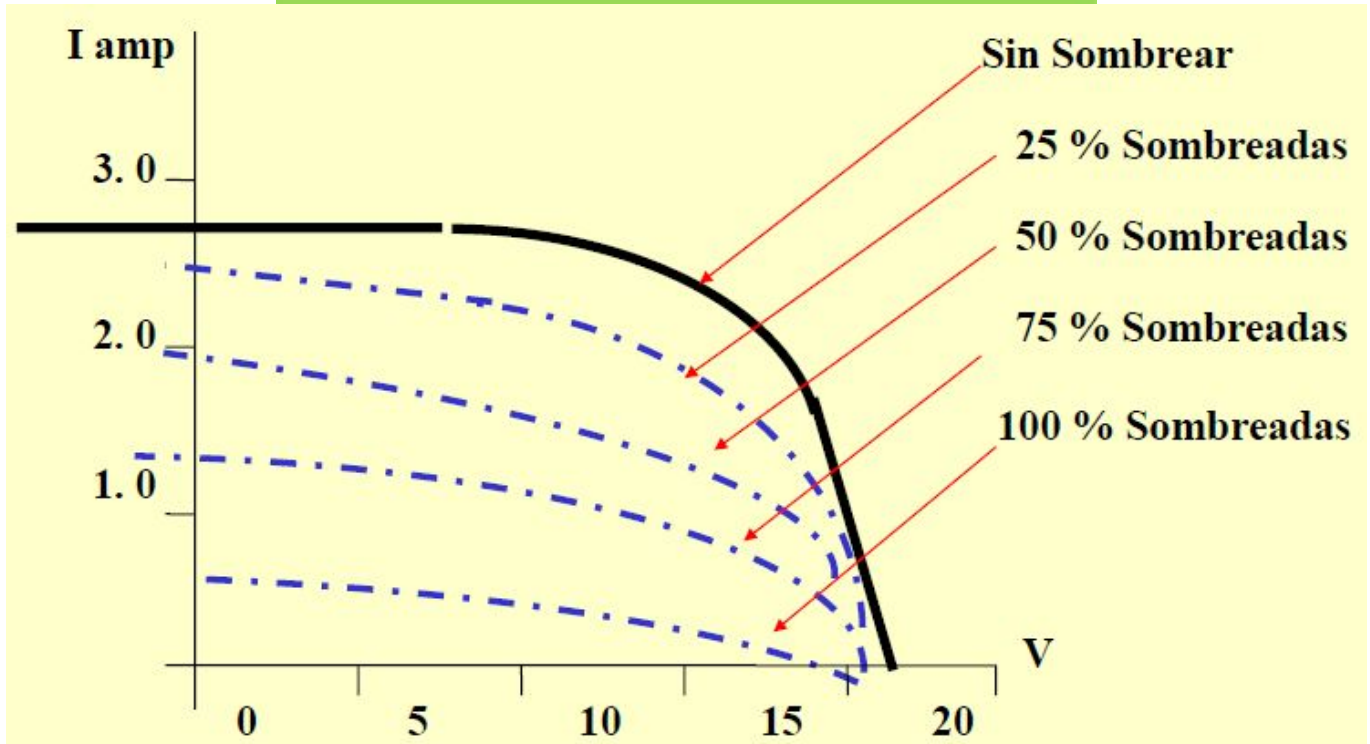
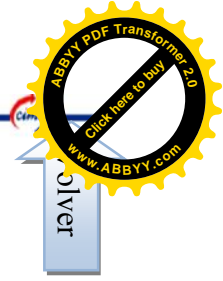
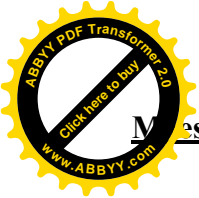


Figura B.1.- Efecto del sombreado en la generación de voltaje y corriente eléctrica [12].



ANEXO C.- CARTA DEL DÍA JULIANO.

Calculo de "n" (día juliano)

MES	"n" para el i-ésimo día del mes (Para año bisiesto sumar 1 a las constantes con *)
Enero	i
Febrero	$31 + i$
Marzo	$59 + i^*$
Abril	$90 + i^*$
Mayo	$120 + i^*$
Junio	$151 + i^*$
Julio	$181 + i^*$
Agosto	$212 + i^*$
Septiembre	$243 + i^*$
Octubre	$273 + i^*$
Noviembre	$304 + i^*$
Diciembre	$334 + i^*$

Figura C.1.- Carta para el cálculo del día Juliano [12].