

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES
AVANZADOS, S. C.

POSGRADO

Modelo para el dimensionamiento de sistemas
Fotovoltaicos con Interconexión a Red, aplicado a la
UTNL para la difusión del uso de las Energías
Renovables

Tesis que como requisito para obtener el grado de

MAESTRO EN CIENCIAS EN ENERGÍAS RENOVABLES

Presenta

Martin Cruz Arellano

Director de Tesis
Dr. Armando Reyes

Nuevo Laredo Tamaulipas, Junio 2012

Agradecimientos

Agradecer a Dios por darme la fortaleza, la dedicación y la voluntad para llevar a buen término la realización de este proyecto.

A mi Familia, especialmente a mi esposa y a mis tres hijas, por su paciencia y comprensión del tiempo que me cedieron para dedicarlo al estudio y a la elaboración de este importante documento, como culminación de los estudios realizados.

A mis Profesores del CIMAV por su paciencia, asesoramiento y por compartir sus conocimientos con un servidor, en particular al Dr. Duarte por motivarnos y orientarnos en los procesos académicos.

Un especial agradecimiento a nuestro asesor de Tesis, el Dr. Armando Reyes, por su apoyo incondicional en esta etapa final de nuestros estudios.

A mis compañeros de estudio, por el gran trabajo en equipo que logramos formar, lo cual nos permitió llegar al final de esta meta personal y profesional.

Índice

Resumen	iii
Introducción	01
Hipótesis	08
Objetivo Principal	09
Objetivos específicos	10
Justificación	11
Estudio del arte	12
Fundamentos de la energía solar	13
Estudio del recurso solar	22
El recurso Solar en Nuevo Laredo	24
Fundamentos de Celdas Solares	27
Modelo propuesto para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos	34
Desarrollo de cada uno de los boques del modelo propuesto	36
Métodos usados para el dimensionado de SFV	39
Componentes de un SFV con interconexión a Red	54
Incentivos aplicables a usuarios de SFV interconectados a Red	60
Normatividad aplicable en la instalación de SFV autónomos y con interconex.	63
Consideraciones para determinar el lugar de instalación de los paneles	
Caso de estudio sobre dimensionamiento del SFV aplicado a la UTNL	65
Estudio de sombras	74
Consideraciones para determinar el lugar de instalación del SFV completo	75
Proceso de instalación del SFV	76
Mantenimiento del Sistema fotovoltaico	77
Efectos meteorológicos que impactan en las instalaciones FV	79
Consideraciones de costos en la implementación de SFV	84
-Software especializado para el análisis de viabilidad económica del SFV	85
-Anexos	96

Resumen

En este trabajo de tesis se explica con detalle y de manera muy clara, el proceso de calcular y determinar cada uno de los componentes de un sistema fotovoltaico para aplicaciones específicas, tomando como referencia el recurso solar disponible, las tecnologías existentes respecto a celdas fotovoltaicas, tipos de inversores, controladores y demás elementos auxiliares que conforman un sistema fotovoltaico.

Particularmente se presenta un estudio para la implementación de un SFV con interconexión a red aplicado al edificio A de la Universidad Tecnológica de Nuevo Laredo.

La justificación de los componentes del sistema fotovoltaico es esencial, ya que de esto dependerá si el usuario acepta o no el proyecto que se le sugiera, dado que esto impacta en el costo total del sistema propuesto.

El uso de software para el cálculo y simulación de sistemas fotovoltaicos es presentado en este trabajo de tesis, con la finalidad de simplificar los complejos procesos de cálculo ahorrando tiempo, y estar en mejores posibilidades de simular diferentes escenarios para un mismo proyecto y tener la posibilidad de proponer el más accesible para el usuario o cliente, que cumpla los requerimientos técnicos y se ajuste al presupuesto disponible.

El Caso de sistemas que requieran horas de autonomía también es analizado en este trabajo de tesis, determinando el procedimiento de cálculo y el tipo de baterías más acorde a las necesidades y al presupuesto.

El cálculo de los conductores y accesorios de protección son mencionados, dado que forman parte de todo el sistema fotovoltaico y aseguran la correcta funcionalidad de toda la instalación.

Se hace mención de algunas normas aplicables a ciertos dispositivos del sistema fotovoltaico, de tal forma que aseguren su correcta funcionalidad y seguridad de los usuarios.

Para el cálculo de los diferentes componentes del SFV usaremos las formulas y ecuaciones apropiadas aplicables a cada componente, así como el uso de tablas, factores de seguridad, apegados a las normas y regulaciones establecidas para el uso de este tipo de sistemas fotovoltaicos.

Finalmente, mencionaremos que implícitamente el estudio sobre la implementación de este tipo de sistemas de suministro eléctrico basados en energía solar, tiene la finalidad de promover el uso de las energías renovables para incrementarlo en los diferentes sectores de la sociedad, como son el sector industrial, comercial, de servicios y residencial.

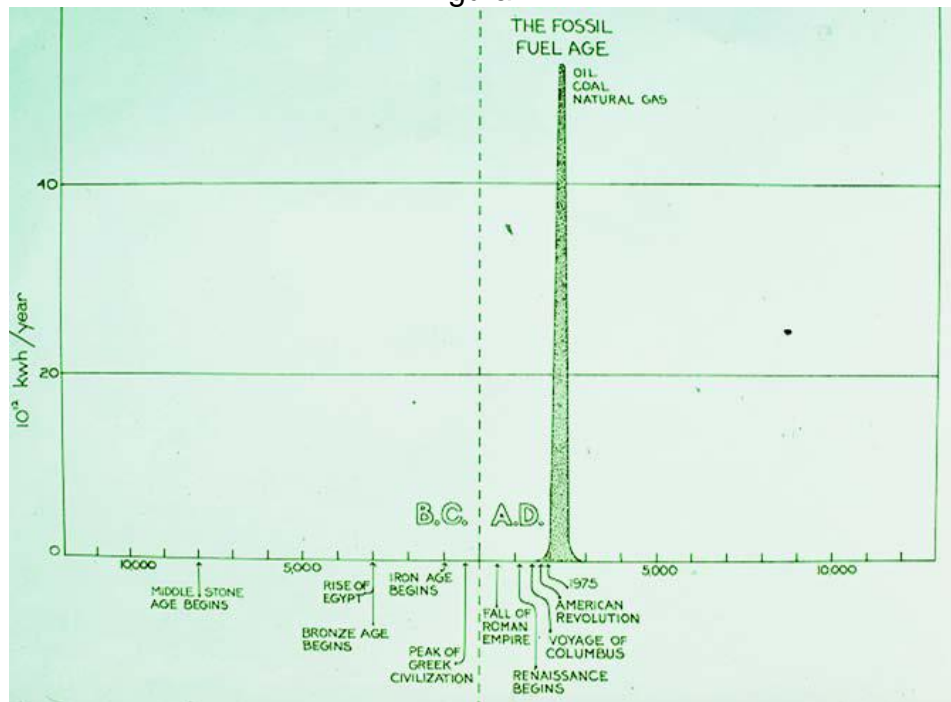
Lo anterior cobra especial relevancia dado que el uso de este tipo de energías limpias como fuentes de suministro de energía eléctrica, contribuye a la disminución de problemáticas actuales a nivel local, estatal, nacional y global, como son la inminente

crisis mundial de suministro de energía, el calentamiento global y el cambio climático, prolongando de alguna forma la rápida terminación de los recursos de fuentes energéticas no renovables provenientes principalmente del petróleo.

Introducción

Actualmente el suministro energético del que dependen la gran mayoría de los países del mundo proviene de las fuentes de energía tradicionales como son el petróleo, el gas natural, el carbón, el combustible nuclear entre otros, sin embargo, estos son fuentes de energía finitas o no renovables, cuyo uso genera además una fuerte contaminación hacia el medio ambiente. La figura 1 nos muestra la vida tan corta de los recursos fósiles en la historia del desarrollo humano.

Figura 1.

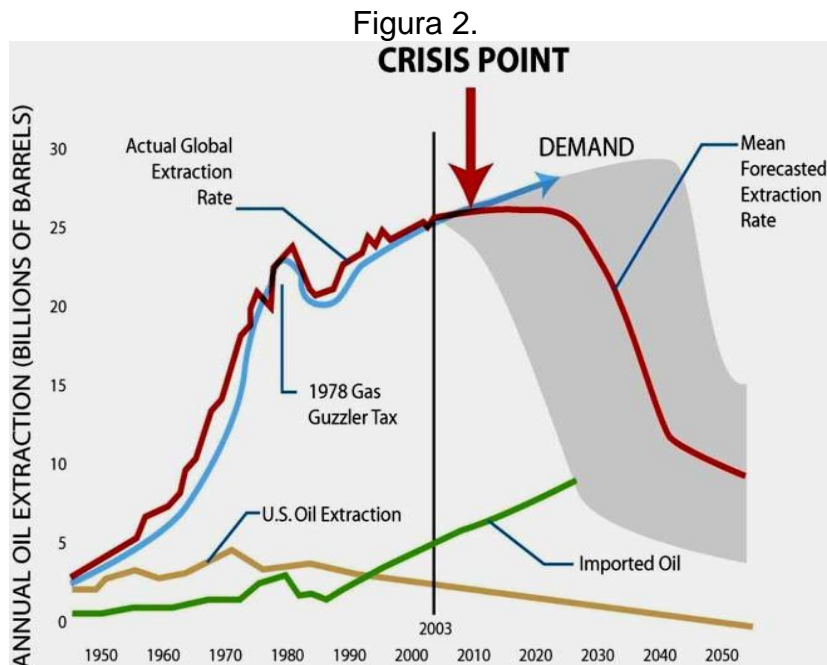


De lo anterior surge la gran necesidad de utilizar fuentes generadoras de energía que sean amigables con el medio ambiente, tal como la energía solar, la energía eólica, la biomasa, la energía hidráulica entre las más conocidas.

De esta manera, el reto consiste en buscar fuentes alternativas de energía para una población de aproximadamente 6.9 Billones de personas a nivel mundial en el 2010, y no continuar usando las disponibles basadas en fuentes fósiles que contaminan a nuestro planeta.

Cabe mencionar que cerca del 75% de la energía consumida a nivel global es en los países desarrollados ocupando únicamente el 25% de la población mundial, mientras que los países en desarrollo carecen de suficientes fuentes energéticas para sus habitantes.

Seguramente en muy pocos años la mayoría de los países del mundo sufrirán un cambio económico de grandes proporciones, cuando la demanda del petróleo exceda su oferta, según se aprecia en la figura 2.



Si el consumo anual de un recurso se incrementa exponencialmente, no es importante lo que nos sobre, ya que este será consumido mucho más rápido de lo que uno puede imaginar, por otra parte, si el consumo anual de este recurso decrece exponencialmente, es posible extender el tiempo de vida de este recurso para siempre.

La prueba de sustentabilidad de una fuente energética se entiende en dos aspectos:

- a.- Si la fuente es finita, entonces es una fuente de energía no renovable,
- b.- Si la fuente es infinita, entonces se llama fuente de energía renovable.

El uso de las energías renovables recientemente se ha venido incrementando en un 25% cada año, debido principalmente al incremento sustancial del costo de los combustibles provenientes del petróleo y, del hecho que cada país requiere tener una seguridad de sus energéticos, ya que un país sin energía, es un país condenando al subdesarrollo y por ende al decrecimiento del nivel de vida de su población.

Particularmente en este trabajo de tesis abordaremos el uso de la energía solar, ya que muchos investigadores sostienen que el recurso energético más sostenible y abundante es la energía solar.

La tierra absorbe aproximadamente **26** TW de energía solar, mientras toda la población del planeta uso aproximadamente 18 TW según análisis realizado en el año 2005, de esto se deriva que el Sol nos suministra 1,400 veces más energía de la

requerida, aun considerando que no toda la energía proveniente del sol puede ser convertida a electricidad sino más bien una pequeña porción.

Si gran parte del suministro energético se adoptara de la energía solar, una gran porción de las fuentes energéticas actuales que dañan al medio ambiente serian obsoletas.

Actualmente se está alcanzando un punto de inflexión donde los sistemas de energía renovables fotovoltaicos son económica y ambientalmente competitivos y superiores a los sistemas de producción de energía tradicionales, por lo que este tipo de sistemas continuaran creciendo drásticamente. Lo anterior debido en gran parte a al rápido avance de la tecnología en el área de semiconductores y la electrónica.

Algunos de los puntos importantes que motivan el uso de energías renovables son:

-Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mitigando el calentamiento global, y disminuyendo los efectos del cambio climático.

-Expandir las opciones de producción de energía para compensar la inminente terminación de las fuentes no renovables de energía.

-Generar trabajos de alta tecnología con Empresas competitivas en el proceso de generación de energía.

-Conseguir apoyos de recursos federales disponibles para financiar proyectos que usen las energías renovables para generar energía, apoyados en la legislación energética.

Algunos usos posibles de la energía solar son:

- Calefacción domestica
- Refrigeración
- Calentamiento de agua
- Destilación
- *Generación de energía*
- Fotosíntesis
- Hornos solares
- Cocinas
- Evaporación
- Acondicionamiento de aire
- Control de heladas
- Secado

México cuenta con más de 500 empresas relacionadas a las energías renovables, eficiencia energética y la sustentabilidad ambiental, la mayoría PYMEs.

El mercado internacional de las tecnologías renovables creció de 75 a 116 billones de dólares de 2007 a 2008, y la inversión de 149 a 156 billones en el mismo periodo

En México se espera tener instalados 25 MW con tecnología fotovoltaica para 2013, y generar 14 GWh/año.

En México, prácticamente todos los sistemas fotovoltaicos se encuentran en comunidades rurales aisladas de la red eléctrica, y muchos de ellos fueron instalados por medio de programas gubernamentales de electrificación rural. Se estima que la capacidad total de estas instalaciones es de 18.5 MW y que generan en promedio 0.032 TJ/año, ver tabla 1.

Tabla 1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red en México 2008					
Periodo	Usuario	Lugar	Propósito	Capacidad KW	Situación actual
1997-1999	IIE	Cuernavaca	Investigación y desarrollo Tecnológico	1.7	Retirada
1999-2000	IIE-CFE	Mexicali	Prueba de concepto de autoabastecimiento	1.5	Retirada
2000-2006	IIE-CFE	Mexicali	Evaluación del impacto a la red y usuarios, prueba de tecnología	4 sistemas 1.5 y 2 c/u	Retirada
2001-2006	IIE-CFE	Mexicali	Prueba de concepto de autoabastecimiento	1.5	Retirada
2002-2010	IIE-IP	Nuevo León	Prueba de concepto de autoabastecimiento	1.0	En operación
2005-2008	IIE-CFE-IP	Cd. México	Prueba de concepto de sistema piloto comercial de autoabastecimiento	30	En operación
2006-2008	IIE-CFE-IP	La Paz BCS	Prueba de Sistema piloto de usuario DAC	6.5	En operación
2006-2008		Mexicali	Suministro de Energía a conjunto habitacional	220 casas 1KW cada una	En operación
2008		Tijuana	Primer proyecto comercial con medición neta	1	En operación
2008		Aguascalientes	Autoabastecimiento comercial	170	En operación

Las aplicaciones de la energía solar que más frecuentemente se instalan en proyectos de electrificación rural, son las plantas solares de electrificación, bombeo de agua solar, sistemas híbridos (energía solar y energía eólica), así como luminarias solares y refrigeradores solares.

Nichos actuales:

Consumidores doméstico de tarifa alta
 Pequeñas aplicaciones comerciales (hasta 500 kW)
Edificios gubernamentales e institucionales
 Vivienda nueva

Prospectos futuros:

Aplicaciones comerciales grandes
 Electricidad para exportación
 Soporte de red
 Eliminación de picos estacionales/regionales
 Alivio al sistema eléctrico

La demanda de paneles fotovoltaicos es aún muy insignificante en México. Las empresas que están aquí sostienen que hasta que no haya ayudas por parte del gobierno y regulación para disminuir la incertidumbre jurídica no se incrementará este mercado, dado su alto coste de inversión y su retorno a muy largo plazo.

En México existe una ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que permite inyectar a la red general de electricidad, controlada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la energía eléctrica generada a partir de un generador fotovoltaico. Esta conexión debe hacerse con un contador bidireccional y tiene unos límites especificados de 10 Kw. en caso de ser uso privado, y si es industrial, entre 30 y 500 Kw.

Las oportunidades actuales en el sector fotovoltaico vienen de la mano de pequeños proyectos de electrificación de áreas rurales alejadas del suministro eléctrico. Sus usos principales son desarrollar la telecomunicación, la refrigeración, calentadores de agua, etc.

La capacidad actual de producción mundial de energía fotovoltaica es de aproximadamente 100 MW/año.

- **Las Energías Renovables en México.**

Capacidad y generación eléctrica en México por tipo de energía (año 2008), ver figura 3.

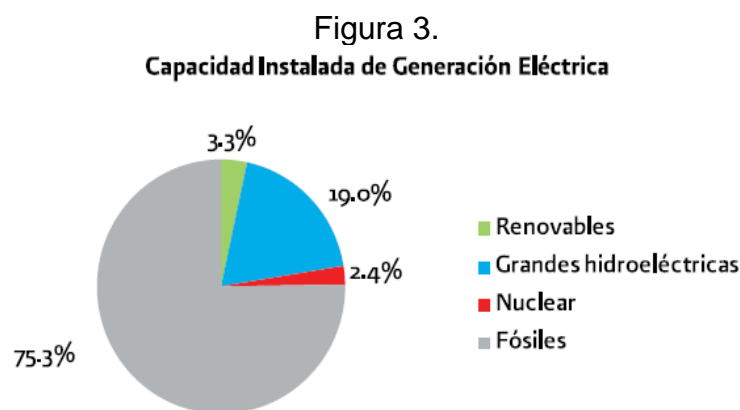
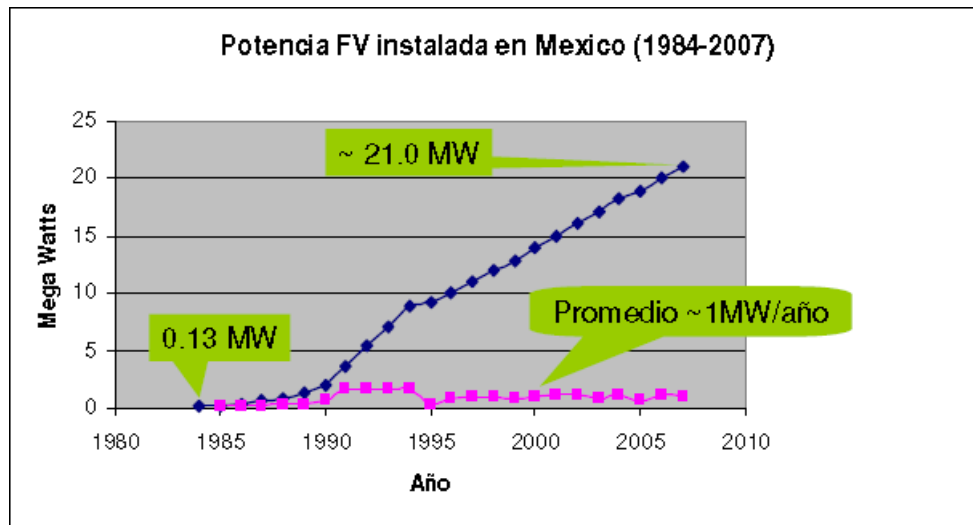


Figura 4: Elaboración propia con base en datos de la Comisión Reguladora de Energía y de la Comisión Federal de Electricidad.

- Las graficas 3A y 3B nos muestran la tendencia del mercado fotovoltaico en México. Como podemos observar aun tenemos una gran área de oportunidad para el crecimiento.

Grafica 3A.



Grafica 3B.



- Producción energía FV.

Mundial:

2006 → 6000 MW

2008 → 16,000 MW

En México:
 1993 → 7.0 MW
 2003 → 15.0 MW
 2006 → 18.5 MW.

La tabla 2 nos muestra la aportación fotovoltaica que cada país del mundo genera, en este caso del año 2006.

Tabla 2.

CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA AL 2006	
PAISES	(MW)
Alemania	2,831
España	175
Japón	1,776
EE.UU.	697
Australia	71
Holanda	52
Italia	45
Nueva Zelanda	36
Austria	35
Suiza	29
Luxemburgo	25
Francia	23
Canada	20
Mexico	18.5

Fuente: Sener con datos de la Agencia Internacional de Energía.

- La tabla 3 nos muestra los costos de referencia de producción de la Energía Eléctrica en el mundo.

Tabla 3.

Costos de Capital para la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables (dólares de 2007 por kW)*				
Tecnología	Año	Costo de referencia	Escenario de Costo Alto	Escenario de Costo Bajo
Geotérmica	2012	4,097	4,158	4,081
	2020	3,770	4,100	3,468
	2030	3,548	4,238	3,184
Hidroeléctrica	2012	2,232	2,242	2,201
	2020	2,113	2,224	1,950
	2030	1,920	2,339	0,929
Relleno Sanitario	2012	2,532	2,543	2,370
	2020	2,348	2,543	2,025
	2030	2,043	2,543	1,592
Fotovoltaica	2012	5,266	5,434	4,937
	2020	4,513	5,434	3,946
	2030	3,440	5,434	2,705
Térmica Solar	2012	3,407	3,515	3,180
	2020	3,597	4,519	3,228
	2030	2,774	4,519	3,152
Biomasa	2012	3,710	3,729	3,252
	2020	3,285	3,586	2,613
	2030	2,488	3,367	1,814
Eólica en costa	2012	3,784	3,851	3,462
	2020	3,412	3,851	2,872
	2030	2,859	3,851	2,134
Eólica	2012	1,915	1,923	1,793
	2020	1,810	1,923	1,530
	2030	1,615	1,923	1,214

Fuente: Energy Information Administration/Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009.

* Costos Instantáneos (Overnight).

Hipótesis

En esta tesis se trata de fomentar el uso de las energías renovables mediante el desarrollo de un modelo simplificado para el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos, que de manera sencilla pueden ser dimensionados, teniendo un alto grado de exactitud en los cálculos, partiendo de parámetros del recurso solar disponibles en la región, de las tecnologías de fabricación existentes de celdas fotovoltaicas y del resto de los componentes que conforman un sistema Fotovoltaico, como son el inversor, el controlador y las baterías en caso de sistemas con autonomía, tanto para sistemas aislados como para los interconectados a la red de suministro eléctrico. Evidenciando que los costos en la implementación de este tipo de sistemas es fácilmente recuperable, y que son mayores los beneficios que se obtienen a mediano y largo plazo.

De lo anterior surgen las siguientes suposiciones:

- ¿Es posible dimensionar sistemas fotovoltaicos de muy baja capacidad hasta sistemas de alta capacidad bajo las mismas consideraciones?,
- ¿Para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos para diversas aplicaciones, es posible seguir la misma metodología de diseño?,
- ¿Existe un mayor grado de complicación para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos con interconexión a red respecto de los SFV aislados de la red?.
- ¿Qué tan viable resulta instalar este tipo de SFV respecto al costo de inversión y de recuperación?,
- ¿El recurso solar disponible en la región es determinante para el tipo de tecnología a usar para cada uno de los componentes del SFV que se va a instalar y por ende del costo total del mismo?.

Durante el desarrollo de este trabajo trataremos de dar una respuesta a cada una de los cuestionamientos anteriores, de tal forma que al final el interesado tenga una percepción clara respecto a la problemática existente en referencia al dimensionado de sistemas fotovoltaicos sin importar el tamaño y/o aplicación, interconectados o aislados de la red.

Lo importante es demostrar la sencillez para el dimensionado de SFV, de tal forma que un mayor número de personas se interesen por adoptar este tipo de sistemas para suministrar electricidad a sus viviendas, sus negocios o sus Empresas.

Objetivo principal

El objetivo fundamental de este trabajo de investigación está encaminado a fomentar la implementación de sistemas fotovoltaicos como fuentes de suministro eléctrico de energías renovables para los diferentes sectores de consumo, como lo son el industrial, comercial, de servicios y el residencial, mediante el estudio detallado de un caso aplicado a la Universidad Tecnológica de Nuevo Laredo.

Logrando esto mediante el diseño de procedimientos de cálculo sencillos para el análisis y dimensionamiento de diferentes sistemas fotovoltaicos, basados en el recurso solar disponible en la región donde se vayan a implementar dichos sistemas, que en nuestro caso consiste en el dimensionamiento de un SFV para la iluminación de un edificio de Docencia de la UT de Nuevo Laredo, proponiendo las tecnologías más adecuadas a los requerimientos del proyecto, cuidando siempre la factibilidad económica que permita un retorno de inversión a corto y mediano plazo.

Objetivos específicos

Podemos citar los siguientes objetivos específicos del proyecto:

1. Determinar los parámetros del recurso solar disponible en la región de Nuevo Laredo.
2. Realizar estudios de carga para conocer la capacidad del sistema FV que se implementara para la iluminación de un edificio de docencia de la UTNL.
3. Dimensionar cada una de las etapas que conforman un sistema Fotovoltaico.
4. Analizar la viabilidad económica para la implementación de sistemas fotovoltaicos mediante el uso de software especializado.
5. Promover el uso de las energías renovables mediante estudios de dimensionamiento sencillos y confiables, apegados a las condiciones particulares de cada región.

Justificación

- a. Fomentar el uso de fuentes alternas de energía en nuestra región para contribuir a la disminución de efectos ambientales adversos como el calentamiento global, el cambio climático, la terminación de fuentes energéticas provenientes de combustibles fósiles y todos los efectos contaminantes que se originan
- b. Disminución en la facturación del consumo eléctrico, al recuperar la inversión del sistema, y dado que la vida útil de estos sistemas es en promedio de 25 años, entonces el costo de la energía generada después de cubrir la inversión será de cero pesos.
- c. Reducir los efectos del calentamiento global al demandar menos carga a la CFE y, en general en la proporción correspondiente no se requiera el uso de generadores eléctricos accionados por combustibles fósiles para compensar las cargas.
- d. Sustentabilidad y competitividad Energética regional, estatal y Nacional, al demandar menos energía a la CFE y al regresarle el excedente a la red, esta puede proveerla a otros usuarios y ampliar su cobertura.
- e. Mayor conocimiento Tecnológico de Profesores y alumnos al diseñar e implementar este tipo de sistemas de energía renovable, lo cual podrá tener un efecto multiplicativo de difusión a nivel local, estatal y Nacional.
- f. En el proyecto de estudio aplicado a la UTNL, traerá una reducción en la facturación del consumo de energía eléctrica que se suministra a la Institución por parte de la Comisión Federal de Electricidad, obtener una bonificación por retornar la energía excedente al proveedor, así como promover y difundir el uso de las energías renovables, generando mayor conocimiento tecnológico en esta área de estudio.

Estudio del arte

Sistema Fotovoltaico de la Universidad de Michigan:

La instalación de un Sistema Fotovoltaico con capacidad de 33.2KW en el techo de la Universidad de Michigan, la ubican como un lugar sustentable y sostenible al utilizar fuentes de energías renovables para suministro eléctrico.

El sistema consiste de la implementación de dos tipos de módulos fotovoltaicos:

- Módulos de silicio amorfo y
- Módulos de silicio poli cristalino

Los módulos de Silicio amorfo tienen una eficiencia de conversión de 6.3%, contra los de silicio poli cristalino de 12.9%.

Los módulos de Si amorfo tienen una pérdida de eficiencia de conversión anual del 1.1%, mientras que los de silicio poli cristalino permanecen sin cambios significativos.

En la Ciudad de Michigan se tiene un recurso solar e 3.6KW/m²/día, y la electricidad total de salida de los módulos mencionados fue calculada para un periodo de vida de entre 20 y 30 años, de tal forma que la energía total producida será de 0.82 millones de KWh para los módulos de silicio amorfo y de 1.2 millones de KWh para los módulos de silicio poli cristalino.

Lo anterior trae una reducción significativa en la contaminación del aire (CO₂, PM₁₀, NO_x, SO₂, lead) y, reducción de las emisiones de gas invernadero (CO₂ y metano), al dejar de utilizar energía proveniente de la red eléctrica.

El estudio reporta que 0.139 g/KWh (CO), 1.28 g/KWh (PM₁₀), 3.39 g/KWh (NO_x), 5.88 g/KWh (SO₂), 1.65x10⁻⁵ g/KWh (Plomo), 916 g/KWh (CO₂ y 2.0 g/KWh de gas metano fueron reducidos debido a esta capacidad de generación de energía fotovoltaica.

Con la capacidad de este sistema fotovoltaico se espera generar cerca de 42,000 KWh por año, lo cual corresponde a un 2.73% de la demanda anual de energía eléctrica de las instalaciones de la Universidad.

Podemos señalar que los efectos ambientales se reducirán en una proporción muy cercana a los valores mostrados anteriormente, lo cual nos motiva y nos empuja a llevar a buen término la implementación de este tipo de SFV en las instalaciones de la UT de Nuevo Laredo.

Fundamentos de la Energía Solar

El sol es una estrella gigante que entrega energía a nuestro planeta y se espera que dure otros 4 billones de años más. Es un gigantesco reactor nuclear, es una enorme esfera gaseosa formada principalmente por helio, hidrogeno y carbono, en el seno del cual se producen continuas reacciones termonucleares de fusión a temperaturas que oscilan entre 15 a 25 millones de grados centígrados, es decir, reacciones nucleares mediante las cuales se unen 4 átomos de hidrogeno para formar un átomo de helio, liberando en dicho proceso una gran cantidad de energía.

El 70% del peso del sol es hidrogeno, 28% es helio, 1.5% es carbono, nitrógeno y oxígeno y el 0,5% corresponde a otros elementos.

La temperatura en el centro del Sol oscila entre 8 a 40 millones de grados Kelvin y en la fotosfera alrededor de 5000 °K.

El diámetro del Sol es de 1.39×10^9 metros, la distancia de la tierra al Sol es de 1.495×10^{11} metros.

Por esta razón la radiación solar es un tipo de energía muy consistente y disponible en la mayoría de los lugares del planeta, considerada como una fuente de energía inagotable.

La energía solar recibida cada 10 días sobre la tierra equivale a todas las reservas conocidas de petróleo, carbón y gas. Tan solo 86 minutos de radiación solar sobre la tierra equivalen a un año de la demanda energética mundial.

La constante solar, G_{sc} , es el flujo de energía proveniente del Sol que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, ubicada a la distancia media de la tierra al Sol, fuera de toda atmosfera cuyo valor aceptado es $G_{sc} = 1353 \text{ W/m}^2$ (nuevas mediciones dan 1367 W/m^2).

La ecuación que describe el flujo de energía sobre un plano normal en la radiación solar extraterrestre a lo largo del año es:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \dots\dots\dots 1,$$

con una variación de un $\pm 3\%$.

G_{on} = Radiación solar respecto a un plano normal cualquier día del año.

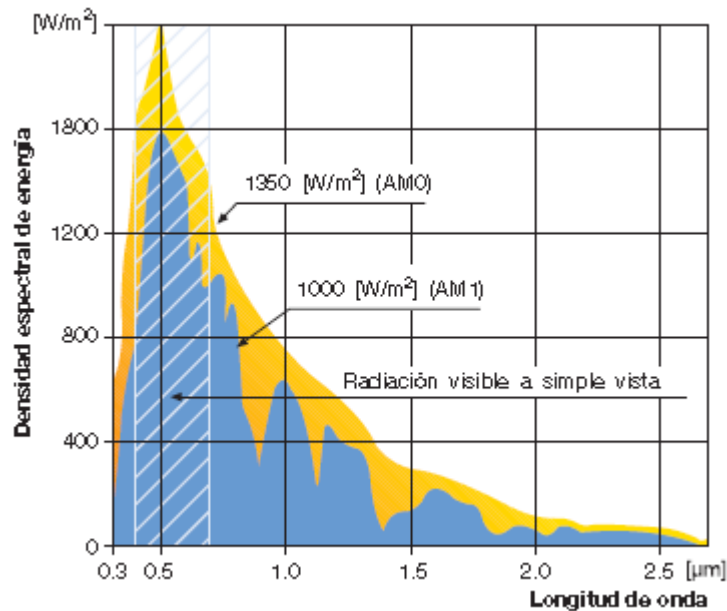
G_{sc} = La constante de radiación solar.

n = El i -esimo día del mes (para año bisiesto sumar 1 a los meses marcados con *).

Mes	"n" para el i-esimo día del mes (para año bisiesto sumar 1 a los meses marcados con *)
Enero	31
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*

La mayor parte de toda la radiación solar que llega a la tierra, el 99% esta comprendida entre las longitudes de onda de 276 y 4960 nanómetros [Thekaekara, 1973].

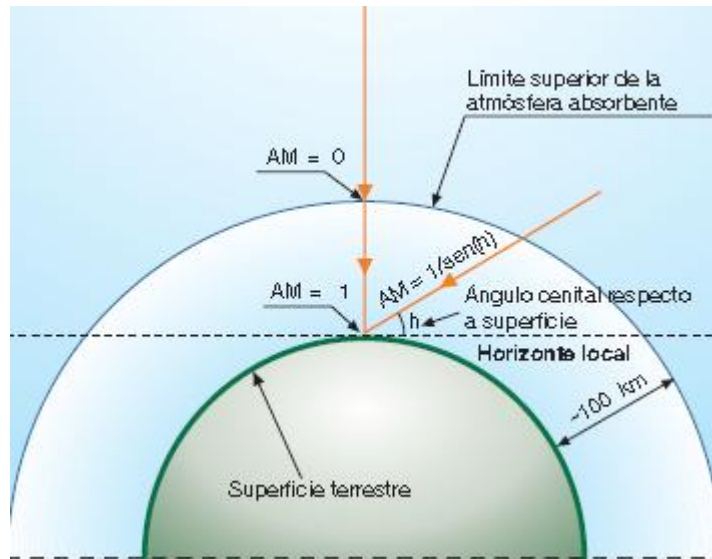


Masa de aire (am):

Es el radio de la masa de la atmosfera a través de la cual el haz de radiación atraviesa a la masa. La radiación pasaría casi totalmente si la posición del sol en el cielo es el Zenit. En el nivel del mar $am=1$ cuando el Sol está en el Zenit para el ángulo de zenit de 60° .

$$am = \cos \frac{1}{\theta_z} \dots\dots\dots 2$$

Para la radiación extraterrestre se toma $am=0$.



Las condiciones atmosféricas como la reflexión y difusión debido al polvo y otros contaminantes de la atmósfera o a la absorción que realizan el dióxido de carbono y el vapor de agua disminuyen la radiación incidente sobre la tierra, en la figura 4 se observan diferentes factores que afectan la radiación total incidente en la superficie terrestre.

Definiciones de radiación solar:

Irradiancia (G):

$$G = \frac{\text{Potencia (W)}}{\text{Área (m}^2\text{)}} \dots\dots\dots 3$$

Irradiación (I) = energía por unidad de área recibida en un cierto tiempo.

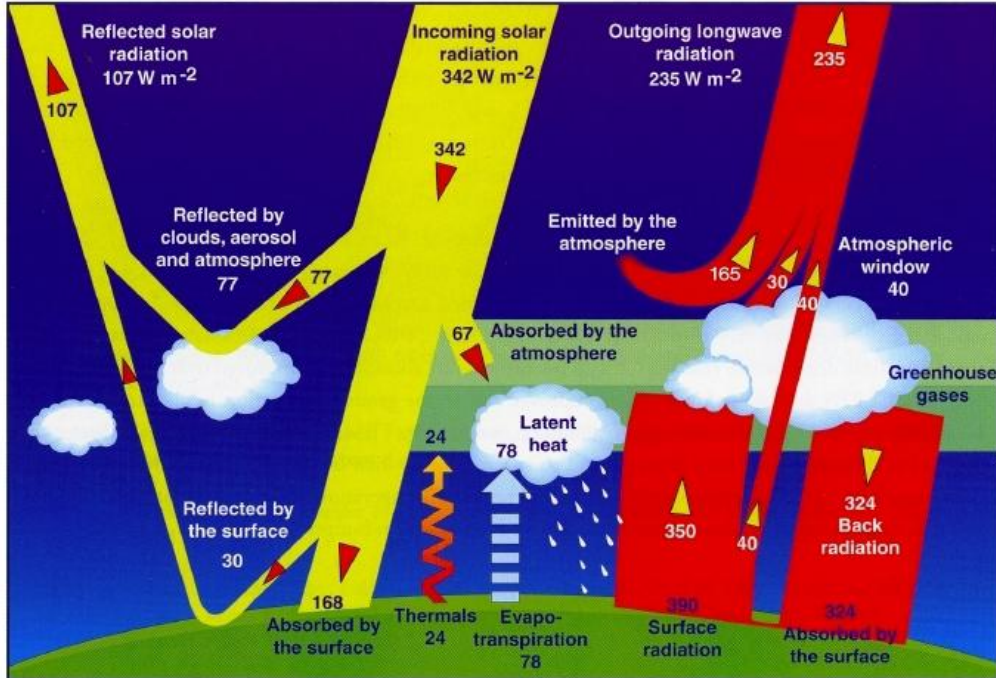
$$I = G * \Delta t \text{ en } \frac{\text{Joules}}{\text{m}^2} \dots\dots\dots 4$$

Insolación (H): Energía por unidad de área recibida durante un día solar completo.

$$H = G_1 * \Delta t + G_2 * \Delta t + \dots + G_N * \Delta t ; H = (G_1 + G_2 + G_3 + \dots + G_N) * \Delta t ; H = \Delta t * \sum_{i=1}^N G_i \dots\dots\dots 5$$

Donde G_i es la irradiación promedio durante un intervalo Δt . Se recomienda que el intervalo máximo para calcular la insolación sea de una hora.

Figura 4.



Los factores que afectan la radiación solar sobre la superficie de la tierra y que definen el clima son:

- a) Atmosféricos: tal como las nubes, partículas suspendidas, la contaminación.
- b) Geográficos: la rotación diaria de la tierra, la traslación, la latitud y longitud del lugar.

Tanto la irradiancia como la irradiación dependen de la ubicación sobre la tierra, de las condiciones del clima, de la hora del día, y de si son espacios sombreados por arboles o edificios y de si las superficies con horizontales o inclinadas.

La tierra gira alrededor del Sol en una trayectoria elíptica tardando un año en completar una vuelta, y la distancia entre ellos se puede calcular en cualquier día del año mediante la fórmula:

$$d = 1.5 \times 10^{11} \left\{ 1 + 0.017 \sin \left[\frac{360(n-93)}{365} \right] \right\}, \quad d \text{ en metros } \dots \dots \dots 6 ,$$

n =día del año (1 de enero, $n=1$)

La tierra también gira sobre su propio eje una vez al día, su eje respecto a los polos tiene una inclinación de 23.45 grados con referencia al sol, esto origina que el Sol este mas alto en verano que en invierno, esto trae como consecuencia que en invierno las horas de luz del sol durante el día sean más cortas que en verano.

El ángulo de desviación del sol desde arriba del ecuador es llamado (δ), si los ángulos norte del ecuador son considerados como positivos y los ángulos sur como negativos, entonces podemos calcular la inclinación con la siguiente fórmula:

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360(n - 80)}{365} \right] \dots\dots\dots 7$$

Esta es una aproximación dado que el año no tiene exactamente 365 días y el primer día de primavera no es siempre el 80 día del año, sin embargo es muy útil.

El Zenit es una línea perpendicular a la tierra, el ángulo Zenit (θ_z) es definido como el ángulo entre el Sol y el Zenit.

Dado que el sol está directamente sobre la tierra en el primer día de la noche solar de verano sobre el trópico de cáncer, entonces podemos anotar que:

$$\theta_z = \varphi - \delta \dots\dots\dots 8$$

Donde: φ representa la latitud o distancia angular desde el ecuador. Cuando la inclinación y la latitud son iguales, el ángulo Zenit es cero.

Para conocer la posición específica del sol es necesario especificar 3 coordenadas, sin embargo una de ellas asume que la distancia del sol a la tierra es constante, así la posición del sol respecto a la tierra puede hacerse usando 2 coordenadas a saber. La altitud solar y el azimut.

El complemento (θ_z) es llamada la altitud solar (α), y representa el ángulo entre la horizontal y el rayo de luz incidente en un plano determinado por el zenit y el sol, por lo tanto tenemos;

$$AM = AM(90^\circ) \text{Csc}\alpha \dots\dots\dots 9$$

El ángulo del azimut (ψ) describe la desviación angular del sol desde la noche solar. Note que en cualquier publicación el ángulo del Azimut es referenciado al norte, tal que la noche solar aparece $\psi=180$ grados.

El ángulo hora es la diferencia entre la noche y la hora del día deseado en términos de 360 grados de rotación en 24 horas, matemáticamente se expresa:

$$\omega = \frac{12 - T}{24} \times 360^\circ \dots\dots\dots 10$$

Donde T es la hora del día expresada respecto a la medianoche solar, sobre un horario de 24 horas. Por ejemplo para T=0 o 24 horas, $\omega=\pm 180$ grados.

Relacionando formulas anteriores podemos relacionar que el ángulo de salida del sol esta dado por:

$$\omega_s = \text{Cos}^{-1}(-\tan\phi\tan\delta) \dots\dots\dots 11$$

Lo cual implica que el ángulo para la puesta del sol es $-\omega_s$.

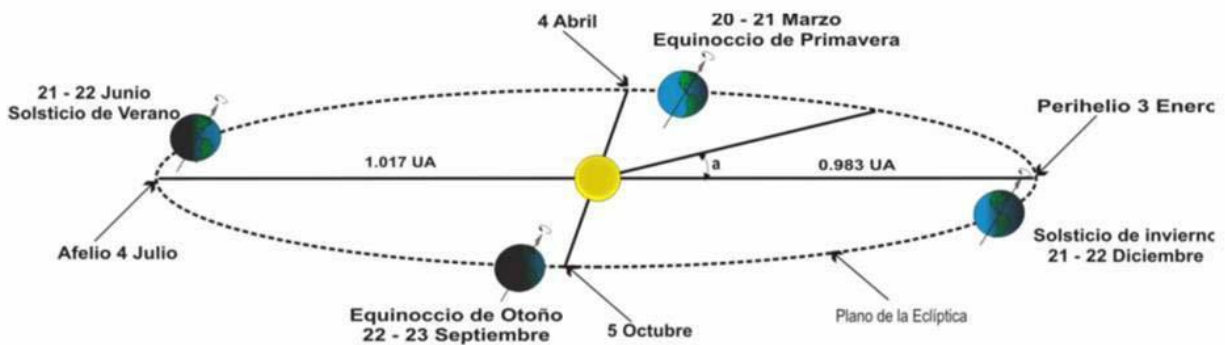
Después de varios análisis matemáticos que nos permiten conocer y calcular parámetros de fenómenos físicos originados por el Sol, para conocer la posición de un objeto sobre la tierra en cualquier lugar, cualquier hora y cualquier día del año, es también de importancia como podemos cuantificar la energía recibida del sol.

Durante el **Perihelio** la tierra se encuentra en el punto más cercano al Sol, lo cual ocurre el 3 de enero y la distancia es de 147,5 millones de kilómetros.

Durante el **Afelio** la tierra se encuentra en el punto más alejado del Sol, lo cual ocurre el 4 de julio y la distancia es de 152.6 millones de kilómetros.

Un sol distante significa menos radiación solar para nuestro planeta. Promediado sobre el globo, la radiación solar sobre la tierra es 7% menos durante el afelio, respecto del perihelio. La figura 5 nos muestra gráficamente estos conceptos.

Figura 5.



Geometría Solar

Las principales líneas imaginarias del globo terrestre son:

- El trópico de cáncer (23°27'N),
- El trópico de Capricornio (23°27'S),
- El círculo polar ártico (66°33'N),
- El círculo polar antártico (66°33'S),
- El meridiano de Greenwich,
- El paralelo cero o el ecuador,

Los cuales nos permiten determinar la latitud y la longitud respectivamente. La figura 6 nos muestra estas líneas.

Meridianos: Son semicircunferencias con orientación N-S cuyos extremos llegan a los polos. El meridiano cero grados es el de Greenwich, que divide el globo en hemisferio occidental u oeste y en hemisferio oriental o este. En total hay 360 meridianos, 180 al este y 180 al oeste.

Como son semicircunferencias, cada meridiano tiene su antimeridiano que es su opuesto.

Paralelos: Son líneas imaginarias en forma de circunferencia, trazadas en dirección perpendicular al eje terrestre, con orientación este-oeste.

La línea del ecuador que divide el planeta en dos hemisferios, es el paralelo de mayor extensión y marca el grado cero. Existen 90 paralelos hacia el norte y 90 hacia el sur. La figura 7 nos muestra los meridianos y paralelos.

Figura 6.

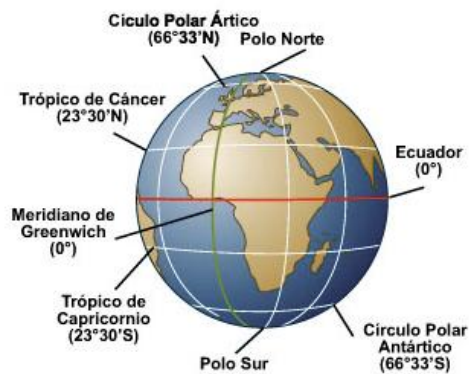
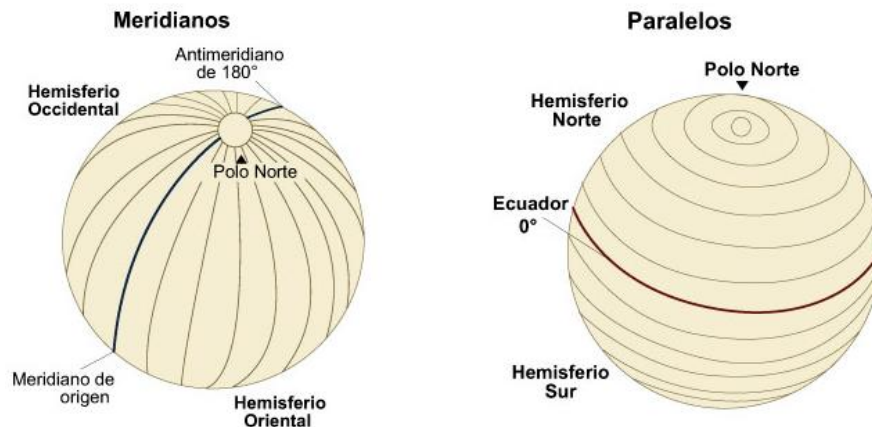


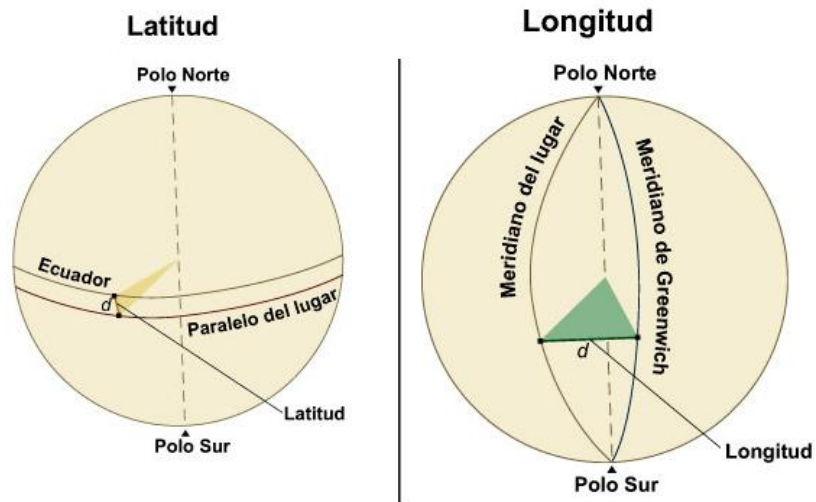
Figura 7.



Coordenadas Terrestres:

Latitud: Es la distancia (d) medida en grados, que existen entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y la línea ecuatorial. Se establece mediante los paralelos, por lo que se expresa entre 0° y 90° . Es latitud norte cuando se trata del hemisferio norte, y latitud sur cuando el lugar que se desea ubicar se encuentra en el hemisferio sur. La figura 8 nos muestra gráficamente la latitud y longitud.

Figura 8.



Longitud: La longitud es la distancia (d) entre un punto cualquiera y el meridiano de origen o Greenwich. Se expresa en grados de 0° a 180° y puede ser este-oeste, según el hemisferio en que se halle el lugar que se desea.

En otras palabras la longitud es el ángulo que forma el meridiano del lugar con el meridiano cero de referencia que pasa por Greenwich (Londres).

Uso horario de 15° de ancho, ($360^{\circ}/24$ horas = 15° / hora).

Instrumentos de medición del recurso solar.

De esta forma tenemos una serie de instrumentos de medición como se indica:

El **Piranómetro**, usado para medir la radiación global, ya que responde a todas las longitudes del espectro electromagnético.

Piranómetro espectral: Mide la radiación global en intervalos espectrales de banda ancha.

El **Periheliómetro**, mide la radiación directa, usa un tubo largo y angosto para recoger rayos de radiación sobre un ángulo sólido angosto, generalmente de 5.5 grados.

Heliógrafo: Aparato meteorológico que mide la duración de la insolación diaria o brillo solar.

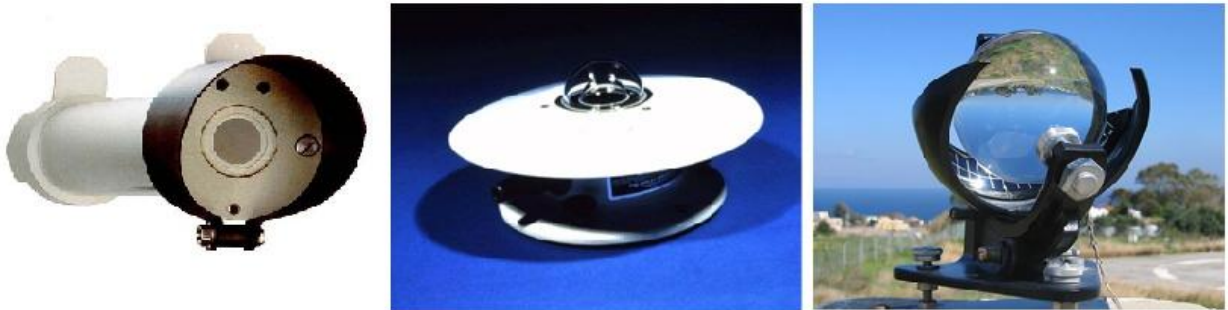
Actinógrafo: Mide la radiación global.

La Figura 9 nos muestra un periheliómetro, un piranómetro y un heliógrafo.

Algunos otros dispositivos menos costosos son usados para medir la intensidad de la luz, tal como foto celdas de sulfuro de cadmio y fotodiodos de silicio.

En general, todos estos conceptos estudiados son la base para la comprensión más detallada del comportamiento solar, que como se indicó es la base de todos los cambios que ocurren en la tierra, razón por la cual se dice que la energía solar es la madre de todas las energías.

Figura 9.



Estudio del recurso solar

Indudablemente la radiación solar del lugar es la primera variable a considerar para cualquier aprovechamiento solar, aunado a que este es un factor determinante para la viabilidad económica de plantas solares. De esta manera, el costo de la energía eléctrica producida disminuye en la misma proporción en que aumenta el recurso solar (Garmendia, 2008). Es por ello que todos los autores que plantean la idea de instalar una planta que funcione con energía solar se refieren a la radiación como un factor relevante a la hora de tomar la decisión del lugar en que se instalara (Guerra, 2003).

Para poder considerar que el recurso solar es rentable para la instalación de SFV, algunos autores plantean que la radiación debe tener un cierto valor y ser de un tipo específica, como ejemplo podemos citar que los lugares adecuados para la instalación de plantas de energía termo solar deben ofrecer al menos 2.000 KWh/m² de irradiación solar directa anual, aún pudiendo funcionar con umbrales inferiores, pero sitios óptimos debieran ofrecer más de 2.500KWh/m² (García y Lacal, 2008). Sarmiento (1995) concuerda con esta cifra, planteando que los mejores sitios de aprovechamiento solar se encuentran en regiones cercanas a los trópicos y que poseen una irradiación aproximada de 2.324 KWh/m² al año. Según Ward las mejores zonas de aprovechamiento solar se encuentran ubicadas entre los paralelos 15° y 35° de latitud Sur y Norte, ya que reciben una radiación mínima de 500 Langley al día y una variación mensual total menor a 250 Langley/día. Estas zonas son regiones ecuatoriales de los desiertos áridos de la Tierra, en las cuales, como plantea este autor, el Sol incide en esta superficie con un 90 por ciento de radiación directa, lo que las hace muy apropiadas para la instalación de plantas solares (Daniels, 1964).

Para que la instalación de una central termoeléctrica solar sea conveniente se necesita un área que reciba la mayor cantidad de radiación directa, esto quiere decir, que exista un alto porcentaje del año con días despejados (García y Lacal, 2008).

Daniels (1964) plantea que las mejores zonas de aprovechamiento son las áreas con 3.000 horas de Sol al año, aunque este mismo autor dice que también son favorables las áreas que poseen alrededor de 2.300 horas.

Las Tecnologías que se han desarrollado para la conversión de la energía Solar en energía utilizable por el hombre, dependen sustancialmente de la disponibilidad de la radiación solar que varía de manera importante en los diferentes climas y regiones. Para seleccionar y diseñar la tecnología más apropiada para una región en particular, se tiene como necesidad básica caracterizar los diversos aspectos de la radiación solar en esa región, en nuestro caso Nuevo Laredo.

Como lo hemos indicado, datos confiables de radiación directa normal y global son necesarios para el dimensionamiento de los sistemas de energía solar, así como para el estudio comparativo de sitios de ubicación de los sistemas de energía solar. Esta información de datos de la energía solar deberán estar disponibles junto con otros parámetros meteorológicos como la temperatura ambiente, temperatura de bulbo húmedo y la velocidad del viento, los cuales también pueden afectar el comportamiento de algunos tipos de sistemas solares.

Desafortunadamente no existe mucha información de SOLARIMETRIA de calidad disponible que nos permitan hacer diseños confiables para ciertas regiones. Esto ha traído como consecuencia que los propios usuarios generemos nuestros propios datos de radiación solar para satisfacer nuestras necesidades de información, aunque muchas veces por desgracia los resultados no siempre son de la calidad que se desearía.

LEY DE LA ENERGIA SOLAR:

Las constantes preocupaciones que las fuentes de energía no renovables provocan en la sociedad actual, ha llevado a los gobiernos de diferentes naciones a promover diversas leyes que fomentan los recursos renovables.

La ley de energía solar puede ser hoy un proyecto que será aprobado en un futuro no muy lejano en los países Latinos, pero es una realidad en el viejo continente: la energía solar no sólo debe ser aprovechada sino también difundida con el propósito de que los individuos se percaten de la existencia de una fuente inagotable y tan eficiente como las que ya conocemos actualmente.

Nos encontramos ante un preocupante panorama, las tendencias en el aumento de las temperaturas medias en todo el mundo y la crisis climática están tornando sus impactos mucho más gravemente que hace décadas atrás. Uno de los principales responsables de los cambios climáticos se encuentra en el extendido uso de los combustibles fósiles (gas, carbón, petróleo); **la ley de energía solar que se desea promulgar de manera obligada en la totalidad de los países trata de disminuir el consumo energético a base de los derivados de petróleo en un 50%**. Luego, con el correr de los años y con el desarrollo de las nuevas tecnologías solares, se tratará de disminuir ese 50% en un 30% y así hasta llegar a un porcentaje nulo. Desde el punto de vista tecnológico, las soluciones ya están disponibles, las energías alternativas que nos permiten reemplazar a los viejos combustibles son conocidas pero no difundidas; la ley de energía solar tiene como objetivo plantar una pequeña semilla en la conciencia de todas las personas para que éstas adopten el uso de sistemas no contaminantes.

¿Por qué se elige a la energía solar y no a otra?, sencillamente porque es hoy en día la fuente renovable más popular entre todas y la que más ha desarrollado su mercado; es mucho más factible encontrar tiendas dedicadas a comercializar paneles fotovoltaicos que una dedicada a vender sistemas eólicos. Entre las diversas fuentes de energía renovable, la más adecuada para los sistemas urbanos es sin lugar a dudas la energía solar, esto también explica el por qué de una promulgación de una ley de energía solar y que todavía no existan normativas que regulen la producción y distribución de la energía hidráulica.

El Recurso Solar en Nuevo Laredo

Aunque realmente no existe información respecto a la irradiación solar promedio, así como de la radiación solar en esta región de Nuevo Laredo, presentaremos algunas tendencias anuales de temperatura y velocidades del viento causadas por la incidencia solar, con la finalidad de poder tener una idea mas clara de la disponibilidad energética del Sol en esta región del País, esto como una primera etapa de este estudio.

Nuevo Laredo se localiza en las siguientes coordenadas geográficas:

Latitud Norte: 27°29'48" (en decimales: 27.43)
Longitud Oeste: 99°30'01" (en decimales: -99.56)
Altitud: 150 metros

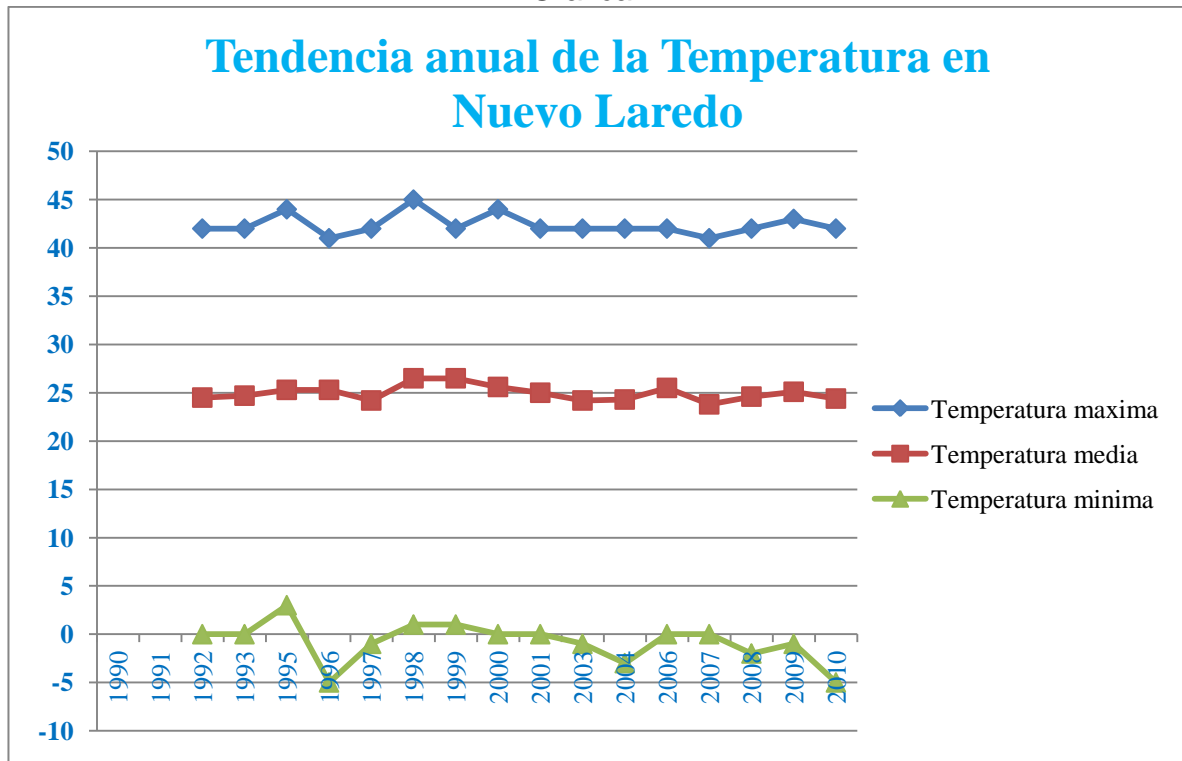
El clima de Laredo se atribuye a su localización entre las Sierra Madre Oriental al Oeste y el Golfo de México al Este. El clima es seco y caliente a lo largo del año. Este clima es influenciado por el Desierto de México y cualquier humedad del Océano Pacífico es atrapada por la Sierra Madre. Aunque Laredo recibe la humedad del Golfo de México, su localización geográfica hace a Laredo tener cambios climatológicos extremos tales como períodos largos de calor a tormentas violentas repentinas.

El Clima se caracteriza por ser el más seco y extremo del estado de Tamaulipas, con grandes oscilaciones en la temperatura que varían desde los -5 °C en invierno, hasta los 45 °C en verano; su precipitación pluvial media anual es de 472,5 mm y los vientos predominantes provienen del sur. En primavera y verano suelen ocurrir fuertes tormentas, con gran precipitación, fuertes vientos, granizo y en ocasiones tornados aislados. La última vez que nevió fue el 24 de diciembre del 2004.

Es importante señalar que el recurso Solar es muy importante en esta región de Tamaulipas, seguido de la energía Eólica y como tercer recurso la energía Hidráulica proporcionada por la afluencia del Rio Bravo, la cual en pequeña escala pudiera ser utilizada en sistemas mini hidráulicos.

A fin de apreciar más claramente la tendencia de la Temperatura y la velocidad del viento en los últimos 20 años en la región de Nuevo Laredo, presentamos las siguientes graficas, considerando que tanto la temperatura como el viento juegan un papel importante en la captación del recurso solar disponible.

Grafica 1.



Podemos observar que la temperatura máxima en los últimos 18 años ha estado por arriba de los 40 °C, la mínima alrededor de los 0 °C y el promedio en los 25 °C. Siendo los meses mas calurosos Junio, Julio y Agosto, esto de acuerdo a las tablas de temperatura anual conforme lo señala la Comisión Nacional del Agua presentadas en los anexos.

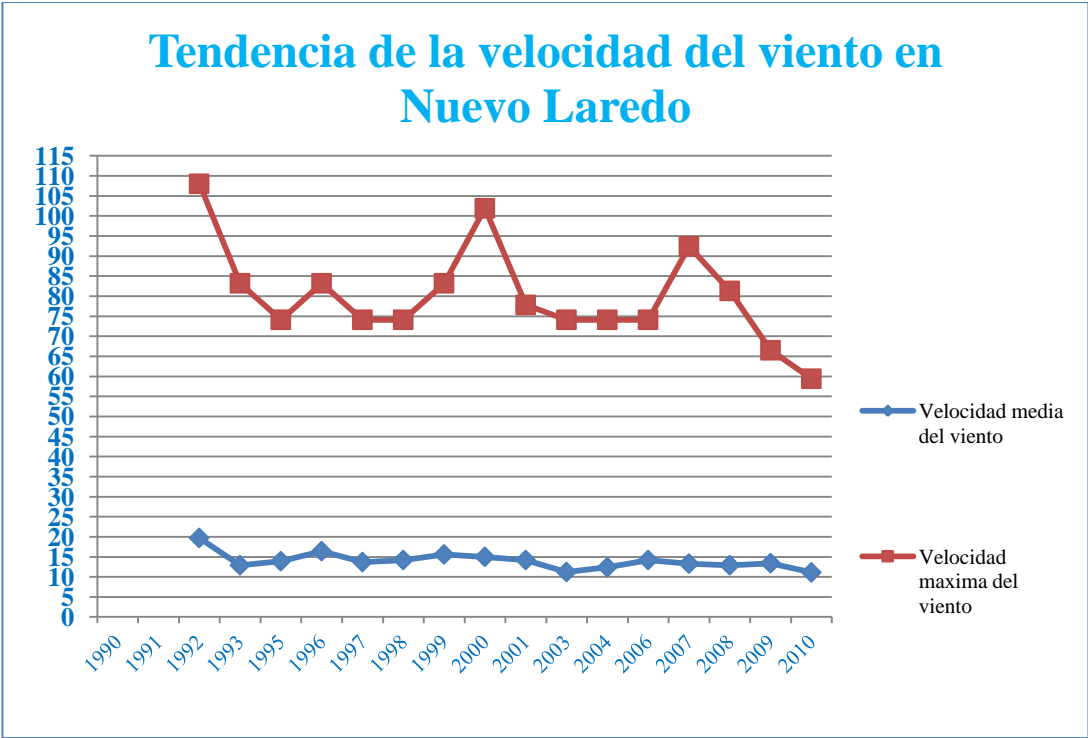
La tabla 4 siguiente nos muestra algunos datos y formulas utilizados para el cálculo del recurso solar en Nuevo Laredo incluidos en los anexos.

Tabla 4:

Diámetro del sol	$1.39 \cdot 10^9 \text{m}$
Distancia entre el sol y la tierra R	$R = a(1 + e)$
Sun-earth distance	$a = 149.5985 \cdot 10^6 \text{km}$
Eccentricity of earth's orbit	$e = 0.01673$
Velocidad de la luz en el vacio	$300,000 \text{km/s}$
Tiempo que tarda en llegar la radiación	8 minutos y 20 segundos
Temperatura efectiva de cuerpo negro del sol	5760°K
Producción total de energía del sol	$3.8 \cdot 10^{20} \text{MW}$ o 63MW/m^2
Energía recibida por la tierra de la producción total de energía del sol	$1.7 \cdot 10^{14} \text{kW}$
Apparent solar time	$AST = LST + ET + 4(SL - LL) - DS$
Solar Declination (δ)	$\delta = 23.45 \sin(360^\circ(N - 80)/365)$

La grafica 2 nos muestra la tendencia de la velocidad del viento en Nuevo Laredo, notando que la velocidad promedio se sitúa alrededor de los 15 Km/hr. Se observa una tendencia hacia la baja en los últimos 4 años.

Grafica 2.



En las tablas del anexo B se muestra información sobre el recurso solar existente en Nuevo Laredo, donde se observa según las graficas que existen niveles de irradiación superiores al promedio existente en México.

Basado en el recurso solar disponible en la Ciudad de Nuevo Laredo, consideramos conveniente utilizar este recurso como fuente renovable de Energía para implementar sistemas fotovoltaicos y proveer todo el alumbrado del Edificio A de la UTNL mediante este tipo de energía.

Fundamentos de Celdas Solares

La Celda Solar.

La incidencia de fotones sobre los átomos de la celda solar produce una recombinación de los pares electrón-hueco, lo cual genera los voltajes necesarios en la celda.

La siguiente relación explica las características V-I de una celda típica.

$$I = I_l - I_o \left(e^{\frac{qV}{mkT}} - 1 \right) \dots \dots \dots 12$$

Donde I_l es la corriente de la celda debida a la interacción fotonica, I_o es la corriente debida a los portadores minoritarios, q es la carga del electrón, V es la tensión de polarización aplicada, m coeficiente de valor comprendido entre 1 y 2 y que depende del modo de recombinación predominante k es la constante de S. Boltzmann 1.3810×10^{-23} J/K, y T es la temperatura absoluta en la zona de la unión en grados Kelvin son ya conocidas.

Con la formula anterior podemos determinar la corriente de cortocircuito de una celda fotovoltaica simplemente si $V=0$, resultando que $I=I_l$ por lo que la corriente producida por la celda es directamente producto de la irradiancia sobre dicha celda. Lo cual nos permite conocer la corriente en la celda con los parámetros de irradiancia de la región en particular con una buena aproximación.

El Voltaje de circuito abierto depende logarítmicamente de la iluminación de la celda, mientras que la corriente de corto circuito es directamente proporcional a la iluminación de la misma.

La potencia máxima de la celda está dada por la formula:

$$P_{max} = V_m I_m = FF I_{sc} V_{oc} \dots \dots \dots 13$$

Donde, **FF** (fill factor): es una medida de la calidad de la celda, el cual varía típicamente de 0.5 a 0.82 dependiendo de la tecnología de la celda. El secreto para maximizar el FF consiste en maximizar la corriente fotonica para maximizar la relación de la foto-corriente inversa de saturación actual y reducir al mínimo la resistencia en serie y, maximizar la resistencia en paralelo dentro de la celda.

Una Celda convierte aproximadamente el 20% del total de la irradiancia recibida en electricidad, dependiendo del tipo de celda y de las condiciones de trabajo, por lo que más de un 50% del total de energía recibida se convierte en calor. Dicho calor excesivo causa una disminución de la eficiencia de la celda de aproximadamente

0.4%/°C y, un periodo largo a estas temperaturas deteriora prematuramente a dicha celda. Igualmente, la foto-corriente es directamente dependiente de la longitud de onda de la luz incidente sobre la celda, por lo que la mayoría de las celdas están hechas para operar en el rango de las radiaciones emitidas por un cuerpo negro a 5800 K.

NOCT: es la temperatura nominal de operación de la celda, consisten en la temperatura alcanzada por la celda cuando esta opera en circuito abierto a una temperatura ambiente de 20 °C y una masa de aire de 1.5.

Ya que las celdas de Si decrecen 2.3mV/°C, el V_{oc} de un modulo decrecerá 2.3(n)mv/°C, donde n es el numero de celdas del modulo.

Dado que una celda típicamente da entre 0.5 a 0.6V en circuito abierto, un modulo de 16-18V consistirá en un arreglo en serie de entre 33-36 celdas, considerando que el V_m es aproximadamente un 80% del V_{oc} y, donde cada celda maneja entre 2-3 Watts.

La figura 10 nos muestra las diferentes etapas para la fabricación de un panel solar.

Básicamente el proceso de producción de celdas cristalinas consiste en la producción de obleas y fabricación de celdas a partir de estas obleas.

Las obleas (láminas muy delgadas de silicio cristalino) se cortan de un bloque sólido de silicio. Se produce un silicio poli cristalino enfriando un contenedor de silicio derretido. El cristalino-puro se produce sacando un lingote del silicio derretido. También es posible hacer crecer cristal directamente sobre una placa de metal, eliminando así el proceso de corte (que es el costoso).

Producir poli-cristalino es más barato que el cristalino-puro y también materia prima menos costosa puede utilizarse. Sin embargo la eficiencia es un poco menor. Los costos del silicio crudo son algo más caros y con la demanda creciente de celdas FV y otros semiconductores los precios tienden a elevarse.

Dependiendo del voltaje y la corriente de operación seleccionada, podrán hacerse arreglos de paneles FV en serie o en paralelo, lo cual nos permitirá aumentar la corriente al conectarlos en paralelo, o el Voltaje al conectarlos en serie. La figura 11 nos muestra la conexión de paneles FV en serie y en paralelo.

Para voltajes trifásicos se pueden hacer arreglos de módulos para alimentar a inversores que a su salida de generen voltajes de AC trifásicos con potencias del orden de los KW.

Figura 10



Existe una gran variedad de celdas solares comerciales, tal como se muestra en la figura 12.

En la figura 13 observamos los parámetros más relevantes de cada tipo de celda, como son el voltaje de circuito abierto (VAC), la corriente de corto circuito (ICC) y la potencia máxima (PM) generada por la celda en cuestión.

La figura 14 nos muestra la cantidad de metros cuadrados requeridos para generar 1000 W/m² conforme al estándar, podemos observar que si disponemos de una gran cantidad de espacio y el recurso solar es alto (HSP), entonces pudiera ser factible el uso de celdas de silicio amorfo, ya que son las más económicas.

Por otro lado, si no disponemos de suficiente espacio y el recurso solar es regular, entonces pudiéramos elegir un panel con celdas de silicio mono cristalino, pero si el presupuesto disponible no es alto, entonces podemos elegir las celdas de silicio poli cristalino, ya que estas son un poco más económicas y su rendimiento es bueno.

Figura 11

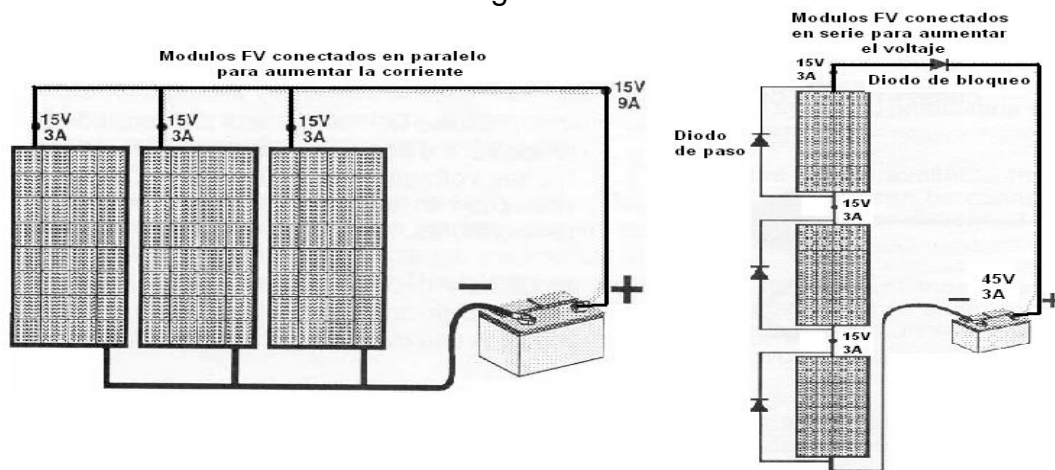


Figura 12

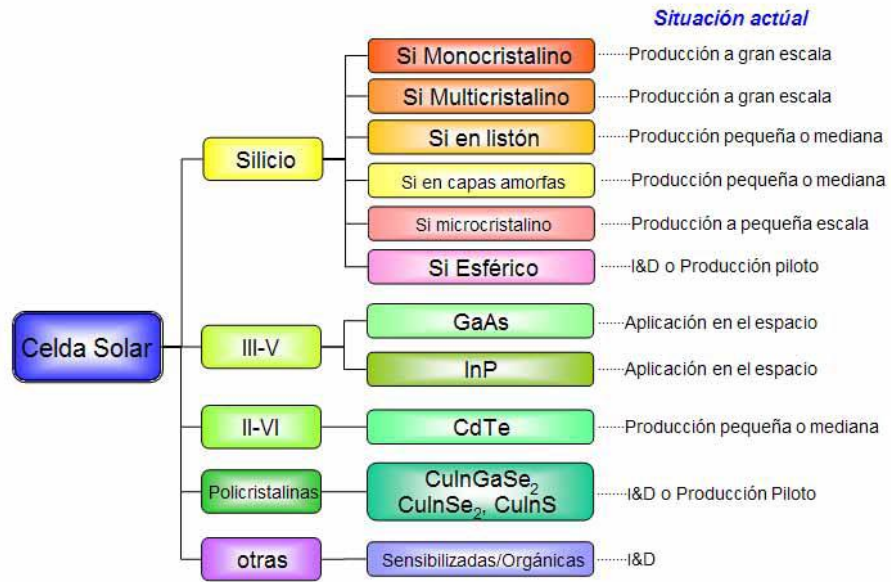


Figura 13
TIPO DE CELDAS COMERCIALES

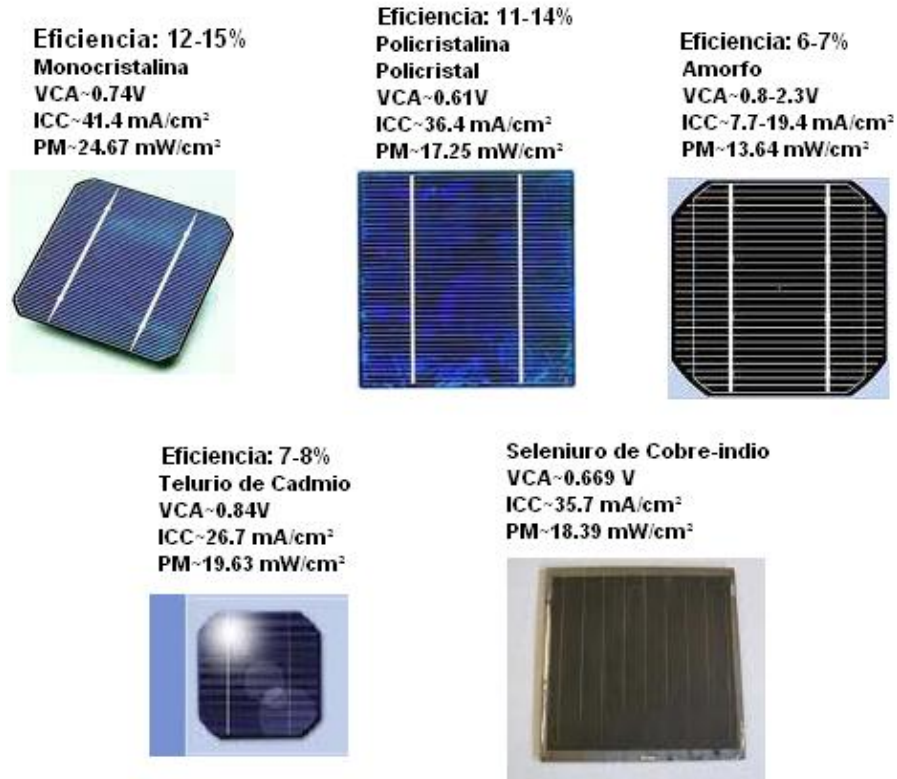


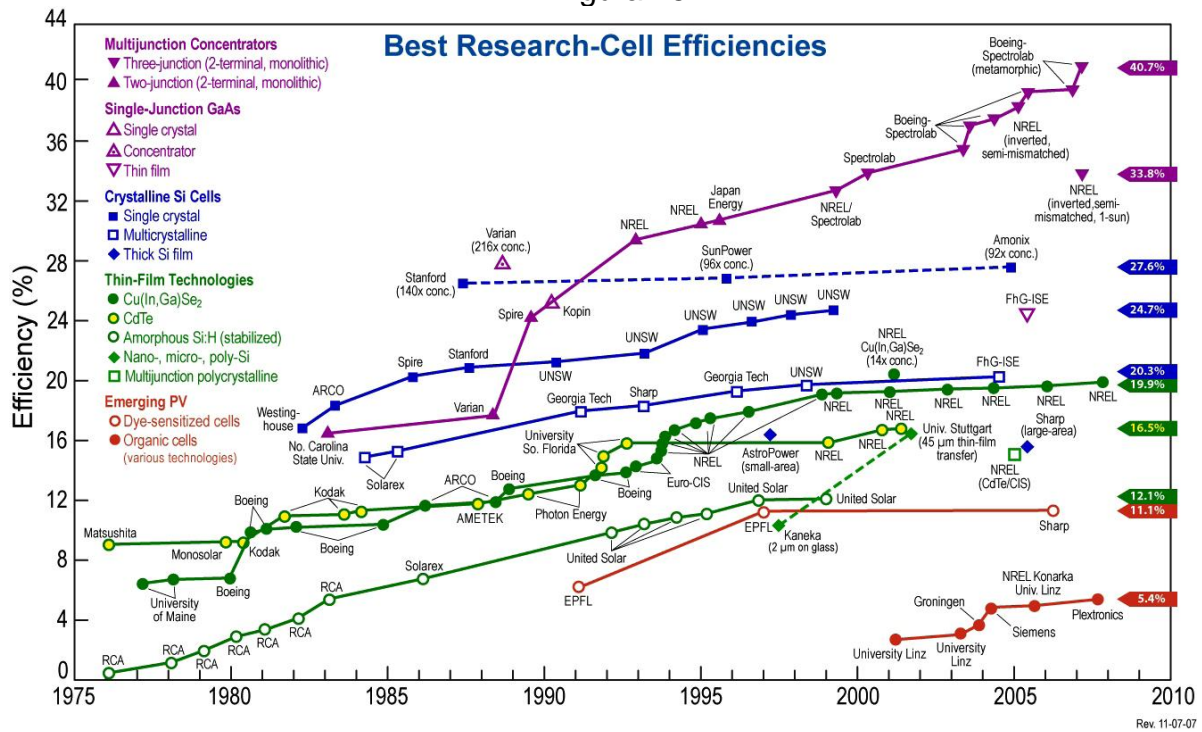
Figura 14
Eficiencia energetica por tipo de material

Material de la Celda	para generar 1 KWp
Monocristalino	7 - 9 m ² 
Policristalino	8 - 11 m ² 
Diselenio de Indio-Cobre (CIS)	11 - 13 m ² 
Teluro de Cadmio (CdTe)	14 - 18 m ² 
Silicio amorfo	16 - 20 m ² 

Las técnicas de manufactura de las celdas fotovoltaicas ha mejorado en los últimos años (figura 15), lo que ha conducido a obtener materiales con la más alta pureza y menos defectos, especialmente en celdas multiunión donde ha habido grandes avances en los últimos 22 años mejorando la eficiencia en más de un 200% desde 1988, alcanzando una eficiencia en celdas solares de este tipo de hasta un 40.7% en el año 2006 en todo el mundo, con la celda de triple unión de fosfuro de indio galio / arseniuro de galio / germanio. Existen pocas compañías en los Estados Unidos que comercializan las celdas de GaAs/GaInP/Ge debido a su alto costo, sin embargo a medida que la tecnología avanza y la capacidad de fabricación se incrementa, estas celdas serán más competitivas económicamente.

Dado que para la generación de electricidad el carbón y las plantas térmicas de gas liberan enormes cantidades de dióxido de carbono al medio ambiente, y aunque las plantas de energía nuclear no lo liberan, sin embargo tienen el problema de la disposición final del combustible nuclear gastado, y por otro lado la energía solar y otras fuentes renovables no presentan este tipo de problemas ya que no consumen combustibles, de hecho al menos el 89% de las emisiones contaminantes del aire pudieran ser eliminadas si la producción mundial de electricidad de la red fuera proveído por sistemas fotovoltaicos.

Figura 15.



Como se indico anteriormente, el costo de las Celdas solares ha tenido una reducción significativa en su costo de producción a través del tiempo, sin embargo el reto consiste en reducir la energía usada en los procesos de su fabricación, incrementando a la vez su funcionalidad, eficiencia y confiabilidad, ya que durante su producción se consumen grandes cantidades de energía y los materiales usados son tóxicos.

Por lo anterior tiene especial relevancia determinar la ENERGIA NETA asociada a la fabricación de las celdas solares, es decir si la energía invertida en su producción es menor a la producción en masa de las mismas, considerando los beneficios que esta generara no solamente por la energía que proveerán si no también los efectos contaminantes que se evitara con su uso.

Los sistemas fotovoltaicos para uso domestico se manejan con un precio diferente y se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$\text{Costo SFV (\$)} = P_m * M_o * C_r$$

donde:

Costo SFV está en dólares

P_m = Potencia de los paneles a utilizar en Watts.

M_o = Número de paneles FV

C_r = Costo relativo por watt

Los costos relativos por watt son los siguientes:

-Para sistemas de iluminación de 10 a 15 dólares por watt.

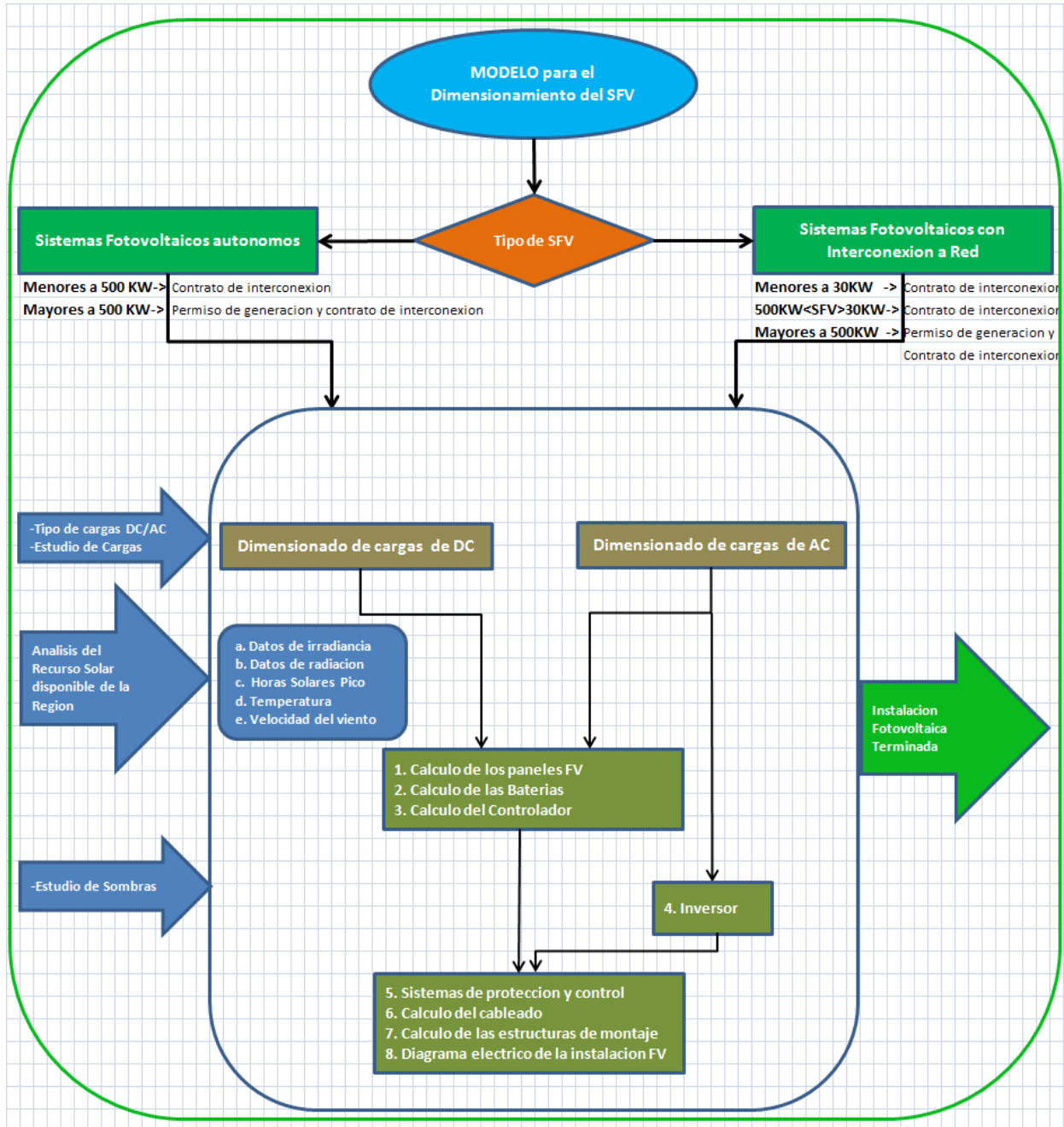
- Para sistemas de comunicación de 12 a 17 dólares por watt.
- Para sistemas de bombeo de 18 a 30 dólares por metro cúbico.

Durante el desarrollo de este trabajo se utilizaran formulas, tablas de datos de variables solares, tablas de especificaciones de los componentes del SFV, normas aplicables a SFV y demás información relacionada que nos permitan dimensionar de manera clara y sencilla Sistemas Fotovoltaicos de diferentes capacidades y aplicaciones.

Se explicara cada uno de los resultados obtenidos con la mayor claridad, de tal forma que este trabajo sirva de base para estudiantes de ingeniería y demás personal que se dedique a la investigación, desarrollo, implementación e integración de sistemas fotovoltaicos.

Modelo propuesto para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

Estableceremos el modelo a seguir para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos que nos permita seguir una serie de pasos o etapas, que comprenda desde la identificación del tipo de SFV, hasta el último paso en el proceso de dimensionado. Lo anterior después de recopilar toda la información teórica sobre los conceptos de energías renovables, particularmente de la energía solar fotovoltaica.



La grafica anterior nos muestra el resultado propuesto de este modelo, el cual se obtuvo como resultado de recabar información de diferentes fuentes e investigaciones relacionadas a este tema.

Podemos observar que como un primer paso es importante determinar si el sistema será autónomo o si estará interconectado a la red, esto debido al inversor especial que deberá usarse así como el medidor bidireccional que deberá utilizarse, además de realizar los trámites legales con la Comisión Reguladora de energía (CRE), todo esto para sistemas con interconexión a la red.

Otra información relevante es saber si el sistema FV alimentara cargas en corriente directa, cargas en corriente alterna o ambas simultáneamente, ya que durante el proceso del dimensionado del numero de inversores algunas cargas de AC reactivas generan picos elevados de corriente durante el arranque, en cuyo caso debemos utilizar al menos un factor de x3 para determinar la capacidad de potencia del inversor a seleccionar, por ejemplo en el caso de sistemas autónomos.

Indudablemente que un estudio de cargas detallado será relevante para el correcto dimensionado del sistema FV que se implementara. Se recomienda realizar un cuadro de cargas con todos los detalles de consumo de energía, tanto en watts-hora como en Amperes-hora por día.

Con toda la información anterior procedemos a iniciar el proceso de dimensionado, en cuyo caso primeramente debemos conocer el recurso solar disponible en la región. Esta información deberá obtenerse de datos históricos previamente recabados tomados físicamente, lo cual nos dará una mejor aproximación a la realidad sobre el proceso de dimensionamiento de los componentes del SFV. Sin embargo, si no se cuenta con información real, podemos utilizar algún software para obtener estos datos vía internet. Cabe mencionar que esta información en algunas ocasiones tiene un sesgo o variación respecto a los valores reales de hasta un 20%, lo cual nos puede conducir a que los cálculos no sean los más aproximados a los reales y nuestro diseño FV presente alguna deficiencia en su funcionamiento. Se recomienda revisar y comparar la información con más de un software y obtener un valor más cercano al verdadero.

Los datos del recurso solar al que nos referimos son básicamente la irradiancia, la radiación, así como las horas de sol pico de la región. Conocer la temperatura es importante, ya que como sabemos esta afecta el rendimiento de las celdas, y analizar la posibilidad de implementar un sistema de enfriamiento por agua o por aire. El aire fuerte en menor grado afecta la incidencia directa de las ondas electromagnéticas sobre la celda FV, ya que produce una ligera desviación de las mismas.

Durante el proceso de selección y cálculo de los módulos FV es conveniente analizar el tipo de tecnología a emplear, sobre todo si se tiene un alto recurso solar en la zona, podríamos ver la posibilidad de utilizar una tecnología con menor eficiencia la cual se vería compensada por el alto recurso solar, y el sistema podría resultar más económico.

Conocer un histórico del clima es relevante para determinar los días de autonomía del SFV más próximos a lo real, esto evitaría usar más baterías con el consecuente costo más alto.

Durante el cálculo del controlador debemos considerar dos aspectos importantes, el primero referente a la corriente total producida por los módulos, la cual no debe exceder la capacidad de entrada del controlador, y la segunda la corriente de la carga.

Desarrollo de cada uno de los bloques del modelo propuesto para el dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos

Primeramente hablaremos del diseño de un sistema fotovoltaico autónomo como un concepto amplio que incluye todas las actividades y especificaciones que deben cumplirse para que un sistema fotovoltaico funcione satisfactoriamente, es decir, que sea confiable y factible económicamente de construirse. Aunque existirán una serie de factores que afectarán al diseño tal como el consumo o perfil de consumo de las cargas que se vayan a alimentar por la instalación fotovoltaica, así como la radiación solar del lugar donde se ubicará la instalación.

Definiremos como dimensionado de un sistema fotovoltaico al cálculo del tamaño óptimo de la instalación fotovoltaica, donde la tarea fundamental del dimensionado de un SFV autónomo consistirá básicamente en la determinación del tamaño óptimo tanto de los paneles FV, como del conjunto de baterías que formen el sistema. Ya que estos dos elementos son los más importantes del SFV autónomo, deberá prestarse especial atención a su dimensionado. Posteriormente y sin que esto tenga menor importancia, deberán dimensionarse los otros elementos que integran el SFV como son el inversor, el regulador de carga y el cableado.

Algunos factores importantes para el dimensionado de SFV son:

Factores geográficos:

- Localización del sitio,
- Clima
- Conocimiento del sitio
- Recurso solar del sitio

Factores Energéticos:

- Tipos de cargas
- Tiempo de uso
- Potencia total
- Energía total

Factores Tecnológicos:

- Tipo de módulos
- Tipo de controladores
- Tipo de baterías
- Tipo de inversor
- Tipo de cables utilizados
- Tipo de estructuras

Conceptos relevantes en el dimensionado:

Potencia eléctrica (P): Es el producto del Voltaje por la Corriente eléctrica, se mide en Watts (W).

Potencia Pico (P_p): En un modulo fotovoltaico es la potencia máxima generada bajo condiciones estándares de medición.

Voltaje nominal (V_n): Es el voltaje de especificación comercial de una carga, generador, batería, etc...

Energía Eléctrica (E): Es la potencia eléctrica consumida, generada o almacenada en un intervalo de tiempo dado. $E=P*t$, si el tiempo es medido en horas (h), entonces tenemos que la energía E se mide en Watts hora (W-h).

W-h: es la cantidad de energía producida o consumida por un equipo eléctrico durante una hora. Un KW-h = 1000 W-h.

Ampere-hora (A-h): es la cantidad e corriente producida o consumida por un equipo eléctrico a un voltaje dado durante una hora.
 $100 \text{ A-h}@24\text{V} = 2400 \text{ W-h} = 2,4 \text{ KW-h}$.

Irradiancia: Es la magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros medida como una potencia instantánea por unidad de area, W/m^2 o unidades equivalentes. El valor estándar de irradiancia= $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

Irradiación: Es la cantidad de irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en $\text{W-h}/\text{m}^2$ o, en caso de un día, en $\text{W-h}/\text{m}^2/\text{día}$ o unidades equivalentes.

Insolación: Irradiancia acumulad en un tiempo dado, se mide en $\text{W-h}/\text{m}^2$.

Horas de sol Pico o HPS: Es el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiancia solar constante de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. Es decir, una hora solar pico "HPS" equivale a $1\text{kW-h}/\text{m}^2$ o, lo que es lo mismo, $3.6 \text{ MJ}/\text{m}^2$. Dicho en otras palabras, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada "paquete" de 1 hora recibiendo $1000 \text{ watts}/\text{m}^2$.

Para calcular el valor de HPS se divide el valor de la irradiación incidente entre el valor de la potencia de irradiancia en condiciones estándar de medida (STC), pues es en esas condiciones donde se cumplen las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos. Ese valor de irradiancia en condiciones estándar de medida es de $1000 \text{ watts}/\text{m}^2$. Es decir, si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1000, se obtienen las HSP. Como ejemplo, si tenemos una irradiación de $4.500 \text{ W-h}/\text{m}^2$, para pasarla a HSP, se divide entre $1.000\text{W}/\text{m}^2$, con lo que obtenemos 3.8 HPS.

Algunos pasos simples:

-Estimación del consumo. Son los datos aportados por el usuario, y deben ser siempre lo más realistas posibles para evitar desviaciones en el dimensionamiento. Si la instalación se realizara para una vivienda de uso diario todo el año, se escogerá el valor medio de todo el año. Si la instalación se realizara para el uso ocasional, por ejemplo en verano, hay que escoger los valores de los meses de verano. En este punto se deben identificar las cargas eléctricas si son en CD o CA, y debe elaborarse una relación de cargas en CD y en CA.

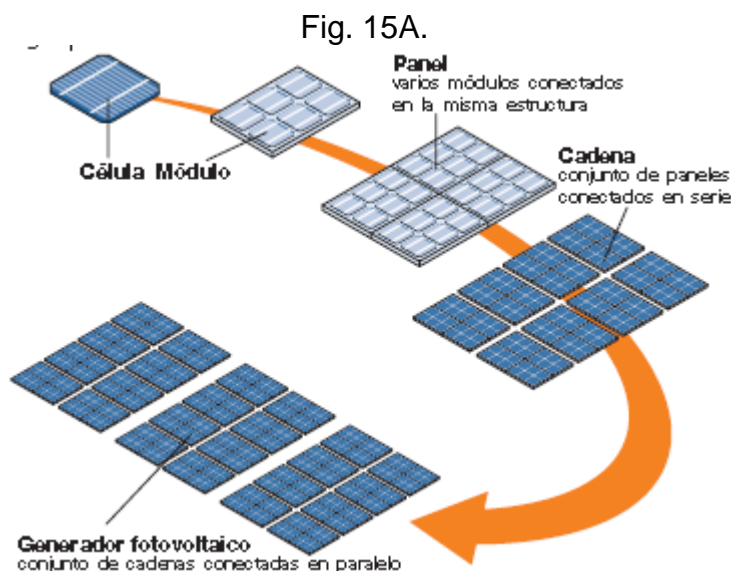
-Identificar el voltaje nominal y la potencia de operación de las cargas. Se recomienda que todas las cargas operen a V_n .

-Estimación del tiempo de operación de las cargas por día,

-Datos del lugar donde se realizará la instalación para saber la irradiación de la que dispondremos.

-Dimensionado de los módulos fotovoltaicos (número de paneles necesarios y capacidad).

La base la constituye una celda FV, un grupo de celdas conforma un módulo y, un grupo de módulos conforma un panel FV, tal como se observa en la figura 15A.



-Dimensionado de la capacidad de acumulación (numero de baterías).

Para el dimensionado del sistema de acumulación es muy importante tener en cuenta los días de autonomía que se van a otorgar a la instalación, para proyectos domésticos se suelen tomar entre 3 y 5 días de autonomía, 6 o 7 días en caso de tratarse de zonas con baja irradiación donde pueden producirse periodos de varios días en condiciones de poca luz. Para sistemas remotos suelen tomarse 7 y 10 días

de autonomía. Es importante señalar que el costo se incrementa para un mayor número de horas de autonomía, ya que implica un banco de baterías más grande.

-Dimensionado del regulador. Debemos calcular cual es la máxima corriente que debe soportar el regulador, a su entrada pero también a su salida.

- Dimensionado del inversor.

Métodos usados para el dimensionado de SFV

Existe un gran número de métodos para dimensionar un SFV autónomo o conectado a la red, los cuales abarcan desde cálculos directos hasta complejos programas de diseño y simulación.

Las consideraciones para el dimensionado de un SFV autónomo se basan en diseñar un sistema con alta confiabilidad, mientras que en un sistema conectado a la red lo que se busca es obtener el máximo rendimiento a lo largo del año o que la energía suministrada sea lo más elevado posible.

En un sistema FV conectado a red las fallas no son tan críticas, ya que las cargas pueden ser alimentadas por la red misma, sin embargo no es así en un sistema autónomo, donde se requiere tener especial cuidado en el diseño y dimensionado de los componentes del sistema que garantice probabilidades de falla demasiado bajas.

Para el dimensionado de SFV usaremos algunos métodos de cálculo sencillos y claros, sin embargo también emplearemos el software HOMER que nos permita realizar un comparativo de los resultados obtenidos, así como tener la posibilidad de simular la mejor opción de diseño y rendimiento del sistema FV conforme a las condiciones de diseño establecidas.

Pasos para el dimensionado de SFV usando métodos de cálculo.

Paso 1. Estimación del consumo.

En este punto se debe registrar la carga que deberá alimentar el SFV en diseño, que nos permita calcular la capacidad de los componentes del sistema completo.

Debe calcularse la energía que el usuario requerirá diariamente, por lo cual debe determinarse la potencia de todos los aparatos de que constará la instalación, individualmente, junto con el tiempo medio de uso de cada uno de ellos. En caso de duda, tanto la potencia como el tiempo medio de uso se deberán redondear hacia arriba.

Registrados todos los aparatos, potencias y tiempos de uso la expresión para calcular la energía de consumo, diferenciando entre los aparatos de corriente alterna y continua será:

$$EC_{AC} = \sum P_{N(AC)} * t_d \dots\dots\dots 14$$

$$EC_{DC} = \sum P_{N(DC)} * t_d \dots\dots\dots 15$$

Donde:

EC_{AC}: Energía consumida en AC (Wh)

EC_{DC}: Energía consumida en DC (Wh)

P_N: Potencia Nominal (W)

t_d: Tiempo diario de uso (h)

Para calcular el consumo total, se tendrán en cuenta los rendimientos de las etapas existentes aplicando la siguiente expresión:

$$E_T = E_{DC} / \eta_{BAT} + E_{AC} / (\eta_{BAT} \cdot \eta_{INV}) \dots\dots\dots 16$$

Donde:

E_T= Energía total requerida por el sistema,

η_{BAT}: Rendimiento de la batería

η_{INV}: Rendimiento del inversor

La energía total requerida E_T, es la energía que el sistema demanda en su conjunto en un día, y es un dato sumamente importante a la hora de dimensionar el generador fotovoltaico

Paso 2. Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles

De acuerdo a estudios de geometría solar, la inclinación de los módulos fotovoltaicos para esta región del país debe ser con orientación hacia el sur, para lo cual deberá conocerse la radiación incidente a diferentes inclinaciones.

Una aproximación teórica para calcular la inclinación del colector solar es:

$$\mathbf{Inclinacion = Latitud + \frac{Latitud}{2} \dots\dots\dots 17}$$

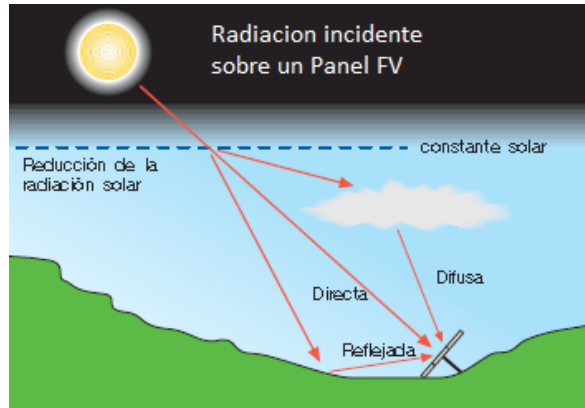
$$\mathbf{Inclinacion = Latitud - \frac{Latitud}{2} \dots\dots\dots 18}$$

Donde latitud es la latitud del lugar en particular, y dependiendo de la época del año (verano o invierno), deberá orientarse como se indica.

Para cálculos más exactos podrán usarse alguna formulas como las indicadas en temas anteriores.

Deberán realizarse los cálculos para los 12 meses del año, de esta forma se habrán obtenido las componentes directas y difusas que al sumarse componen la radiación

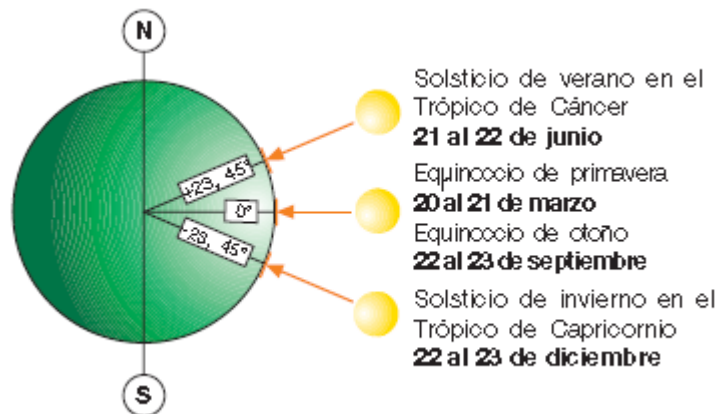
global recibida (se supone que la radiación reflejada es nula) para superficies horizontales. Ver figura 16ª.



Deberá obtenerse el mes crítico donde la radiación solar es mínima, esto se realiza mediante tablas de radiación incidente por cada uno de los meses del año para diferentes inclinaciones.

Estas consideraciones de dimensionado nos asegura un correcto funcionamiento de la instalación en el mes en que la relación Consumo / Radiación es máxima. Esto es especialmente importante en las instalaciones cuyo consumo varíe y donde la garantía del suministro es más importante que el maximizar la captación energética a lo largo del año.

La eficiencia máxima de un panel solar se obtendría si el ángulo de incidencia de los rayos solares fuera siempre de 90° . En la práctica la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos $23,45^\circ$ respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, a una latitud definida la altura del Sol en el horizonte cambia diariamente. El Sol está posicionado en un ángulo de incidencia de 90° respecto a la superficie terrestre (cénit) en el ecuador los dos días de equinoccio y en los trópicos durante los solsticios, refiérase a la figura 20B.



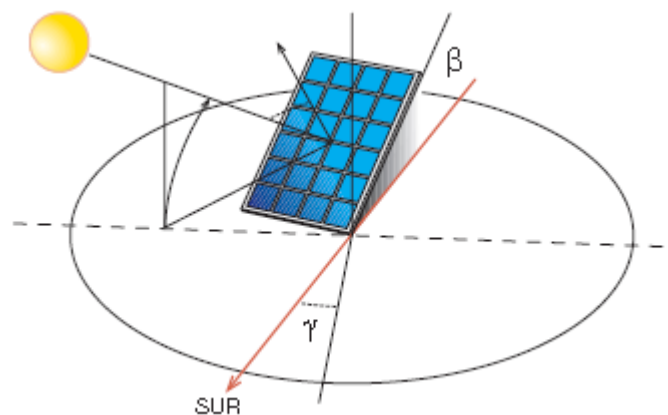
Los paneles fijos deben tener una orientación tan meridional como sea posible en el hemisferio norte³ para obtener una mejor insolación de la superficie del panel durante el mediodía local y en general al término del día.

La orientación de los paneles puede indicarse con el *ángulo azimuth*⁴ (γ) de desviación respecto a la dirección óptima hacia el sur (para localizaciones en el hemisferio norte) o hacia el norte (para enclaves en el hemisferio sur).

Los valores positivos de los ángulos azimuth muestran una orientación hacia el oeste, mientras que los negativos indican que la orientación es hacia el este (IEC 61194).

Cuando se trata de paneles montados a ras del suelo, la combinación de la inclinación y la orientación determinará la exposición de los propios paneles, ver figura 20C. Por el contrario, cuando los paneles se integran en edificios, la exposición dependerá de la inclinación y orientación de la azotea o tejado. Se obtienen buenos resultados mediante colectores con orientación sureste o suroeste con una desviación respecto al sur de hasta 45°. Las desviaciones mayores se pueden compensar ampliando ligeramente la superficie del colector.

Fig. 20C.



β es el ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal.
 γ es el ángulo azimuth de los paneles.

Paso 3. Dimensionado de los módulos fotovoltaicos

Al conocer la carga que será conectada al sistema fotovoltaico, estamos ya en condiciones de dimensionar los módulos requeridos.

El número total de módulos fotovoltaicos (N_T) que se deben instalar se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$N_T = \frac{E_T F_S}{H_P I_m \eta_w \eta_c \eta_i \eta_{cb}} \dots \dots \dots 19$$

Donde:

E_T : Es la energía total a consumir por las cargas en A-h.

F_s : Factor de sobredimensionamiento entre un 5 al 10%.

H_P : Recurso solar disponible en horas pico.

I_m : Corriente del modulo en el punto de máxima potencia bajo condiciones STC.

η : eficiencia en el manejo de energía.

η_w : Eficiencia de los cables (97%).

η_c : Eficiencia del controlador (97%).

η_i eficiencia del inversor (95%).

η_{cB} : Eficiencia coulombica de la Batería (95%).

Una vez conocido el número de total de módulos que forman el Sistema fotovoltaico y el voltaje nominal de la batería, el cual debe de coincidir con el voltaje nominal de la instalación, ya estamos en condiciones de determinar si es necesario agrupar los módulos en serie y en paralelo.

Para el cálculo del número de módulos que habrá que conectar en serie, utilice la expresión:

$$N_s = V_{Bat} / V_m = V_n / V_m \dots\dots\dots 20$$

Donde:

N_s : número de módulos en serie por rama

V_{Bat} : Voltaje nominal de la batería (V)

V_n : Voltaje nominal del sistema (V)

V_m : Voltaje nominal de los módulos (V)

Para el cálculo del número de módulos en paralelo a conectar para suministrar la potencia necesaria utilice la siguiente fórmula:

$$N_p = N_T / N_s \dots\dots\dots 21$$

Donde:

N_p : es el número de módulos a conectar en paralelo.

Los valores de N_T , N_s y N_p se redondean por exceso, excepto si se aproximan mucho a las cifras por defecto, de manera que se asegure el suministro de potencia que demanda la instalación.

Paso 4. Dimensionado del Banco de Baterías.

La energía eléctrica proveniente de las celdas o módulos solares deberá ser almacenada en baterías, para definir el Voltaje de las baterías, se deberán tener en cuenta los siguientes parámetros:

- *Máxima Profundidad de Descarga:* es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para proteger la duración de la misma. Por ejemplo en baterías estacionarias de plomo-ácido un valor adecuado de este parámetro es de 0.7.
- *Días de Autonomía:* es el número de días consecutivos que en ausencia de sol, el banco de baterías es capaz de suministrar la energía requerida, sin exceder la profundidad máxima de descarga de la batería. Los días de autonomía posibles, dependen entre otros factores del tipo de instalación y de las condiciones climáticas del lugar.

La capacidad de un banco de baterías se dimensiona en función de la energía consumida diariamente por las cargas eléctricas y la autonomía requerida en el sistema.

En un sistema fotovoltaico la autonomía del banco de baterías es el número de días que funcionarían las cargas eléctricas con cero insolaciones.

$$C_B = \frac{E_C A_U}{V_B f_u F_i \eta_{bat}} \dots \dots \dots 22$$

C_B = capacidad del banco de baterías en A-h.

E_C = Energía consumida diariamente por las cargas eléctricas en W-h.

V_B = Voltaje de operación del banco de baterías.

A_U = Autonomía del banco de baterías.

f_u = Factor de uso para evitar que las baterías se descarguen totalmente ($f_u=0.5$ para placa delgada y $f_u=0.8$ para placa gruesa).

F_i = Factor de incremento de la capacidad debido a una razón de descarga mas lenta ($F_i=1.05$ para placa delgada y $F_i= 1.35$ para placa gruesa).

La capacidad de una batería se mide en Amperes-hora (A-h).

Una capacidad de 100 A-h significa que se puede descargar 10 Amperes durante 10 horas, o 2 amperes durante 50 horas, o 100 amperes durante una hora.

La capacidad de un banco de baterías depende de la cantidad de baterías conectadas en paralelo a un voltaje dado.

La capacidad de una batería depende de:

- La razón de la descarga (si es corta disminuye la capacidad, si es larga la aumenta). Los tiempos de descarga se refieren a 10, 20 o 100 horas, por lo

tanto de define la capacidad de descarga de una batería en un tiempo establecido, mediante la nomenclatura XX Ah Cyy, donde XX es la capacidad de la Batería y yy el tiempo de descarga de la misma.

- De la temperatura.

Si la temperatura de la Batería o de su entorno es inferior a la temperatura a la que se cataloga, la capacidad disminuye, si por el contrario es superior, la capacidad aumenta pero puede reducir el número de ciclos de vida de la batería. por cada 10 °C de aumento de la temperatura, la vida de la batería se reduce a la mitad. Por cada 10 °C de reducción de la temperatura, la capacidad de la batería se reduce 10%. Batería ajustada para temperaturas extremas

- La auto descarga

- La edad

- La profundidad de la descarga (DOD), cuanto más profunda sea la descarga, menor será el número de ciclos y por tanto menor será la vida útil de la batería, al producirse constantes ciclos de carga y descargas profundas

Una batería no entrega toda la energía que recibe durante el proceso de carga debido a:

- No todos los electrones que se inyectan contribuyen a las reacciones
- Del total de electrones inyectados solo del 92 al 98% contribuyen a la reacción, a dicho porcentaje se le llama eficiencia coulombica.
- Se requiere de un voltaje mayor para forzar a que los electrones entren a la celda.
- El voltaje de carga es de 2.33 Volts, el voltaje a la descarga es de 2.05 Volts, dando una razón del 88%.
- Si se consideran los dos factores (voltaje y corriente) la eficiencia como unidad de almacenamiento es de 84%.

El diseñador debe tomar en cuenta el compromiso entre el costo inicial y el tiempo de vida, entre diseñar un sistema con pocas baterías de descarga profunda o más baterías de baja descarga.

Condiciones de operación comunes:

- ✓ Todos los días experimentan ciclos de descarga (noche) – carga (día), equivalentes al 10-20% de capacidad nominal.
- ✓ Con la frecuencia que ocurren nublados prolongados puede descargarse profundamente y tardar semana en recuperar el 100% de la carga.
- ✓ Operan a temperaturas tan bajas como 0 grados en invierno, y tan altas como 45 grados en verano.
- ✓ Los usuarios se olvidan hasta que el agua ha bajado por debajo del nivel de las rejillas.

- ✓ La corrosión en las terminales de conexión no es eliminada hasta que falla todo el sistema.
- ✓ El voltaje de carga es insuficiente y la batería nunca alcanza su carga total.
- ✓ El voltaje de carga es excesivo y la batería pierde agua excesivamente.
- ✓ El usuario descarga la batería totalmente a pesar de que el tipo usado no sea el adecuado para ello.

Existen diferentes tipos de baterías tal como plomo-acido, plomo antimonio, plomo calcio y baterías libres de mantenimiento de ciclo profundo fabricadas a base de gels especiales.

Otro tipo son de níquel-cadmio y algunas mas como Níquel-Zinc y las baterías de Níquel-Metal-Hidróxido (NIMH).

Las baterías más usadas en aplicaciones fotovoltaicas son las de **plomo acido** debido a que:

- Son muy conocidas y comunes
- Se pueden recargar
- Son relativamente baratas
- Están disponibles en una variedad de tamaños y posiciones
- Pueden ser sometidas a procesos de descarga (pequeña razón) por tiempos prolongados.

Las baterías de plomo acido constan de:

- ❖ Un cátodo de plomo, es el electrodo negativo y está formado por una rejilla de plomo, recubierta de plomo esponjoso.
- ❖ Un ánodo de PbO_2 : es el electrodo positivo y está formado por una rejilla de plomo recubierta con PbO_2 .
- ❖ Un medio electrolítico es el camino a través del cual se lleva a cabo una reacción química, el electrolito es acido sulfúrico al 37% o con una densidad especifica de 1.28 al 100% de carga.
- ❖ Una jarra o vaso que contiene a la celda.
- ❖ La densidad del electrolito es una medida directa del estado de carga de la batería.

Para elegir el voltaje correcto de la Batería según la carga que alimentara el SFV pueden tomarse las siguientes consideraciones:

- Si la potencia es menor a 1,500 Watts, puede usarse baterías de 12 Volts.
- Si la potencia está entre 1,500 y 5,000 Watts, pueden usarse baterías de 24 o 48 Volts.

- Si la potencia es mayor a 5,000 Watts, pueden usarse baterías de 48 o 120 Volts.
- La vida de una batería se expresa en ciclos, que se definen como el número de veces que se produce una carga/descarga.
- Los factores de que depende la vida de una batería son:
- -Espesor de las placas.
-Concentración del electrolito.
-Profundidad de descarga.

El número de ciclos de una batería así como la profundidad de descarga deben ser facilitados por el fabricante.

Normalmente para aplicaciones fotovoltaicas se usan baterías de descarga profunda.

Para el diseño de sistemas con autonomía debemos considerar la eficiencia de la batería (típicamente 90% de la carga se recupera) y del cableado (considerar 2% de pérdidas), a esto se le llama factor de corrección de la carga.

Consideraciones de diseño y elección de la batería y del banco de baterías:

- Celdas de la batería.
- Densidad de almacenamiento de la energía.
- Tipos y configuración de terminales.
- Especificaciones de los cables.
- Pérdida de agua.
- Protección de la batería.
- Susceptibilidad al congelamiento.
- Tipo de sistema y modo de operación (ciclo poco profundo, ciclo profundo o ciclo intermitente).
- Necesidades específicas de carga.
- Requerimientos de días de almacenamiento (autonomía).
- Máxima profundidad de descarga permisible.
- Temperatura ambiente y condiciones ambientales.
- Tasa de auto descarga (nuevo, viejo).
- Capacidad máxima de la Celda.
- Características de gaseo.
- Peso y tamaño.
- Reciclabilidad.
- Prestigio del fabricante.
- Costo y garantía.

Paso 5. Dimensionado del Controlador

El controlador de carga tiene la función de controlar las cargas y descargas de la batería dentro de los parámetros establecidos, el proceso de carga viene de los módulos fotovoltaicos y el proceso de descarga se realiza a través de las diferentes cargas conectadas a la instalación.

El controlador evita que los módulos solares se convierta en cargas cuando no están generando electricidad. En este sentido son usados fusibles, diodos de bloqueo y baypass hasta sistemas mucho más complejos de regulación y control.

Para dimensionar un controlador, debemos obtener la corriente máxima de la instalación. Por lo tanto, debemos calcular la corriente generada por los módulos FV, la corriente consumida por la carga, y la máxima de estas dos corrientes será la que deba soportar el controlador seleccionado.

La corriente total producida por la instalación FV es la suma de las corrientes producidas por cada uno de los módulos funcionando a pleno rendimiento:

$$I_T = I_R N_R = \frac{P_p \eta_m}{V_m} \dots \dots \dots 23$$

Donde:

I_T : Corriente total producida por los módulos FV, en Amperes,

I_R : Corriente producida por cada modulo FV conectado en paralelo, en Amperes,

N_R : Número de módulos conectados en paralelo de la instalación FV,

P_p : Potencia Pico del módulo fotovoltaico en Watts,

η_m : Rendimiento del módulo

V_m : Voltaje nominal de los módulos, en Volts,

La corriente que consume la carga se determina considerando tanto las cargas en conectadas en voltaje de DC, como las cargas en AC.

$$I_C = \frac{P_{DC}}{V_{bat}} + \frac{P_{AC}}{V_{inv}} \dots \dots \dots 24$$

Donde:

I_C : Corriente que consume la carga (Amperes)

P_{DC} : Potencia de las cargas en DC (Watts)

V_{bat} : Voltaje nominal de la batería (Volts)

P_{AC} : Potencia de las cargas en AC (Watts)

El controlador se selecciona en base a la corriente mayor entre I_T y I_C .

Consideremos el siguiente ejemplo:

Sea el SFV constituido por un panel de 12 V/50 W_p el cual suministra una corriente máxima de 4.2 A, y una carga conformada por 4 focos de 11 Watts y un TV de 15 Watts, los cuales funcionan simultáneamente y consumen aproximadamente 5 A.

Por lo tanto la corriente máxima en el sistema no debe exceder estos 5 A, entonces el controlador y los fusibles deben dimensionarse a este valor.

Algunas recomendaciones son convenientes precisar:

- Observe los indicadores luminosos del controlador, el indicador rojo se enciende cuando la batería esta descargada, y el verde se enciende cuando está completamente cargada, procure que se mantenga encendido el indicador verde, ya que esto alarga la vida de la batería.
- Nunca ignore los indicadores del controlador de carga con el fin de consumir toda la energía de la batería, esto la dañara o acortara su vida útil.

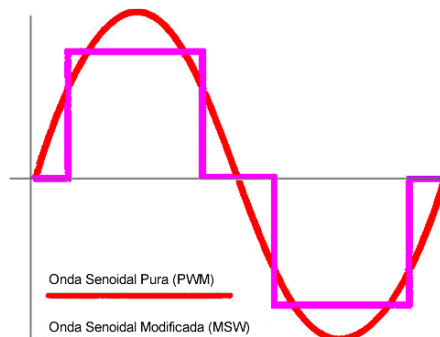
Dado que el controlador es el corazón del SFV, su correcto funcionamiento determina el tiempo de vida del sistema completo, un controlador que demanda más energía de la batería la dañara prematuramente dañando inclusive los cables y otros dispositivos, un controlador que corta la energía de los paneles antes de tiempo influye en la eficiencia del sistema, por tal razón deben usarse los mejores diseños.

Paso 6. Dimensionado del inversor

Ya que la energía obtenida del panel FV es puramente DC, para un uso cotidiano los equipos requieren voltajes de corriente alterna de voltajes estándares de 120 o 220VCA a 60 Hz, para lo cual se requiere de otros sistemas electrónicos tal como los *inversores*.

Existen diferentes tipos de inversores, desde los de onda cuadrada, de onda seno modificado, de PWM y onda seno, el uso dependerá del tipo de carga a alimentar. La figura 16 nos muestra alguna de las formas de salida del inversor.

Figura 16



Las principales características de funcionamiento de un inversor DC –AC son:

- Potencia Nominal (kW)
- Tensión Nominal de Entrada (V)
- Tensión Nominal de Salida (V)
- Frecuencia de operación (HZ)

· Rendimiento (%)

Debido a que la tensión de entrada en el inversor de una instalación fotovoltaica no es siempre constante, el inversor debe tener la capacidad de transformar distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango. Ese rango suele ser de un 15 %. La tensión nominal es un dato de referencia dentro del intervalo de actuación que sirve para identificar el tipo de inversor.

Para dimensionar el inversor se tendrá en cuenta la potencia que demanda la carga AC, de forma que se elegirá un inversor cuya potencia nominal sea un poco mayor a la máxima demandada por la carga. Sin embargo, se debe evitar el sobredimensionamiento del inversor para tratar de hacerlo trabajar en la zona donde presenta mejores eficiencias.

Podemos concluir que la potencia del inversor se obtiene por la expresión:

$$P_{inv} \gg P_{AC}$$

Resumiendo lo anterior, los inversores deben dimensionarse de dos formas:

1. Deben considerarse los Watts de potencia eléctrica que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal de forma continua.
Los inversores son menos eficientes cuando se utilizan a un porcentaje bajo de su capacidad. Por esta razón no es conveniente sobredimensionarlos, deben ser elegidos con una potencia lo más cercana posible a la de la carga de consumo.
2. Otra forma es mediante la potencia de arranque. Algunos inversores pueden suministrar más de su capacidad nominal durante periodos cortos de tiempo. Esta capacidad es importante cuando se utilizan motores u otras cargas que requieran de 2 a 7 veces más potencia para arrancar que para permanecer en marcha una vez que han arrancado (motores de inducción, lámparas de gran potencia). Por esta razón, para evitar problemas y deficiencias en el correcto funcionamiento de nuestra instalación, se recomienda hacer un sobredimensionamiento que contemple estos picos de arranque

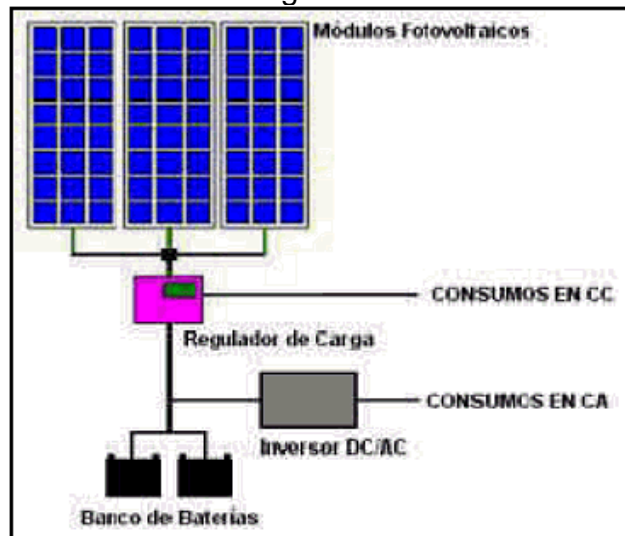
La elección de un inversor se debe hacer considerando los siguientes criterios:

- La suma de las potencias de los equipos a operar simultáneamente, deberá ser cuando mucho el 80% de la potencia nominal del inversor.
- Si el inversor opera continuamente las 24 horas, se deberá seleccionar uno que al menos tenga un 90% de eficiencia.

- Si por el contrario el uso será esporádico, se podrá optar por uno de baja eficiencia que será mucho más económico.
- El voltaje del inversor se especifica tanto por el voltaje de entrada en CD (12, 24, 48 Volts, etc...), como por el voltaje de salida en AC (120, 220 Volts)
- Calidad de energía requerida por la carga que define el tipo de onda generada por el inversor, cuadrada, senoidal o cuasi-senoidal.
- Condiciones ambientales y de almacenamiento del equipo. Los inversores son equipos electrónicos muy sensibles a las condiciones ambientales. Se debe elegir uno lo suficientemente robusto como para aguantar las condiciones ambientales presentes.
- La selección de las protecciones del inversor:
 - a. Protección por alto y bajo voltaje
 - b. Protección contra inversión de polaridad
 - c. Protección contra descargas atmosféricas
 - d. Con Microprocesador, etc...
 - e. Entre más funciones tenga el aparato más costoso será.

Un inversor consume energía del sistema que lo alimenta, por lo que la eficiencia general del sistema disminuye. En este sentido, una de las ventajas consiste en que el voltaje de operación de AC es mucho más alto y por lo tanto se usan calibres de cable más delgados, especialmente cuando deben usarse tramos largos de cable podría ser viable económicamente usar inversores. La Figura 17 nos muestra un SFV que incluye inversor.

Figura 17



Paso 7. Dimensionado del cableado

Finalmente es importante el tipo de conductores utilizados para el manejo y transportación de la energía eléctrica desde su generación o captación hasta el lugar de consumo, pasando por todos los sistemas de protección tal como fusibles, interruptores y demás receptáculos para el manejo eficiente y seguro de la corriente. Lo anterior conforme a la National Electrical Code / wiring methods 2002 (NEC), a la IEEE 928, 929, 937 y demás normatividades regulatorias

Los cables de conexión facilitan el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un sistema fotovoltaico. Sin embargo parte de esta energía se pierda en forma de calor, ya que la resistencia eléctrica de un conductor nunca es nula puesto que presenta una resistencia muy baja, por lo que un buen cálculo del calibre correcto es muy importante.

Ya que el voltaje en un sistema fotovoltaico es voltaje DC bajo, 12 o 24 V, las corrientes que fluirán a través de los cables son mucho más altas que las de los sistemas con voltaje AC de 110 o 220 V.

La potencia en Watts producida por la batería o el panel fotovoltaico está dada por la siguiente fórmula: $P = V \times I$

V= tensión en Voltios

I = corriente en Amperios

Podemos observar que para suministrar una misma potencia en VDC y VAC, la corriente se incrementa sustancialmente a bajos voltajes de DC, es decir, suponga que tenemos un equipo que consume 120 Watts, si se alimenta con VCA aplicando la formula $P=VI$ tenemos que la corriente I que consume es de 1 Ampere. Ahora supongamos que ese mismo aparato deberá alimentarse con 12VDC, por lo tanto la corriente ahora será de 10 Amperes.

Lo anterior requiere de calibres de cable más gruesos para impedir el calentamiento de los mismos y evitar pérdidas por el efecto Joule.

El calibre óptimo puede ser seleccionado por tablas que proporcionan los fabricantes, conforme a la cantidad de corriente que debe conducir.

Un buen diseño del SFV debe considerar las caídas de voltaje en los cables que provienen de los módulos fotovoltaicos y conducen la corriente hacia el controlador, las baterías y demás elementos de control del sistema completo.

El cálculo de conductores se realiza por la capacidad de conducción de la corriente, a esto se le llama AMPACIDAD, la cual se encuentra limitada por lo factores:

- Conductividad del metal conductor y,
- Capacidad térmica del aislamiento.

Para cualquier cálculo de ampacidad de acuerdo a las normas UL, NEC y la Norma eléctrica Mexicana (NOM 99), se requiere que la corriente de diseño sea:

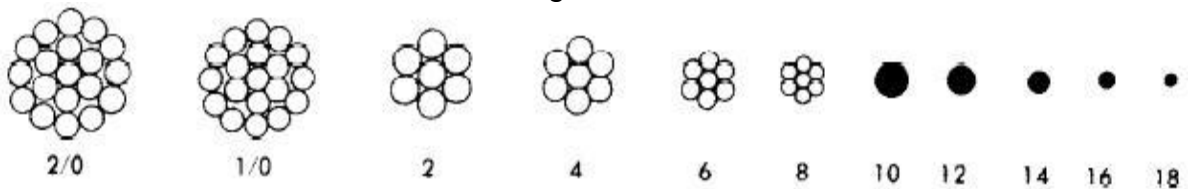
$$I = I_{SC} * 1,25 * 1,25 = I_{SC} * 1,56 \dots \dots \dots 25$$

Donde: I_{SC} es la corriente de cortocircuito del panel FV.

En general, para el cálculo del conductor del arreglo FV se toma como referencia la corriente de cortocircuito multiplicada por 1.56 y, para cualquier otro conductor se toma como referencia la corriente máxima de operación multiplicada por 1.25 tal como lo indica la norma.

La siguiente figura 18 nos muestra los diámetros de los cables dependiendo del calibre de los mismos, por ejemplo un calibre 10 es mucho más delgado que uno calibre 2, y entre más grueso es el cable más costoso es.

Figura 18



Por lo anterior, podemos observar que a voltajes bajos solo demandas de potencia bajas pueden ser suministradas, de lo contrario se requerirá de calibres de cable muy gruesos y por lo tanto muy costosos.

En el caso de uso de fusibles de protección, el valor en Amperes de los mismos no deberá exceder al valor de corriente que el cable puede conducir.

Al diseñar sistemas de mayor capacidad es importante analizar el costo-beneficio que nos permita determinar el valor de voltaje más adecuado, ya que podemos observar que un voltaje de operación mayor requiere de calibres de cable más delgados y por lo tanto más económicos.

Refiérase a la tabla A sobre el calibre de los conductores y la temperatura del aislante en el anexo C.

Componentes de un Sistema Fotovoltaico con interconexión a red.

Actualmente resulta un poco complicado al implementar y analizar un sistema fotovoltaico completo como el que se muestra en la figura 19, razón por la cual una vez identificados todos los componentes que lo integran, estaremos en condiciones de realizar algunos cálculos mediante el uso de ciertas formulas, así como trasladar dicho sistema a una plataforma de simulación para analizar diferentes escenarios de respuesta rápidamente y, poder elegir el que resulte más factible de implementar físicamente. La figura 19A muestra esquemáticamente los componentes de un SFV interconectado para una vivienda.

Respecto a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, cuya principal aplicación se da en viviendas o edificaciones dentro de las zonas urbanas, los elementos que convierten la luz del Sol en Energía eléctrica (módulos fotovoltaicos) generalmente se instalan en los techos de los edificios, para una mayor cobertura de la luz del Sol a lo largo del día. Refiérase a la grafica A del anexo L sobre aplicaciones de los SFV.

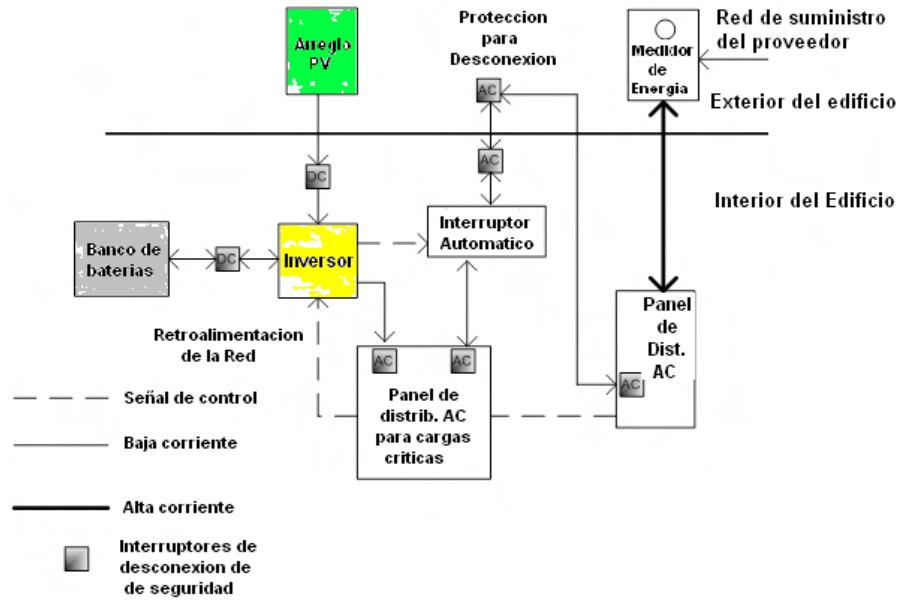
En referencia a la conexión eléctrica del sistema a la red, ésta se lleva a cabo a través de un inversor. La Figura 19 muestra los bloques de la configuración y conexión típica de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Como cualquier otra instalación eléctrica, estas instalaciones se habilitan con los medios apropiados para realizar, adecuadamente y en forma segura, la conexión y la desconexión eléctrica del sistema fotovoltaico de la red; y para proporcionar la adecuada protección al equipo y a las personas contra condiciones de operación no deseadas. Para tales efectos, se siguen las normas y recomendaciones de carácter general; y las establecidas en particular para este tipo de aplicaciones, como es la norma IEEE Std 1547 (IEEE, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems).

En este tipo de instalaciones, la energía eléctrica necesaria para alimentar las cargas en el inmueble puede venir (total o parcialmente) del sistema fotovoltaico o de la red eléctrica convencional indistintamente. En este esquema la fuente de energía que provee la electricidad a las cargas es transparente en todo momento para el usuario, dado que la calidad de la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico es similar a la de la red eléctrica convencional.

Cuando existe un déficit entre la demanda de electricidad en el inmueble respecto a la generación fotovoltaica, este diferencial es cubierto con electricidad proveniente de la red eléctrica convencional. En caso contrario, cuando se presenta un excedente entre la demanda respecto a la generación fotovoltaica, éste es directamente inyectado a la línea de distribución del proveedor del servicio eléctrico, funcionando así como un acumulador de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores.

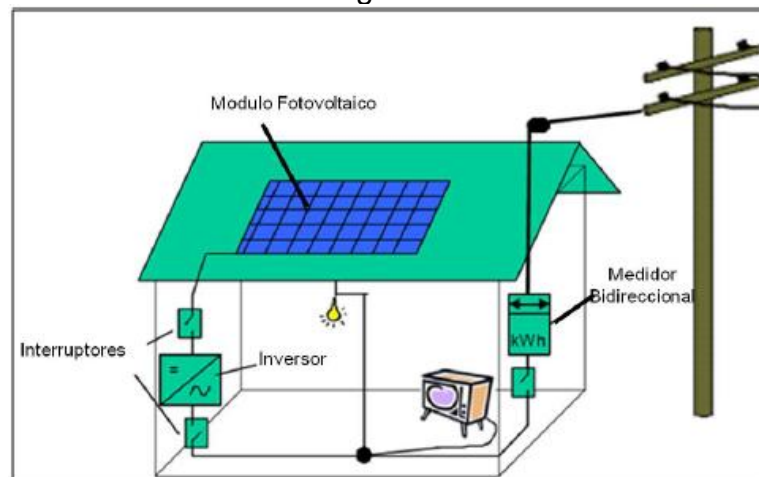
Figura 19.

Diagrama a bloques de un Sistema Fotovoltaico de uso residencial



Las Instalaciones FV con interconexión a la red ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada: de hecho, la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes centrales tradicionales, al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costos en concepto de transporte y puesta en marcha de los sistemas eléctricos. Además, la producción energética en las horas de insolación permite que se reduzcan los requerimientos de la red durante el día, es decir, cuando la demanda es mayor, la figura 19B muestra un diagrama con los componentes requeridos para un sistema interconectado a la red que funge como un generador fotovoltaico.

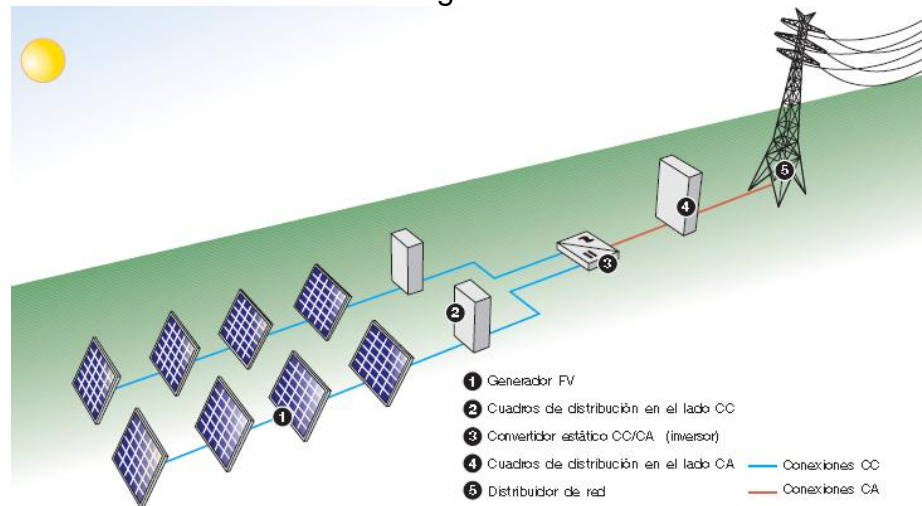
Fig- 19A



En el diagrama anterior suponemos que el inversor trae integrado el controlador de carga, el cual tiene la función de mantener en un nivel apropiado la carga de las baterías, emitiendo alguna alarma cuando sucede alguna falla.

El uso masivo de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red –como una alternativa de generación distribuida– ofrece beneficios potenciales tanto al sistema eléctrico como a los usuarios individuales. Estos beneficios adicionales de la generación fotovoltaica con interconexión a la red se pueden clasificar en tres grupos.

Fig. 19B

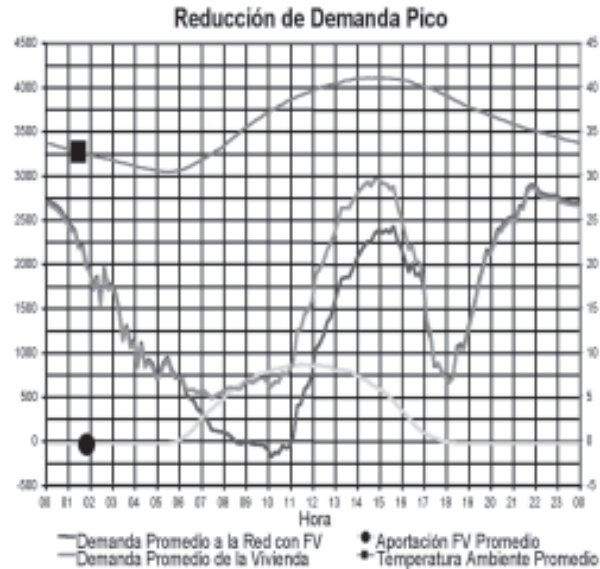


1.- beneficios relacionados con la producción de la energía eléctrica, en estos existe un gran potencial en la reducción de la demanda pico y del consumo eléctrico en horas pico, que se pueden aplicar en inmuebles comerciales, industriales o habitacionales, y en los edificios públicos en general. Esto debido a que el perfil de generación fotovoltaica tiene un buen grado de coincidencia con el perfil de la demanda eléctrica en el inmueble. Como ejemplo, la Figura 20 muestra gráficamente cómo la generación fotovoltaica incide sobre el patrón de demanda de un usuario cualquiera y abate el pico vespertino de demanda eléctrica, el cual coincide con la temperatura ambiente máxima registrada en la zona. Asimismo, en dicho gráfico se puede notar la inyección del fluido eléctrico a la red durante la mañana, justo cuando la generación fotovoltaica supera la demanda del usuario final.

2.- beneficios en la integración arquitectónica y,

3.- beneficios ambientales.

Figura 20.
Impacto de la generacion FV
vs
Patron de demanda de EE



Contrariamente de lo que sucede en países muy industrializados, las redes eléctricas en México presentan condiciones operativas de menor estabilidad y, en apariencia, es por esta razón que algunas de las pruebas piloto realizadas en el país con sistemas fotovoltaicos conectados a la red, muestran una variedad de problemas que no son típicos de este mismo tipo de aplicaciones en los países industrializados.

En México por ejemplo, las redes de distribución del sistema eléctrico siguen una configuración radial con respecto al punto de generación, lo que proporciona una configuración que origina una expansión de las líneas igualmente radial conforme los usuarios del fluido eléctrico aumentan. Una expansión de este tipo ocasiona que, en muchos casos, la calidad del servicio eléctrico disminuya y se presenten apreciables variaciones de voltaje en la línea debido a las fluctuaciones de la demanda. Esto se manifiesta en algunas averías a los equipos, tanto del proveedor del servicio eléctrico como a los usuarios. Este problema se origina cuando el sistema eléctrico comienza a operar por arriba de su capacidad de regulación para la que fue diseñado, debido al incremento de la demanda eléctrica producto del crecimiento demográfico. La compañía que provee el fluido eléctrico trabaja en la solución de este tipo de problema; sin embargo, debido a los altos costos que representa el incremento de la capacidad de regulación y el de la propia línea, aún existe un número importante de líneas de distribución que operan bajo esta condición.

Es en las zonas urbanas donde más se acentúa esta problemática, por lo tanto, es en este sector donde la generación fotovoltaica conectada a la red (bajo un esquema de generación distribuida) se muestra como una alternativa que puede aportar beneficios importantes a la compañía suministradora del servicio eléctrico, algunos pueden ser: la reducción del pico de demanda vespertino, la reducción de pérdidas por distribución, el

aplazamiento de inversiones para incrementar la capacidad de la red de distribución y, en un escenario de gran escala, pudiera sustituir inversiones en capacidad de generación y transmisión.

La implementación de un mayor número de proyectos piloto-demostrativos de sistemas fotovoltaicos conectados, permitirá evaluarlos ampliamente bajo las condiciones particulares de operación del circuito eléctrico en cuestión y conocer detalladamente el origen de la problemática que afecta el buen desempeño de los sistemas cuando interactúan en redes débiles. Esta problemática impacta la confiabilidad, seguridad y el nivel de mantenimiento demandado por los equipos, especialmente en lo relacionado con el incremento de fallas en los acondicionadores de potencia. La realización de proyectos de este tipo permite, además de identificar los entornos y las potenciales barreras técnicas, reconocer las barreras sociales y económicas a las que previsiblemente se enfrentaría la implementación de este tipo de aplicaciones en el ámbito nacional, razón por la cual debemos fomentar la instalación y puesta en marcha de mas sistemas FV con interconexión a la red de suministro del proveedor.

Los costos de un sistema fotovoltaico interconectado a red se dividen en:

a.- Costos de inversión

b.- Costos de energía o costos nivelados de energía.

a.- El costo de inversión de un SFV depende de varios factores:

-La capacidad del sistema FV

-La preparación y ejecución del proyecto, que incluye diseño, instalación, interconexión y puesta en marcha del sistema

-Las características tecnológicas y económicas de los componentes

-Si el sistema se instalara en un edificio ya construido o no

-El lugar de instalación del SFV, en techo o en el suelo, o si serán elementos de techos y fachadas.

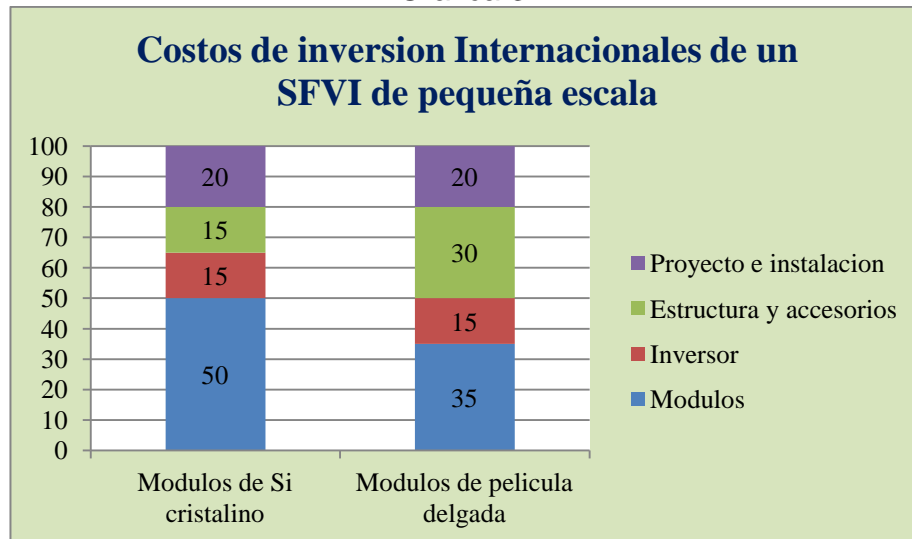
Cabe mencionar que la inversión inicial de un SFV interconectado oscila entre \$5,000 a \$7,000 dólares por cada KiloWatt pico generado.

La siguiente grafica 3 nos muestra un comparativo de la composición de los costos de inversión de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red de pequeña escala.

Podemos observar que la mayor parte del costo total de un SFV radica en los módulos y el inversor.

Dependiendo de la magnitud del SFV con interconexión el costo varia, sin embargo observamos en la grafica 4 que en las próximas décadas los costos tenderán a reducirse drásticamente. Esperamos que la legislación en México otorgue mayores incentivos a los usuarios, de tal forma que cada vez más personas y Empresas opten por este tipo de sistemas de abastecimiento de energía.

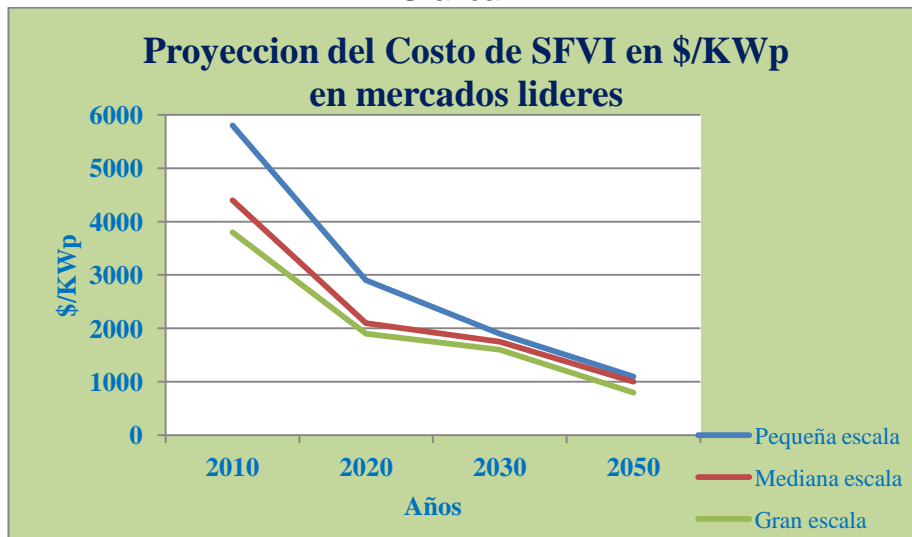
Grafica 3.



b.- Los costos nivelados de energía dependen de:

- El monto de la inversión
- La eficiencia de conversión Solar-Eléctrica
- La localidad donde se instale el SFVI, ya que de esto depende la disponibilidad solar
- La afectación por las sombras
- La vida útil del Sistema FVI.

Grafica 4.



El costo nivelado de energía, incluye todos los costos en la vida útil del proyecto (inversión inicial, costo de capital, operación, mantenimiento y retiro).

Se espera que el costo de Energía sea de un tercio para el año 2030 respecto del costo actual.

El anexo J nos muestra la tendencia de crecimiento mundial de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red.

Incentivos aplicables a usuarios de Sistemas Fotovoltaicos interconectados a la red

En nuestro País existen tres tipos de incentivos para aquellos usuarios que deseen realizar proyectos de Instalaciones FV, los cuales son:

- Medición neta,
- Depreciación acelerada y,
- Apoyo financiero.

Esquema de Medición neta:

En Junio del año 2007 se concreto la publicación del modelo de contrato de interconexión para fuente de energía solar de pequeña escala, y en el 2010 se ha sustituido por el contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala.

- >Se rige por un contrato de interconexión celebrado entre el usuario (persona física o moral) y la CFE con duración indefinida.
- >Se aplica a servicio residencial de hasta 10KWp.
- >Se aplica a servicio de uso general de baja tensión menores a 1KV y hasta 30KWp.
- >Los medidores son instalados por CFE, donde el usuario paga la diferencia de costo
- >el usuario puede instalar medidores adicionales a su propio costo, siempre que se cumplan con las normas de la CFE.

Para fines de facturación la medición neta se calcula como la diferencia de:

La energía eléctrica recibida de la CFE – La Energía eléctrica entregada a la CFE.

Donde:

- 1.-Si la diferencia es mayor que cero: quiere decir que se consumió más energía que la que se entrego, esto se considera como un saldo a favor de la CFE, y se facturara de acuerdo a la tarifa aplicable.
- 2.-Si la diferencia es igual a cero: quiere decir que la energía consumida es la misma que la entregada a la CFE, por lo que se facturara el mínimo establecido en la tarifa según el contrato.
- 3.- Si la diferencia es menor que cero: esto quiere decir que se entrego más energía a la CFE que la energía que se consumió, por lo que se considera como un crédito

energético a favor del usuario, el cual puede ser compensado por la CFE en los 12 meses siguientes, de no ser así el crédito se cancela, y la facturación procede como se indica:

- Se factura el mínimo establecido en la tarifa según el contrato y,
- se guarda virtualmente la energía que quedo a favor del usuario, la cual se regresa automáticamente en las facturaciones subsecuentes en las que se presentan diferencias mayores a cero.

Depreciación acelerada:

Este es un beneficio fiscal otorgado solo a personas morales para que inviertan en proyectos en energías renovables y, se encuentra contemplada en el artículo 40 de la ley del Impuesto sobre la renta (LISR) desde el año 2005.

Es aplicable a proyectos comerciales y sus características son:

- Impulsa el uso de energías provenientes de fuentes renovables.
- Prevé la depreciación acelerada de hasta el 100% durante el primer año de la maquinaria y equipo usado en la generación de energías renovables.
- Se sujeta a una operación mínima de 5 años.

La depreciación acelerada es permitida por la ley y puede ser apropiada dependiendo de las necesidades del flujo de efectivo de la Empresa, cuando se aplica se difiere el pago de impuestos y se libera flujo de efectivo.

- El modo de depreciar es elegido por el inversionista de acuerdo a su plan fiscal.

Apoyo Financiero:

El FIDE (Fideicomiso para el ahorro de la Energía eléctrica) financia la utilización de fuentes de energía renovable para generación eléctrica, incluyendo a los SFV interconectados a red con capacidades de hasta 500 KW.

Algunas características del apoyo son:

- >Monto de financiamiento: de hasta el 100% del proyecto.
- >Interés: tasa preferencia por debajo de la banca comercial
- >Plazo: de hasta 20 pagos trimestrales fijos (5 años)
- >Solo las personas morales son sujetos de financiamiento.

Rentabilidad de la Instalación de Sistemas Fotovoltaicos domésticos y comerciales interconectados a la red

Considerando el concepto de “medición neta” en México, para usuarios domésticos de sistemas FV interconectados, este es rentable dependiendo del consumo que se tenga, de la tarifa aplicable, del costo del SFV, del recurso solar disponible en la región y del plan financiero.

Un SFVI domestico es rentable cuando el consumo mensual promedio del usuario (durante los últimos 12 meses), supera el límite de alto consumo establecido por la CFE para cada localidad, refiérase a la tabla del anexo D, sobre límites de alto consumo establecidos por la CFE.

Las tarifas aplicables para consumos domésticos superiores al límite de alto consumo (LAC), se denominan domésticas de alto consumo (DAC). Cuando el usuario mantenga un consumo mensual promedio inferior al LAC fijado para su localidad, la CFE aplicara la tarifa de servicio domestico correspondiente a cada residencia, apartamento o vivienda.

Respecto a la rentabilidad de un SFVI para uso comercial, los factores son los mismos que para un sistema domestico, sin embargo el SFVI además de aportar beneficios energéticos y económicos directos, puede tener un agregado compensatorio de la inversión debido a:

- *Se reduce la dependencia sobre la electricidad de la red, ya que una vez instalado el SFVI este requiere mantenimiento mínimo y tiene una vida útil promedio de 25 años.
- *Se disminuye la facturación eléctrica, ya que contar con un SFVI es equivalente a realizar un prepago de energía de más de 25 años.
- *Los costos de los paneles FV tienen una tendencia decreciente.
- *Convertirse en un negocio verde representa mejores relaciones públicas y lo convierte en un negocio con responsabilidad ambiental.

La tabla del anexo K nos muestra en orden cronológico los avances en la legislación energética en México, lo cual debe estar enfocado a estimular a los usuarios tanto residenciales como industriales para fomentar el uso de las energías renovables. Sin embargo aun se requieren reformas más agresivas que realmente estimulen e incentiven a los usuarios a invertir en sistemas de generación de energía con fuentes de energías renovables.

Normatividad aplicable en la Instalación de Sistemas Fotovoltaicos autónomos y con interconexión a red.

Es importante que durante el proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico se consideren las normas aplicables e estos sistemas, con la finalidad de asegurar que los componentes seleccionados del sistema sean seguros y confiables, que eviten posibles daños a los usuarios y al patrimonio de los mismos.

En México tenemos:

NOM-001-SEDE-1999

NOM-001-SEDE-2005

Emitida Por SECOFI en base al Código Eléctrico Nacional, USA.

En Estados Unidos de Norteamérica tenemos:

Código Eléctrico Nacional 1999 (NEC 1999)

Publicado por la Asociación Nacional de Protección contra incendios (NFPA)

El objetivo fundamental de estas normas es:

- Asegurar instalaciones confiables para reducir el riesgo de accidentes y daños a la propiedad.
- Es aplicable a todos los sistemas eléctricos autónomos o interconectados a la red eléctrica de distribución.

Las normas NOM-SEDE y la NEC son de carácter obligatorio.

Las normas especifican que todos los equipos o aparatos eléctricos que se usen para cualquier fin deben estar certificados.

El proceso de certificación se basa en pruebas de funcionamiento y operación, identificación y etiquetación de las características eléctricas del equipo.

Este proceso solo lo pueden realizar Laboratorios de ensayo autorizados.

UL (Underwrites Laboratories) en USA.

FM (Factory Mutual Research) en Canada.

ETL (Environmental Testing Laboratories) en Europa.

Registro NOM de SECOFI en México.

El artículo **690 de NEC y NOM-SEDE** se aplica específicamente a los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos y conectados a la Red, en general contiene:

- a) Disposiciones generales
- b) Requisitos para circuitos
- c) Medios de desconexión
- d) Métodos de alambrado
- e) Puesta a tierra
- f) Marcado
- g) Interconexión a otras fuentes de energía
- h) Acumuladores.

Los siguientes artículos se aplican a subsistemas de un SFV.

Artículo 210: a circuitos ramales.

Artículo 240: para protección contra sobre corriente.

Artículo 250: para la puesta a tierra.

Artículo 300: para métodos de cableado.

La autoridad para hacer cumplir las normas está representada por las Unidades de verificación de Instalaciones eléctricas o peritos nombrados por la autoridad competente.



Caso de estudio sobre el dimensionado del Sistema Fotovoltaico para la iluminación de un edificio de docencia de la UTNL

Siguiendo el procedimiento indicado en la sección anterior sobre el dimensionamiento de SFV, y apegándonos a la normatividad aplicable a Sistemas Fotovoltaicos con interconexión a la Red eléctrica, presentaremos el caso de estudio sobre el dimensionamiento del SFV para la iluminación de un edificio de Docencia de la Universidad Tecnológica de Nuevo Laredo Tamaulipas.

Contenido general de la Propuesta:

Se pretende energizar mediante sistemas fotovoltaicos el sistema de alumbrado de la Universidad Tecnológica de Nuevo Laredo Tamaulipas, partiendo del análisis del recurso solar disponible en la región y de la selección óptima de los componentes del sistema fotovoltaico, obteniendo la Universidad una disminución en el pago por concepto del consumo de EE, una bonificación por el uso de energía fotovoltaica, y por el excedente de energía producida regresada a la red eléctrica del proveedor, lo cual resultara en ahorro en la demanda de energía eléctrica al proveedor además de fomentar y promover el uso de las energías renovables en diferentes municipios y estados de nuestro País.

Objetivo general de la Propuesta:

Realizar un estudio completo y la implementación por etapas de sistemas fotovoltaicos para el suministro eléctrico del alumbrado de la Universidad Tecnológica de Nuevo Laredo, mediante el análisis del recurso solar disponible y el diseño del sistema fotovoltaico, para el ahorro en el pago del consumo eléctrico y el fomento en el uso de las Energías Renovables.

Objetivos Específicos:

- a.- Realizar un estudio de costos del consumo de energía eléctrica.
- b.- Contar con un estudio detallado de cargas de todo el alumbrado eléctrico de la UTNL.
- c.- Contar con un estudio del recurso solar disponible en la Ciudad de Nuevo Laredo.
- d.- Presentar el estudio para la implementación del Sistema Fotovoltaico en las Instalaciones del alumbrado de la Universidad.

Justificación:

Reducción en la facturación del consumo de energía eléctrica que se suministra a la Institución por parte de la Comisión Federal de Electricidad, así como disminuir las

incidencias de falla en el suministro eléctrico por parte del proveedor, lo que ocasiona la suspensión parcial de la actividad académica.

Fomentando al mismo tiempo el uso de fuentes alternas de energía en nuestra región para contribuir a la disminución de efectos ambientales adversos como el calentamiento global, la terminación de fuentes energéticas provenientes de combustibles fósiles y todos los efectos contaminantes que se originan.

Impactos socioeconómicos, científicos y Tecnológicos:

- a. Disminución en la facturación del consumo eléctrico, al recuperar la inversión del sistema,
- b. Reducir los efectos del calentamiento global al demandar menos carga a la CFE y, en general en la proporción correspondiente no se requiera el uso de generadores eléctricos accionados por combustibles fósiles para compensar las cargas.
- c. Sustentabilidad y competitividad regional, estatal y Nacional, al demandar menos energía a la CFE y al regresarle el excedente a la red, esta puede proveerla a otros usuarios y ampliar su cobertura.
- d. Mayor conocimiento Tecnológico de Profesores y alumnos al diseñar e implementar este tipo de sistemas de energía renovable, lo cual podrá tener un efecto multiplicativo a nivel local, estatal y Nacional.

1.- Estudio de Cargas a energizar (estimación del consumo):

Enseguida se presenta la tabla T5 de cargas del Sistema de alumbrado del edificio A de la UTNL, el cual está dividido en 2 plantas con un consumo similar para cada planta en referencia al sistema de alumbrado.

Cabe mencionar que todas las cargas son de corriente alterna.

Tabla T5: Cuadro de Cargas de AC del Alumbrado del Edificio de Docencia A

#	Equipo	Cantidad de equipos	Potencia nominal (P_N) en Watts	Voltaje nominal (V) en Volts	Corriente consumida (I_c) en Amperes	Potencia total (W)	(t_d) Tiempo de operación diario del equipo en hrs.	# de Días de la semana en que se enciende el equipo	A-h/día	(EC_{AC}) W-h/día
1	Lámparas fluorescentes T12	684	32	127	0,251	21888	7	5	1201,7	153216
2	Lámparas fluorescentes T12U	104	32	127	0,251	3328	7	5	182,7	23296
3						0			0,0	0
4						0			0,0	0
Total						25216			1384,4	176512

Como son Planta alta y Planta baja, la carga se divide en 2 circuitos: 12,608 Watts por nivel.

Haremos los cálculos para un nivel, ya que el otro circuito será exactamente igual dando el total de potencia consumida de 25,216 Watts.

Podemos observar que la tabla T5 nos proporciona toda la información necesaria para poder establecer el proceso de dimensionado del sistema fotovoltaico, concluyendo el primer paso en el proceso de dimensionado.

El Sistema fotovoltaico se instalara en la parte superior (techo) de las Instalaciones, ya que es un lugar libre de sombras y por lo tanto con mejor aprovechamiento del recurso Solar.

Como se ha indicado, el clima en Nuevo Laredo es caluroso en gran parte del año y seco, por lo tanto los módulos fotovoltaicos operaran a eficiencias aceptables, ya que normalmente durante el año el cielo está despejado y en invierno aunque hemos tenido como máximo hasta dos días nublados, la radiación solar ha mantenido valores aceptables, lo cual continuaremos monitoreando para fines de hacer las consideraciones y ajustes pertinentes.

Como hemos observado en la grafica de irradiación solar del anexo B, durante el día en promedio se alcanza un máximo de poco más de 40 MJ/m², lo cual nos da una idea del recurso solar disponible y un mínimo de poco más de 20 MJ/m².

Respecto a las horas de insolación, estas varían desde 10 hasta 14 horas con aproximadamente de 5 a 6 horas pico, lo cual nos indica que durante gran parte del día tenemos energía disponible proveniente del sol.

Considerando que la UTNL opera desde las 7:00am hasta las 9:50pm, realmente requeriríamos en verano tener encendidas las luces una hora por la mañana y 3 horas por la tarde-noche.

Sin embargo en invierno por la mañana se requieren 2 horas de alumbrado y por la tarde 5 horas.

El análisis de horas con sol se obtiene de las tablas mostradas en el anexo B.

2.- Angulo de inclinación de los paneles Fotovoltaicos:

Particularmente en Nuevo Laredo tenemos una Latitud Norte: 27°29'48" (en decimales: 27.43).

Dado que la instalación de los paneles FV será fija, podemos de una manera sencilla calcular el ángulo de inclinación al cual deberán ser instalados, tal como se indica en las formulas 17 y 18 de este documento.

Inclinación en Invierno = $27,43+(27,43/2)= 27,43+13,715= 41,145^{\circ}$.

Inclinación en verano = $27,43-(27,43/2)= 27,43-13,715= 13,715^{\circ}$.

Los paneles FV deberán ser orientados al sur con los ángulos de inclinación obtenidos.

Cabe señalar que este sencillo cálculo nos permite obtener mejor captación en cualquier época del año, sin embargo requiere de hacer los ajustes de forma manual y, si el número de paneles es grande, entonces este método resulta bastante laborioso.

3.- Obtención del número de Paneles Fotovoltaicos necesarios:

Debido a que el consumo de energía en A-h y en W-h de toda la carga es elevado, usaremos un sistema con módulos de 48Volts conforme se indica en la tabla T6, lo cual nos permitirá el uso de conductores de calibre moderado reduciendo en parte los costos de la instalación debido al uso de conductores más delgados, comparados con el uso de paneles de un voltaje menor en donde la corriente debería ser mayor y por tanto calibres más gruesos y por consecuencia más costosos, refiérase a la tabla A del Anexo C.

Tabla T6 Selección del Voltaje del Sistema	
Demanda de potencia de AC en Watts	Voltaje de entrada del inversor en V_{DC}
<1500	12
1,500 – 5,000	24 o 48
>5,000	48 o 120

Algunas consideraciones importantes en la selección de los paneles fotovoltaicos tienen que ver con el presupuesto y el espacio disponible.

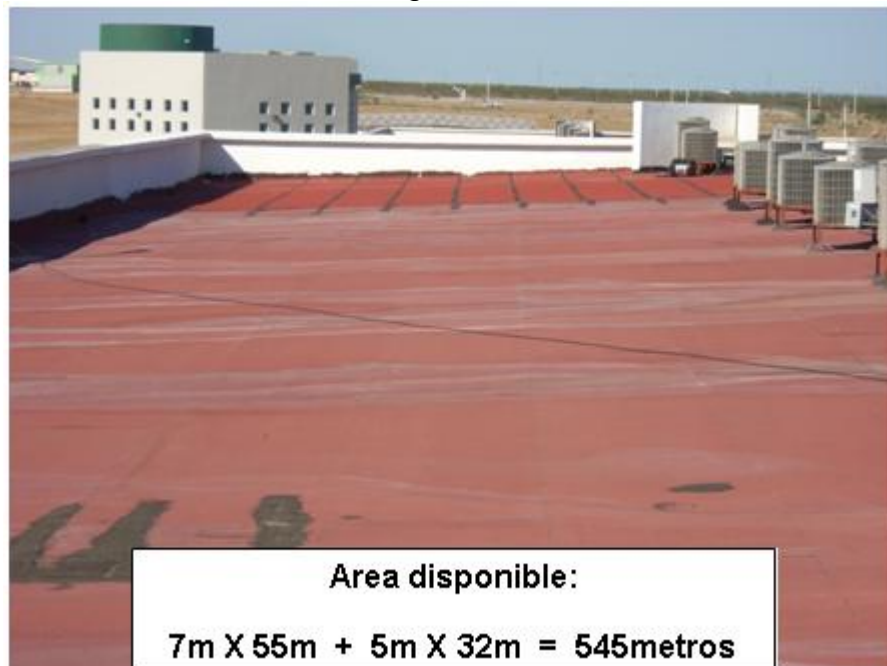
Si disponemos de un espacio mayor, entonces podemos utilizar una tecnología de fabricación de las celdas menos costosa, si por el contrario tenemos fuertes restricciones de espacio, entonces debemos usar celdas de mayor eficiencia es decir, aquellas celdas que nos proporcionen mas W_p con una menor área.

Es importante señalar que al usar celdas con menor eficiencia se reduce el costo por concepto de las celdas, por otro lado este se incrementa al usar mayor numero de estructuras de soporte ya que se requieren más paneles por metro cuadrado para generar la misma cantidad de energía, por lo que deberá tenerse especial cuidado, refiérase a la tabla D del anexo F.

En el caso de la Instalación del SFVI en el edificio A de la UTNL se cuenta con suficiente espacio para utilizar la tecnología más viable, por lo que esto no es una limitante.

El Sistema fotovoltaico se instalara en la parte superior (techo) del edificio A (ver figura 21), el cual consta de aproximadamente 545 m^2 , por lo que existe suficiente espacio, además es un lugar libre de sombras y por lo tanto con mejor aprovechamiento del recurso Solar.

Figura 21.



Los Módulos FV para sistemas interconectados con la red están disponibles en capacidades de 100 a 300 W_p nominales, esta potencia está basada en condiciones estándares de $1000 W/m^2$, a temperatura del modulo de $25 ^\circ C$ y sin viento.

En SFV interconectados a la red típicamente se utilizan voltajes más elevados de entre 90 a 600 Volts.

Durante un día soleado el voltaje producido por el modulo FV es muy estable, por el contrario, la corriente producida por el modulo FV no es constante ya que depende directamente del nivel de radiación solar, por tal razón durante las mañanas y tardes la producción eléctrica es baja y, durante el mediodía es alta.

Por lo anterior un SFV entrega energía eléctrica en forma intermitente de acuerdo a la incidencia solar, sin embargo al interconectarse a la red, esta actúa como una gran batería de respaldo logrando que el servicio eléctrico sea constante.

Haremos una primera estimación de la cantidad de módulos requeridos por requerimiento específico mediante los siguientes pasos:

1. Se registra el promedio diario del consumo bimestral: en este caso corresponde a 176.512 KW-h por un promedio de 48 días (excluyendo sábados y domingos).
2. Establecemos el porcentaje de producción solar fotovoltaica: en este caso será del 100%.
3. Por lo tanto, la producción total bimestral corresponderá a 8,472.576 KW-h, ya que consideramos el 100% de producción FV.
4. Ahora obtendremos el requerimiento diario: por lo tanto dividiremos 8,472.576 KW-h/48, lo cual nos da como resultado el valor conocido: 176.512 KW-h.
5. Ahora debemos identificar el número de horas de sol pico para plano inclinado para la región de Nuevo Laredo, refiérase a la Tabla C anexo E, donde observamos que el parámetro requerido para Nuevo Laredo corresponde a 5.19 horas de sol pico.
6. Ahora dividiremos el valor de 176.512 KW-h / 5.19 h para obtener la capacidad sin pérdidas, lo cual nos da como resultado: 34.01 KW_p .
7. Ahora para compensar las pérdidas atribuidas al SFV, debemos dividir el valor obtenido de 34.01 KW_p entre el factor de pérdida ocasionado por los cables, el controlador y el inversor, lo cual da:
Factor de perdida= $0.97*0.97*0.95= 0.89$, por lo cual obtenemos:
 $34.01KW_p / 0.89 = 38.21 KW_p$ lo cual es equivalente a 38,210 Watts pico requeridos por día.
8. Este valor debe ser ajustado de acuerdo a la disponibilidad comercial de los módulos FV.

Módulos Fotovoltaicos requeridos:

Utilizaremos módulos de 180 watts a 24 Volts con conexión a la red eléctrica.

Por lo anterior calcularemos ahora el número de paneles necesarios para cubrir las necesidades energéticas del proyecto.

Demanda diaria calculada incluyendo factores de perdida = 38,210 watts,

$$\# \text{ modulos} = \frac{38210}{180} = 212.3 \cong 213$$

Otra forma de obtener una aproximación de los paneles fotovoltaicos requeridos consiste en obtener la carga total en W-h/día, después se calcula la potencia captada por cada panel fotovoltaico también en W-h/día y, finalmente se dividen estos valores para obtener el numero de paneles necesarios. Por último se aplica el factor de corrección o ajuste.

Características de los módulos Poli cristalinos	
Rendimiento Eléctrico bajo condiciones estándares de prueba *(STC)	
Potencia Pico Nominal (Ppn)	180 vatios (+5% / -5%)
Voltaje a Ppn	23.6 Volts
Corriente a Ppn	7.63 A
Voltaje de Circuito Abierto (Vca)	29.5 Volts
Corriente de Corto Circuito (Icc)	8.35 A
Voltaje máximo del sistema	600 Volts
Coeficiente de Temperatura de Vca	-0.106 voltios/ °C
Coeficiencia de Temperatura de Icc	5.01×10^{-3} amperios/°C
Rendimiento Eléctrico a 800Wp/m2 **NOCT, AM1.5	
Potencia Pico Nominal (Ppn)	123 Watts
Voltaje a Ppn	20.8 Volts
Corriente a Ppn	6.10 A
Voltaje de Circuito Abierto	26.5 Volts
Corriente de Corto Circuito	6.8 A
Celdas	
Cantidad por modulo	48
Características del modulo	
Longitud × Ancho × Alto	1341mm (52.8 pulg.) × 990 mm (39.0 pulg. × 36 mm (1.4pulg.)
Peso	16.5 kg (36.4 libras)
Cable	(+)760 mm (29.9 pulg.),(-)1840mm(72.4 pulg.)
Características de caja de conexiones	
Longitud × Ancho × Alto	100mm(3.9pulg.)x108mm(4.3 pulg.)x15mm(0.6 pulg.)
Código de IP	IP65
Otros	

***Temperatura Operativa	-40 °C ~ 90 °C
Fusible máximo	15 A

*STC: Irradiación 1000Wp/M2 espectro AM 1.5, temperatura de célula 25 °C

**NOCT: Temperatura de operación normal de la celda 49 °C.

***Temperatura de la celda.

4.-Dimensionamiento del inversor

Conforme a la expresión: $P_{inv} \gg P_{AC}$, tenemos que:

Dado que la carga total a alimentar en corriente alterna es de 25,216 Watts y el inversor seleccionado es un FRONIUS de 6500 watts nominales, tenemos que:

de inversores = $25,216 \text{ W} / 6500 \text{ W} = 3.8$ inversores requeridos.

Ahora dado que el rendimiento de trabajo según el fabricante es de un 95.4% da como resultado final:

de inversores requeridos = $3.8/0.954 = 3.9 \approx 4$ inversores.

En este caso alimentaremos un sistema de alumbrado que consiste en lámparas fluorescentes que tienen balastos de arranque, los cuales son cargas inductivas y durante su arranque absorben una corriente mayor, por lo que deberíamos considerar un factor de sobredimensionamiento.

Sin embargo, dado que el sistema estará interconectado a la red, el excedente de energía demandado durante el proceso de arranque, será absorbido precisamente de la red.

Se propone el uso del inversor:

Características del INVERSOR FRONIUS	
Datos de entrada Fronius IG PLUS	70
Potencia nominal DC	6800 W
Gama de tensión MPP	230-500 V
Tensión máxima de entrada (con 1000 W/m2, -10°C)	600 v
Corriente de entrada máxima	29.7 A
Datos de Salida Fronius IG PLUS	70
Potencia nominal AC	6500 W
Máxima potencia de salida	6500 W
Rendimiento máx.	96%
Rendimiento Euro	95.40%
Rendimiento de adaptación MPP	99.90%
Tensión de red/frecuencia 230 V / 50 Hz (60 Hz)	
Conexión de red bifásica/monofásica (opcional)	
Coeficiente de distorsión	< 3,5 %

Factor de potencia	1
Consumo propio por la noche	1 W
Datos generales	
Tamaño (altura x anchura x profundidad)	926 x 434 x 244 mm
Peso zona de conexión	11,0 kg
Peso zona de parte de potencia	26,0 kg
Clase de protección	IP 44
Margen de temperatura ambiente	De -20 °C a +50 °C

5.-Dimensionamiento del Controlador

En nuestro caso, dado que el sistema fotovoltaico es con interconexión a red y no usa baterías, no se requiere del uso del controlador, además de que el inversor tiene ciertas características de control adicional.

Sin embargo para fines puramente didácticos dimensionaremos la capacidad del controlador en caso de que fuera requerido.

6.-Dimensionamiento del Banco de Baterías

7.-Dimensionamiento de los conductores y equipos de protección.

Estudio de sombras y distancia entre paneles

La presencia de objetos que lleguen a tapar una parte del recorrido solar respecto a un punto de captación solar, provocará la proyección de sombra sobre éste. Cuanto mayor sea el recorrido solar tapado por dicho objeto, menos energía podrá captar. En el día más desfavorable del periodo de utilización del sistema, los módulos solares no han de tener más del 5% de la superficie útil de captación cubierta por sombras. Resultaría inoperante si el 20% de la superficie de captación estuviese sombreada. En nuestro caso no existen edificios más altos que el que servirá de apoyo al tejado solar, tampoco se observan montañas, árboles o cualquier otro obstáculo cercano.

En nuestro caso el estudio de sombras no tiene mucha relevancia, dado que no existen obstáculos que generen sombras a los paneles, excepto la sombra que pudiera existir entre panel y panel por el tipo de disposición de los mismos.

Se ha considerado la posibilidad de colocar la cubierta fotovoltaica en diente de sierra, por lo que deberá estar diseñada de modo que no aparezcan sombras en los paneles. Para ello estos deberán instalarse a una distancia mínima que nos asegure la imposibilidad de proyección de sombras entre los mismos. Lógicamente, la distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro.

La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente.

Consideraciones para determinar el lugar de instalación de los paneles fotovoltaicos y del SFV completo.

Es sumamente importante determinar el lugar óptimo para instalar un sistema FV de determinada capacidad. Siga las siguientes recomendaciones:

1. Ubicación de los paneles FV: se necesita suficiente espacio en el techo o en la tierra o poste para poner los paneles. Se debe evitar la sombra.
2. Considere la dirección del Sol, ya que esta dirección es diferente en cada época del año y obstáculos que no obstruyen el Sol ahora, pueden obstruir el Sol en otra época.
3. Perfeccione el ángulo de la inclinación y la orientación de los paneles lo más posible; paneles dando al sol y en una inclinación igual a una latitud (de no menos de 15 grados) o 15 grados más para nivelar fluctuaciones estacionales.
4. La estructura del techo o del poste/marco de soporte debería ser bastante fuerte para llevar el peso de los paneles y suficientemente fuerte para soportar la fuerza extra del viento (especialmente en aéreas tempestuosas es un requisito importante).
5. Los paneles deben ser montados de tal manera que estén accesibles para limpieza y servicio. Esto también se aplica a la unidad de control y la batería.
6. Los paneles FV deben ser situados cerca de la unidad de control y las baterías para así evitar el uso de cables largos, los cuales son más caros y causan más pérdidas de electricidad. También mantenga los cables de la unidad de control a los puntos de uso final tan corto como sea posible.
7. Los paneles FV deben ser protegidos contra robo o cualquier otra fuente de daño.
8. Los paneles FV no deben ser situados cerca de fuentes contaminantes como chimeneas industriales, calles polvorientas, etc.
9. El Controlador y las baterías deben ser situados adentro o en una caja que soporta todo tipo de clima (piense en proveer suficiente ventilación para refrigeración de los componentes eléctricos y las baterías descargadas).
10. Mantenga la batería a una temperatura moderada (10-35 grados centígrados para incrementar la vida de la batería. Evite sitios en luz solar directa.

Proceso de instalación del Sistema Fotovoltaico.

1. Realice la instalación del panel FV según las consideraciones de inclinación previamente descritas. Asegúrese que el panel FV esté instalado fijamente de tal manera que no pueda caerse debido a fuertes vientos, lluvias, granizadas, temblores, etc.
2. Coloque la batería y el controlador en lugares apropiados sin conectarlos aun.
3. Con un multímetro mida el voltaje de las baterías en vacío antes de conectar el controlador, asegurándose que el cable color negro este conectado al terminal negativo de la batería y el cable color rojo al terminal positivo de la misma.
> Mida el voltaje generado por el modulo fotovoltaico en vacío, es decir sin ninguna carga conectada, antes de conectarlo al controlador.
4. Conecte el controlador con el panel fotovoltaico siguiendo las indicaciones del fabricante.
5. Conecte el controlador con la Batería siguiendo las indicaciones del fabricante.
6. Conecte la carga al controlador.
7. Al concluir todas las conexiones de los componentes mida el voltaje de las baterías.

Mantenimiento del Sistema Fotovoltaico

El mantenimiento que debe dársele a un sistema FV es mínimo dado que no tiene piezas móviles, a continuación citamos las actividades de mantenimiento que debe dársele a cada componente del sistema.

Mantenimiento a las baterías:

- Para baterías que no son libres de mantenimiento, cada seis meses se deberá revisar el nivel del electrolito y llenar con agua destilada si es necesario. El agua debe estar libre de minerales (destilados o desmineralizados). Si se añade agua común aumentan las pérdidas por electrolisis y la auto descarga se incrementa. Nunca debe permitirse que el electrolito baje tanto y deje al descubierto las placas. En última instancia usar agua de lluvia.
- Deberá verificar diariamente que el indicador de carga esté encendido cuando los módulos FV estén recibiendo radiación solar.
- Si las baterías no han sido cargadas completamente en los últimos seis meses, debe planearse una carga ecualizada.
- Las baterías que estén almacenadas deberán ser recargadas cada seis meses, y deberán ser recargadas al 100% antes de usarlas.
- Verificar que los terminales no estén sulfatados, en su caso deberán limpiarse con un cepillo y agua y deberá colocárseles una pequeña capa de grasa anticorrosiva. Existen compuestos en el mercado que permiten extender los periodos entre cada limpieza.
- Usar materiales y tornillos resistentes a la corrosión, limpiar las terminales periódicamente.
- Medición de densidad en el caso de celdas inundadas, debe asegurarse que la densidad máxima nominal se alcance cuando el control de carga fotovoltaica haya llegado a su voltaje de carga completa (desconexión de módulos solares).
- La densidad máxima está entre 1.20 y 1.275 (consultar al fabricante). Si la densidad máxima no se alcanza y el controlador de carga ya limito la corriente solar, entonces deben reajustarse los niveles de operación.

Evaluación visual de las baterías:

La inspección visual solo puede realizarse para aquellas baterías con vasos transparentes.

- Si hay sedimentos en el fondo del vaso que estén a punto de alcanzar la parte inferior de las placas, se requiere reemplazar la celda antes de que esta sea cortocircuitada internamente.
- Si las placas presentan depósitos blanquecinos aislados, la carga de la batería está siendo incompleta.

- Si las placas positivas están hinchadas (se esponjan), la carga ha sido defectuosa, la celda debe reemplazarse.
- Si las placas positivas se observan brillantes y quebradizas, se ha formado sulfuro duro que ya no es posible reincorporar al electrolito durante la recarga.
- Se debe practicar una prueba de capacidad y decidir si se continúa usando la celda.

Localización de fallas:

- Tensión a circuito abierto.
- Gravedad específica.
- Mediciones de la conductancia.
- Prueba de carga de trabajo.
- Mediciones de la capacidad relativa.
- Registros y pruebas de carga real en el sistema.
- Inspección post mortem.

Seguridad al trabajar con baterías:

- Liberación de gas hidrogeno, fácilmente se forma mas del 4% entre la cubierta y el electrolito, una chispa y la batería podría explotar.
- Quemaduras de acido, se pueden neutralizar con bicarbonato de sodio.
- Electrocución, un sistema con baterías conectadas en serie es un gran peligro de electrocución.
- Riesgo de choque eléctrico si $V_{oc} > 24$ Volts

Mantenimiento a los módulos fotovoltaicos:

- Cada mes deberán limpiarse el frente de los módulos FV.
- Verificar que los módulos no tengan sombras debidas a objetos próximos, en su caso retirar los objetos o cortarlos en caso de ser arboles.

Mantenimiento del Controlador:

Mantenimiento del Inversor:

Efectos meteorológicos que pueden impactar a las instalaciones de sistemas fotovoltaicos

Dado que muchos componentes de un sistema fotovoltaico deben ser instalados a la intemperie, corren el riesgo de sufrir algún daño por efectos meteorológicos extremos, sin embargo veremos que la mayoría de estos efectos son irrelevantes, ya que durante el diseño de estos sistemas son consideradas muchas pruebas de resistencia. Sin embargo, es conveniente hacer algunas consideraciones de seguridad para garantizar un deterioro prematuro por estos efectos.

Lluvia torrencial

La lluvia torrencial se presenta habitualmente en los sistemas tormentosos y en las borrascas profundas y pueden tener diversa intensidad y duración.

En los sistemas de energía solar térmica y fotovoltaica, la lluvia torrencial, en si misma, no tiene ningún efecto negativo en cuanto a la integridad del equipo. Por el contrario la lluvia resulta beneficiosa ya que ayuda a limpiar el polvo y las impurezas acumuladas en las superficies de los captadores. Este lavado ayuda a que la radiación solar incida más limpiamente y haya una mayor eficiencia del sistema. Una lluvia torrencial hará la limpieza más vigorosa.

Por otro lado en los días calurosos una tormenta corta (con lluvia torrencial o no) rebaja la temperatura de los paneles fotovoltaicos provocando que cuando vuelva a salir el Sol estos trabajen con un mejor rendimiento.

Es preciso, no obstante, que exista un buen drenaje en el área en que estén situados los captadores solares para evitar posibles inundaciones que pudieran provocar corrosiones y posibles deterioros del equipo

El granizo

En las tablas que se incluye en el anexo A podemos observar que el granizo en la reunión de Nuevo Laredo es muy esporádico, por lo cual no debería ser un factor de alto riesgo en las instalaciones fotovoltaicas.

El granizo es un tipo de precipitación sólida que se produce en las tormentas muy intensas en el cual el agua cae en forma de bolas de hielo de dimensiones y peso variables. Una granizada muy intensa puede provocar también grandes daños en zonas urbanas en tejados, ventanas, cristaleras, coches y en nuestro caso los paneles fotovoltaicos.

Por tal razón los paneles solares fotovoltaicos, antes de ser puestos a la venta, son sometidos a una serie de pruebas muy rigurosas para asegurar que poseen una gran resistencia mecánica. Una de estas pruebas consiste en arrojarles bolas de hielo por medio de un cañón de aire simulando lo que sería una granizada extremadamente severa, ante lo cual han de resistir sin romperse. La superación de esta prueba garantiza que los paneles solares aguantarán cualquier tipo de granizada.

Para minimizar el riesgo de rotura de un colector solar por granizada, se debe adquirir aquellos cuyo vidrio sea templado. Un vidrio templado de 6 mm de grosor es capaz de resistir el impacto de una bola de acero de 500 gramos dejado caer desde una altura de 2 metros.

El viento fuerte

El viento es el movimiento del aire que se produce entre dos áreas de la tierra con distintas presiones atmosféricas para compensar el desequilibrio. El aire se dirigirá desde las áreas de altas presiones hacia las de bajas presiones. Suele asociarse a la llegada de borrascas, tormentas y perturbaciones.

En los paneles fotovoltaicos el viento puede producir algunos problemas debido su estructura de forma aplanada que es la más adecuada para captar la radiación solar, sin embargo también los hace muy sensibles a la acción del viento. El "efecto vela" que se puede producir en los captadores puede resultar peligroso si no se toman las medidas precisas. Un viento lo suficientemente fuerte puede llegar a hacer volar el captador con la consiguiente pérdida del componente y el peligro de ocasionar daños materiales y personales, ver figura 22.

El viento más peligroso para el panel solar es el que se dirige hacia el ecuador. (Viento proveniente del Norte en el hemisferio Norte y del Sur en el hemisferio Sur) Esto se debe a dos factores:

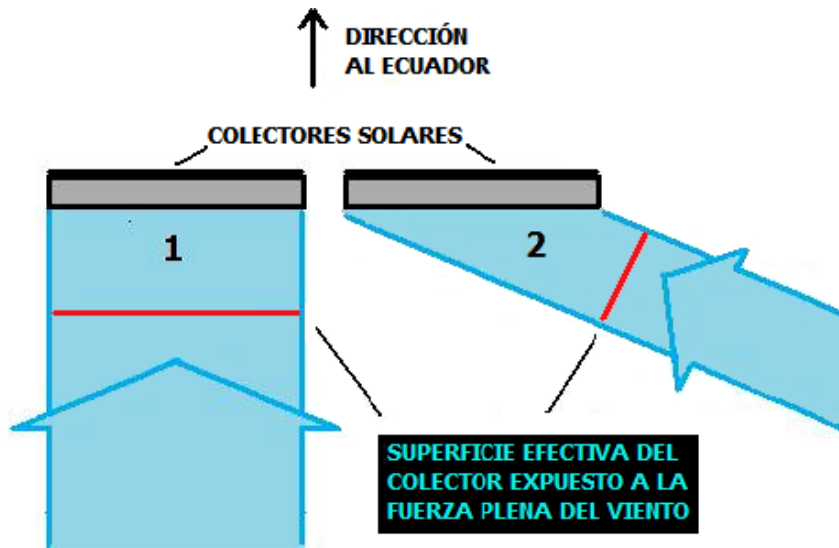
La fuerza que ejerce el viento sobre un objeto depende de la superficie que se oponga a él. Al estar los colectores orientados hacia el ecuador será el viento que se dirija hacia esa dirección el que más fuerza ejerza sobre los colectores ya que incidirá perpendicularmente sobre ellos.

Teniendo en cuenta el efecto del viento sobre el rendimiento, no se deben colocar los paneles al abrigo de este, sino al contrario, de esta forma el viento incidirá frecuentemente en invierno y se aprovechará mejor su actividad.

(1) El viento con dirección al ecuador es el que ejerce más fuerza dado que incide perpendicularmente en toda la superficie del captador.

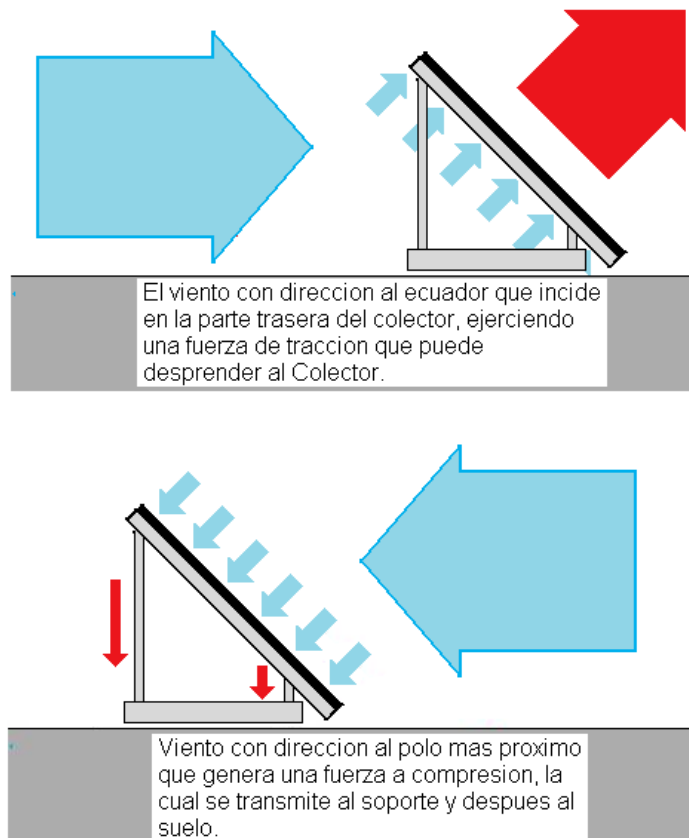
(2) En el caso en el que el viento tenga una dirección distinta la fuerza se reparte por la superficie inclinada.

Figura 22.



En la figura 23 la franja roja representa la porción de viento con fuerza máxima que incide en cada captador en función de la inclinación con respecto a él que tiene. Empíricamente se observa que cuando el viento incide perpendicularmente es cuando ejerce más fuerza.

Figura 23.



Cuando el viento incide por la parte trasera del colector, ejercerá una fuerza de tracción sobre los anclajes que es la que resulta peligrosa. Cuando el viento proviene del ecuador y aunque incida también sobre el captador perpendicularmente, en este caso la fuerza actúa a compresión, transmitiéndose en su estructura a los soportes y de ahí al suelo disipándose en gran medida.

Para evitar que el viento en algún momento pueda llevarse volando los captadores es preciso que la estructura de soporte ejerza una fuerza hacia el suelo (mediante pesos) igual a aquella que el viento sea capaz de ejercer sobre los captadores. Es decir habrá que lastrar la estructura con un peso que al menos iguale a la fuerza máxima histórica que haya tenido el viento en la zona en la que se encuentre la instalación. También será preciso emplear tornillería de primera calidad resistente a la corrosión.

Los rayos

Los rayos son descargas eléctricas que se producen en las nubes de tormenta. Los rayos portan inmensas cantidades de energía con lo que pueden causar graves daños sobre los objetos en los que caigan.

Las instalaciones solares al tener sus captadores solares generalmente en los tejados tienen posibilidades potenciales de recibir la caída de rayos debido a que el rayo siempre busca el camino más corto hasta la tierra que en este caso son los objetos altos.

Es muy improbable que un rayo llegue a caer en un captador solar pues si es estadísticamente muy escasa la probabilidad de que caiga un rayo en un lugar determinado, en caso de que ocurra, antes lo hará en un pararrayos o en un árbol. En cualquier caso si se considera que existe riesgo real de caída de un rayo en el equipo se recomienda la instalación de un pararrayos junto a los captadores y dotar de una tierra física a estos para hacer mínimos los daños en el caso de que llegue a ocurrir. Independientemente de la posible caída de un rayo en una instalación solar fotovoltaica deberá contar con una tierra física por tratarse de una instalación eléctrica.

La nieve

La nieve es un tipo de precipitación sólida que se produce cuando la temperatura del ambiente está por debajo de los 0 grados en la superficie. El agua cae en copos formados por cristales de hielo. La nieve precipita en las áreas frías del planeta: En áreas próximas a los polos, en zonas templadas en invierno y en regiones orográficamente elevadas (cordilleras, mesetas).

La nieve en si misma (sin tener en cuenta el frío que trae asociado) no supone ningún peligro para la integridad de los captadores solares. Sin embargo podemos suponer una reducción en su eficacia en algunos casos ya que la nieve tiene la peculiaridad de que se acumula sobre el lugar en el que cae (al ser sólida no drena). Así si la nevada es muy intensa y prolongada se puede dar el caso de que nos encontremos con una capa de nieve de varios centímetros de espesor que cubra la parte inferior de los

captadores. Esto puede provocar que la parte enterrada no trabaje y el rendimiento en conjunto del captador disminuya proporcionalmente a la cantidad de panel que esté enterrado. Con el tiempo la parte del captador que recibe la luz solar calentará el conjunto entero y derretirá la nieve, sin embargo habremos perdido un valioso tiempo de captación justo en la época en que es más necesario. Para evitar esto basta con colocar unos soportes que eleven el captador a un nivel superior al que se tengan datos estadísticos que puede llegar la nieve.

Por otro lado la nieve alrededor del captador, siempre que el captador quede despejado, puede suponer una ventaja, ya que la nieve al ser blanca refleja la luz del Sol y ese mayor nivel de luminosidad puede mejorar el rendimiento.

Calor extremo

El tiempo caluroso esta provocado por la llegada de la radiación solar intensa a la superficie de la tierra. Las zonas más calurosas del planeta son por consiguiente las zonas que reciben más radiación solar como son; las zonas intertropicales, las subtropicales, y las templadas en verano.

Los paneles solares fotovoltaicos así como el material eléctrico están preparados para soportar temperaturas muy altas sin que sufran daño alguno. El único inconveniente que existe con el calor extremo es que los paneles solares fotovoltaicos pierden eficacia progresivamente cuando la temperatura excede más de 25° C.

Frio extremo

El frío extremo se produce en áreas en que la radiación solar llega en poca cantidad. Suele producirse en áreas próximas a los polos, en climas templados durante el invierno y en áreas montañosas.

Los paneles y el equipo eléctrico asociado son inmunes a la acción del frío extremo, no así las baterías que pueden llegar a congelarse y a echarse a perder.

Existe una relación importante entre el nivel de carga que tenga una batería y la temperatura a la que se congela. Así cuanto más descargada esté una batería su punto de congelación más se acercará a los cero grados siendo por tanto más fácil que se congele. Una batería totalmente cargada resiste una temperatura de hasta -60 grados centígrados sin congelarse.

Para evitar los efectos negativos del frío extremo en las instalaciones de energía solar fotovoltaica con autonomía, las baterías deberán dimensionarse convenientemente para evitar que el nivel de descarga sea excesivamente bajo en los momentos en los que el frío es más intenso. También existe la posibilidad de mantener la batería en un compartimiento con calefacción o al menos en uno en el que no se den temperaturas bajo cero.

Consideraciones de costos en la implementación de Sistemas Fotovoltaicos

Un asunto muy importante a la fecha es referente al costo de los sistemas fotovoltaicos, el cual incluye:

- Costos de adquisición del sistema PV,
- costos de operación,
- costos de reemplazo y,
- costos de operación.

El ciclo de vida de un sistema PV es grande por lo que los costos de inversión inicial son recuperados, en muchos casos a mediano y largo plazo. Si para adquirir este tipo de sistemas se solicita algún préstamo, también deberá considerarse en los costos, igualmente los costos asociados a eventos que puedan dañar a este tipo de sistemas (externalidades), como por ejemplo la lluvia ácida.

La tasa de inflación es una medida de la disminución del valor del dinero, considerar los Factores del valor presente y el valor presente.

Costos del ciclo de vida.

Una vez que el ciclo de vida es conocido para todas las categorías relacionadas a la compra, mantenimiento y operación de un artículo PV, el costo del ciclo de vida (LCC) es definido como la suma de los valores presentes (PW) de todos los componentes del sistema

El cálculo del costo del ciclo de vida provee información importante para decidir cual es la compra más económica que nos dará los resultados esperados respecto a nuestro sistema PV.

Al hacer este tipo de análisis con las variables PW y LCC, podemos determinar cual será la mejor compra a medida que pasan los años y los costos iniciales se vayan recuperando. Esto debido a que posiblemente un equipo sea de menor costo inicial, sin embargo los costos asociados de energía consumida, los costos de mantenimiento, de reparación, lo hagan más costoso a medida que pasan los años.

Externalidades.

Cuando por alguna razón el sistema PV o parte de él causa algún daño a otra persona o entidad, o bien el sistema es dañado por otras personas o entidades, ¿Quién deberá hacerse responsable?, el problema se complica cuando las entidades responsables son más de una.

Ejemplos clásicos son la relación entre el fumar y el cáncer y la quema de combustibles fósiles, la lluvia ácida y el calentamiento global.

Así en los sistemas PV el desechar una batería o celda en forma no adecuada puede causar un daño al medio ambiente y esto afecta a la comunidad, el construir soportes para los módulos puede afectar algunos intereses de personas, etc. Todos estos asuntos deberán ser considerados dentro de los costos del ciclo de vida del producto.

Software especializado para analizar la viabilidad económica del proyecto Fotovoltaico.

El uso de programas computacionales para el cálculo de los diferentes parámetros es muy importante, ya que simplifica la obtención de cálculos sofisticados y da una mayor certeza de los resultados obtenidos. Esto no quita la creatividad que pudiera lograrse al realizar los cálculos por otros medios distintos.

Un área donde los cálculos computacionales son de gran importancia es sobre la obtención de parámetros del recurso solar en ciertas regiones del mundo, ya que complejos algoritmos se han desarrollado mediante los cuales se insertan parámetros regionales como altitudes, latitudes, y se obtienen automáticamente todos los parámetros solares de dicho lugar, tal como la irradiación solar del lugar en cualquier fecha y hora del día, ángulos de inclinación, estudio de sombras entre otros.

Por citar un ejemplo, el programa NS01™ de la corporación Orion Energy, introduciendo información de la inclinación azimutal del arreglo, realiza los cálculos para optimizar la salida del sistema PV respecto a los requerimientos de la carga.

En particular usaremos el software HOMER, para determinar la viabilidad económica del proyecto propuesto sobre la implementación de un SFV para la iluminación de un edificio de docencia de la UTNL, ya que para cualquiera sistema conectado a la red o aislado de la red, HOMER ayuda a determinar cómo los recursos variables, como la eólica y la solar pueden ser perfectamente integrados en los sistemas híbridos.

Se puede usar HOMER para realizar simulaciones de sistemas de energía diferentes, comparar los resultados y obtener una proyección realista de su capital y de los gastos operativos.

HOMER determina la rentabilidad económica de un sistema híbrido de energía, optimiza el diseño del sistema y permite a los usuarios a entender realmente cómo funcionan los sistemas híbridos renovables.

HOMER puede servir a los servicios públicos, telecomunicaciones, integradores de sistemas, y muchos otros tipos de desarrolladores de proyectos – para mitigar el riesgo financiero de sus proyectos de energía híbrida.

HOMER Energía ofrece software, servicios y una comunidad on-line a los diversos grupos de personas que están usando HOMER para el diseño de sistemas híbridos.

Este desarrollo está basado en HOMER, que es un programa gratis disponible en Internet, este Software está diseñado por la National Renewable Energy Laboratory (NREL), que es el Laboratorio más importante de energías renovables y eficiencia energética de los Estados Unidos, donde se dispone de bancos de datos de radiación solar para distintas regiones del mundo. Por lo anterior, consideramos que es un programa robusto e ideal para demostrar la viabilidad económica del proyecto presentado.

A continuación indicaremos paso a paso el uso de este importante software.

- a.- Al abrir HOMER aparece la pantalla que se muestra a continuación, en cuya esquina superior izquierda se encuentra el botón añadir o quitar equipo a considerar.
- b.- De clic sobre este botón de añadir/quitar y aparecerá la siguiente pantalla. Aquí seleccionamos el tipo de carga y los componentes del sistema, en nuestro caso seleccionamos “carga diferible” y como componentes “PV” e “inversor”. También marcamos que el sistema estará interconectado a la red. Para cerrar la pantalla damos “OK”.
- c.- Al dar click aparecerá una pantalla como la mostrada en la figura 1c, donde se refleja la información capturada de cargas y equipos.

Fig. 1^a.

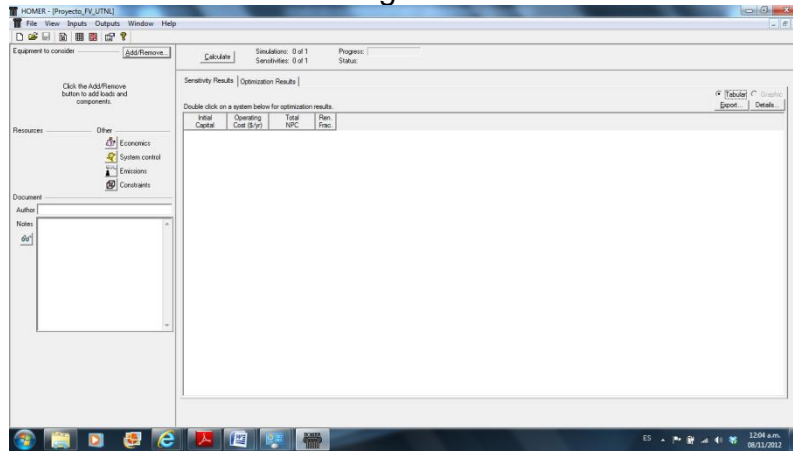


Fig. 1B

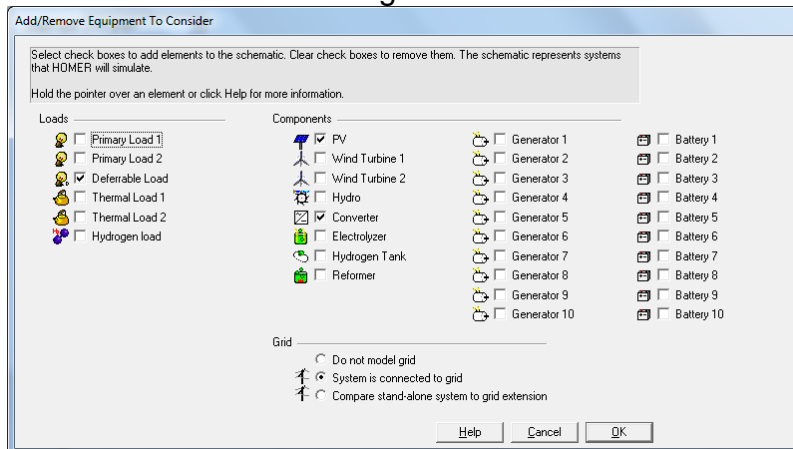
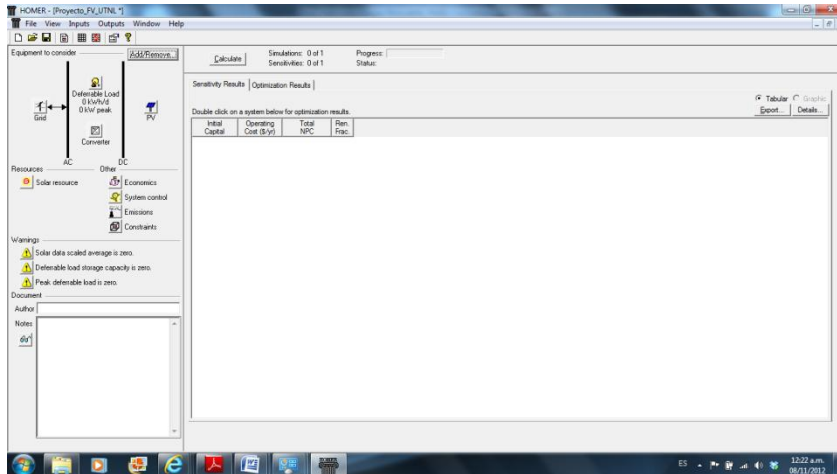
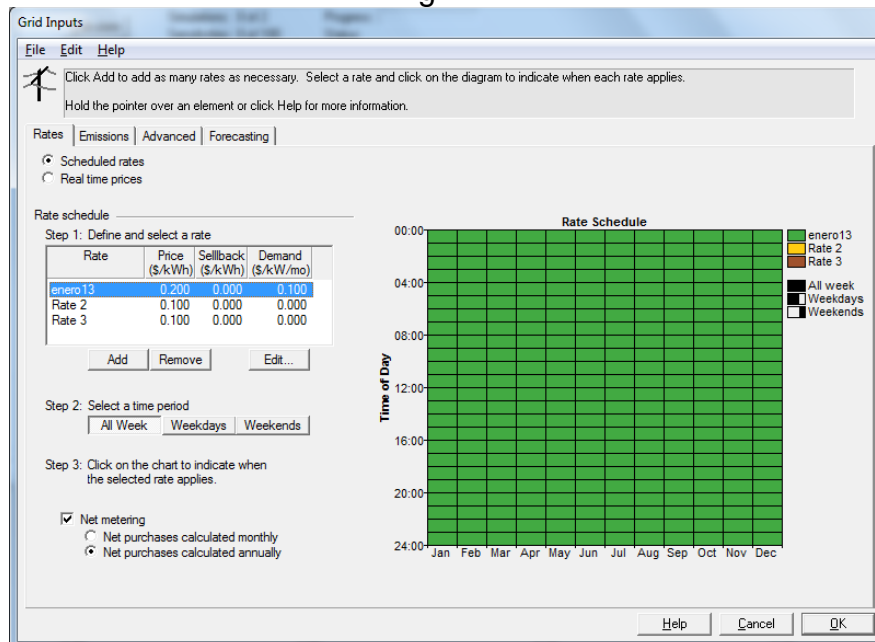


Fig. 1C



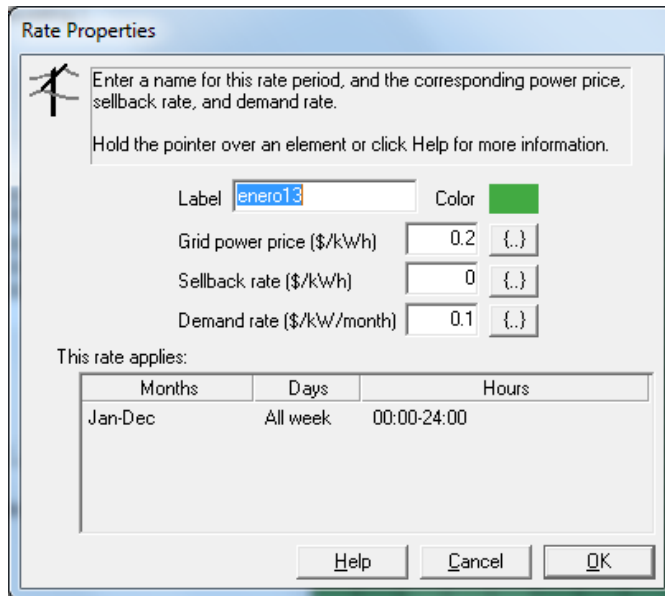
d.- Ahora damos click en “grid”, y seleccionamos “net metering” para vender la energía generada en exceso y seleccionamos “net purchases calculated annually”, esto para calcular de manera anual la compra de energía.

Fig. 1D.



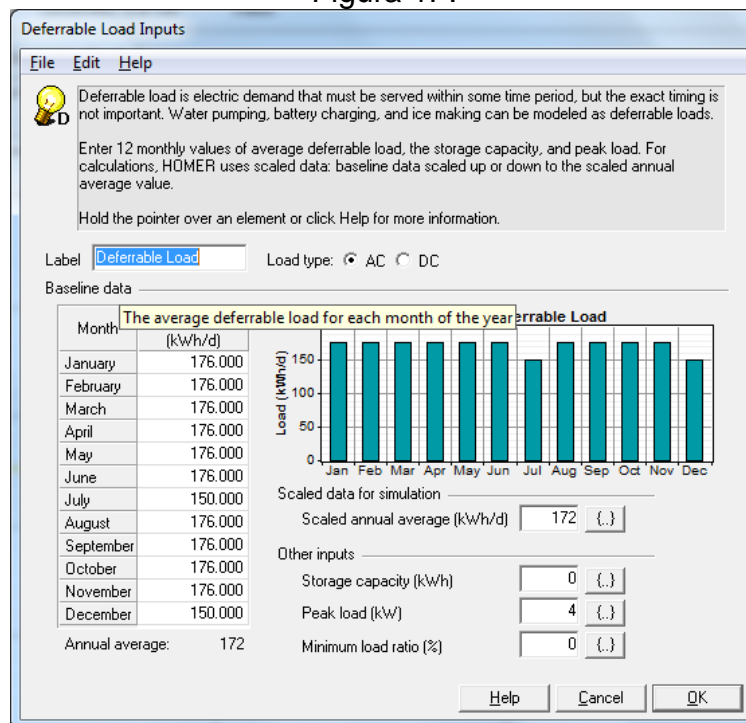
Con el botón “edit” podemos introducir los precios a los cuales compramos la energía eléctrica a la CFE. También puede introducirse el precio al cual la CFE comprara la energía eléctrica entregada “sellback rate”. En este caso la CFE no paga la energía excedente entregada, si no que la bonifica en el siguiente recibo.

Fig. 1E.



e.- En la figura 1C podemos apreciar el icono “deferrable load” o carga diferida, al dar click aparece la pantalla 1F.

Figura 1F.



En el icono de “baseline data” se introduce la carga promedio diaria demandada mensualmente en Kw-h/m². Se introduce también el tipo de carga “type load” AC o DC. De igual forma, en esta pantalla podemos introducir la carga pico instantánea expresada en KW “peak load”, en nuestro caso será la máxima carga del sistema 25.2KW. Al final damos click para volver a la pantalla principal.

f.-Ahora al dar click al icono “converter” en la pantalla 1C, aparece la pantalla mostrada en la fig 1G, en la cual podemos introducir la información referente al inversor. En el menu de “costs” introducimos la capacidad del inversor en KW “size”, igualmente el costo del mismo “capital”, así como los costos de hacer un reemplazo “replacement”, también se puede introducir los costos d mantenimiento y operación anual “O&M). En la opción de “lifetime inverter” introducimos la vida útil del inversor, así como su eficiencia “efficiency”. Finalmente se oprime el botón OK para regresar.

g.-Al dar click al icono “PV” en la pantalla 1C, aparece la pantalla 1H, en la cual se introducen datos referentes a los paneles FV que se utilizaran, tal como capacidad en Watts, costo de los paneles y costos de reemplazo y mantenimiento. En la opción “properties” podemos introducir los datos de vida útil “lifetime”, el factor de depreciación “derating factor”, el cual para los paneles FV se estima en un 80%. Asimismo el angulo de instalación de los paneles FV “slope”. El ángulo acimutal se refiere al ángulo que los paneles estarán desviados del sur hacia el oeste. En la opción “sizes to considere” podemos introducir valores distintos a los registrados en “costs”, esto es útil para que el programa calcule el tamaño más optimo. Ya que nuestro sistema es fijo, se marca “no tracking”. Después de introducir los valores presione OK.

Fig. 1G.

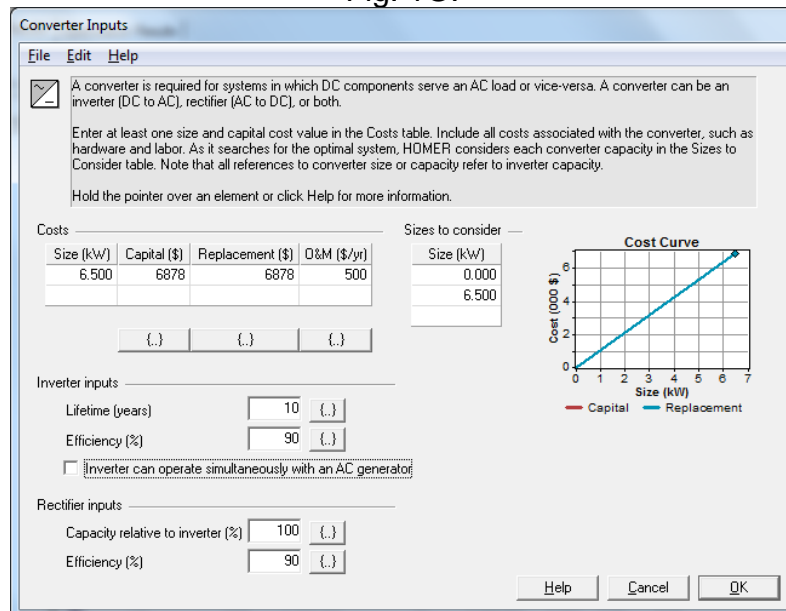
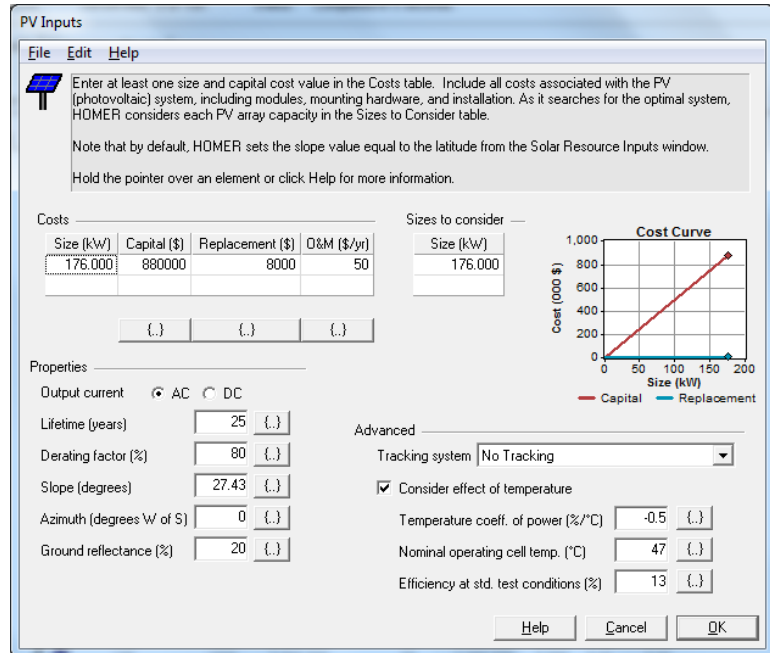
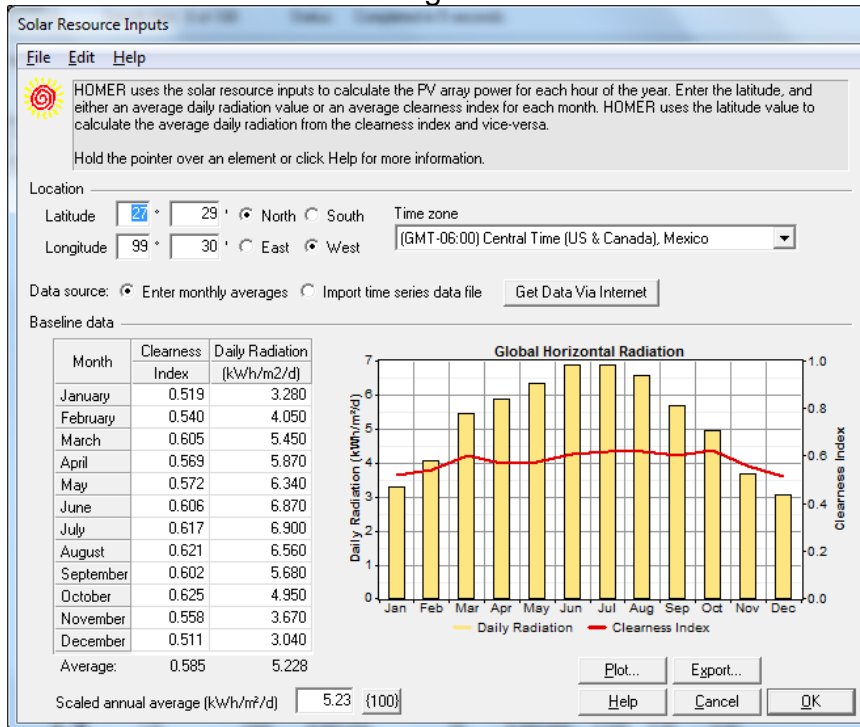


Fig. 1H.



h.-Al dar click en el icono “solar resources” aparece la pantalla mostrada en la fig. I, en la cual podemos capturar información de radiación solar y la claridad de la región.

Fig. I.

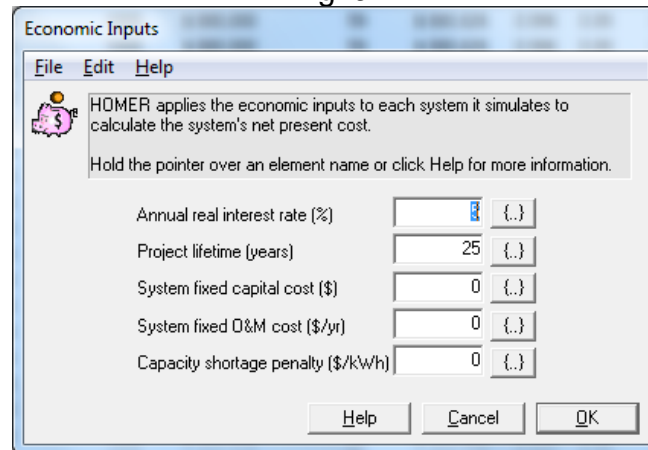


Se introducen valores de latitud y longitud del lugar, y si no conoce los valores de radiación del lugar, seleccione el icono “get data via internet”, de esta forma se

obtienen los datos fácilmente. Sin embargo es recomendable introducir los datos reales del lugar obtenidos por medición directa de al menos un año atrás.

i.-Al dar click en el icono “economics” aparece la pantalla de la figura J.

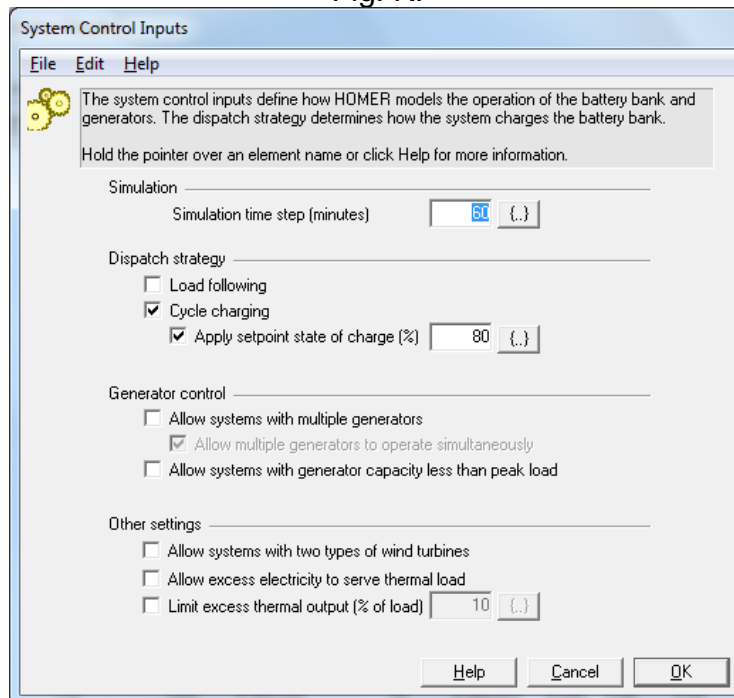
Fig. J.



Podemos introducir datos económicos requeridos para simular el valor del costo neto presente del sistema. Podemos introducir el porcentaje de interés anual real del sistema FV, así como la vida útil esperada. Dar click en “ok”.

j.-Al dar click en el icono “system control” aparece la pantalla de la fig. K. Podemos establecer algunos parámetros para la simulación del programa, así como algunos parámetros que consideremos convenientes. Dar enter a “OK”.

Fig. K.



k.- El icono “temperatures” nos permite introducir los parámetros promedio mensuales de la temperatura ambiente de la región, estos datos son importantes ya que recordemos que la generación fotovoltaica depende la temperatura de la celda, la cual se e directamente afectada por la temperatura ambiente. La pantalla se muestra en la fig. L.

l.-El icono “emissions” nos permite introducir valores de emisiones de los generadores eléctricos, en este caso no aplica ya que la celdas fotovoltaicas no generan contaminación en el proceso de conversión de energía luminosa a energía eléctrica. La figura M nos muestra la pantalla donde podemos capturar la información requerida.

Fig. L.

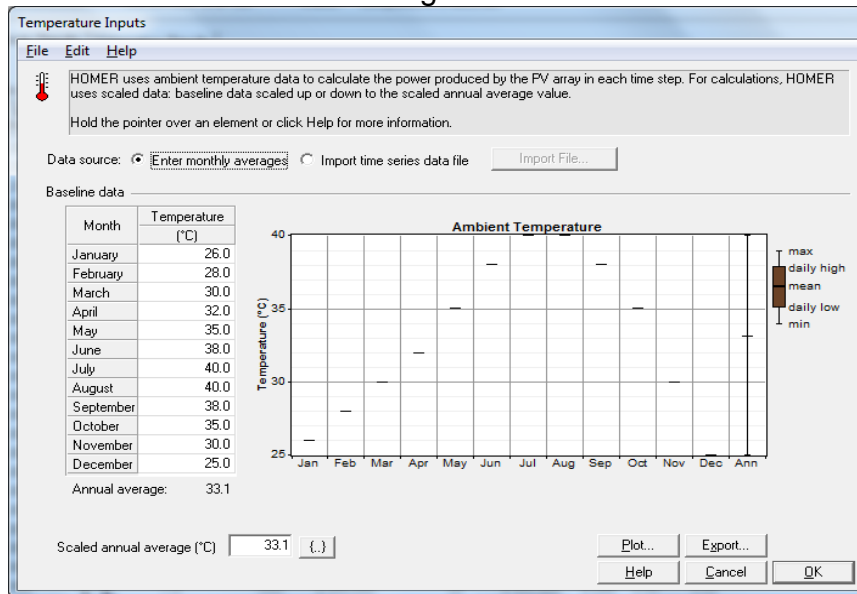
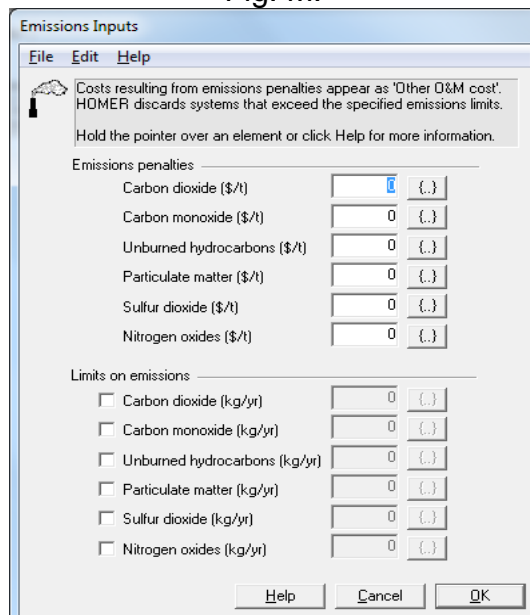
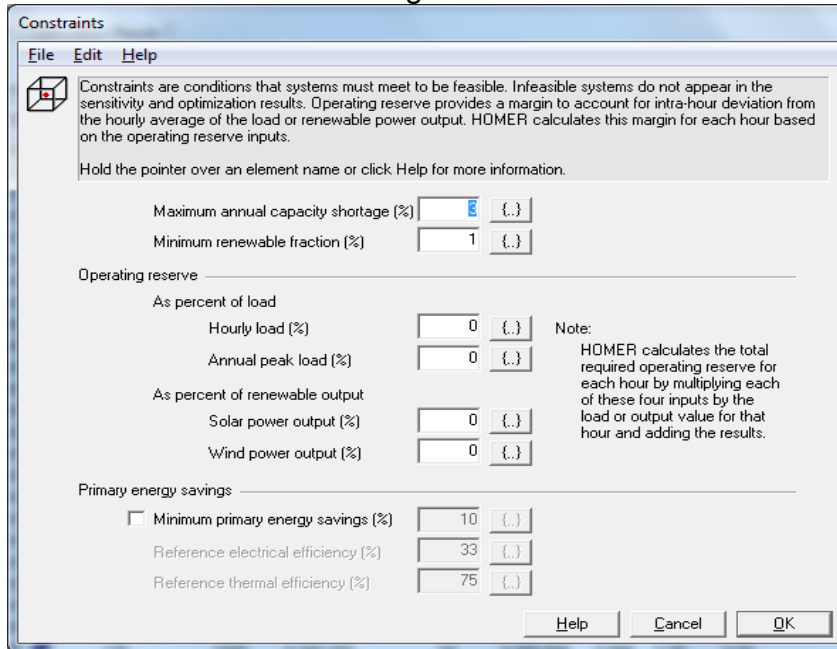


Fig. M.

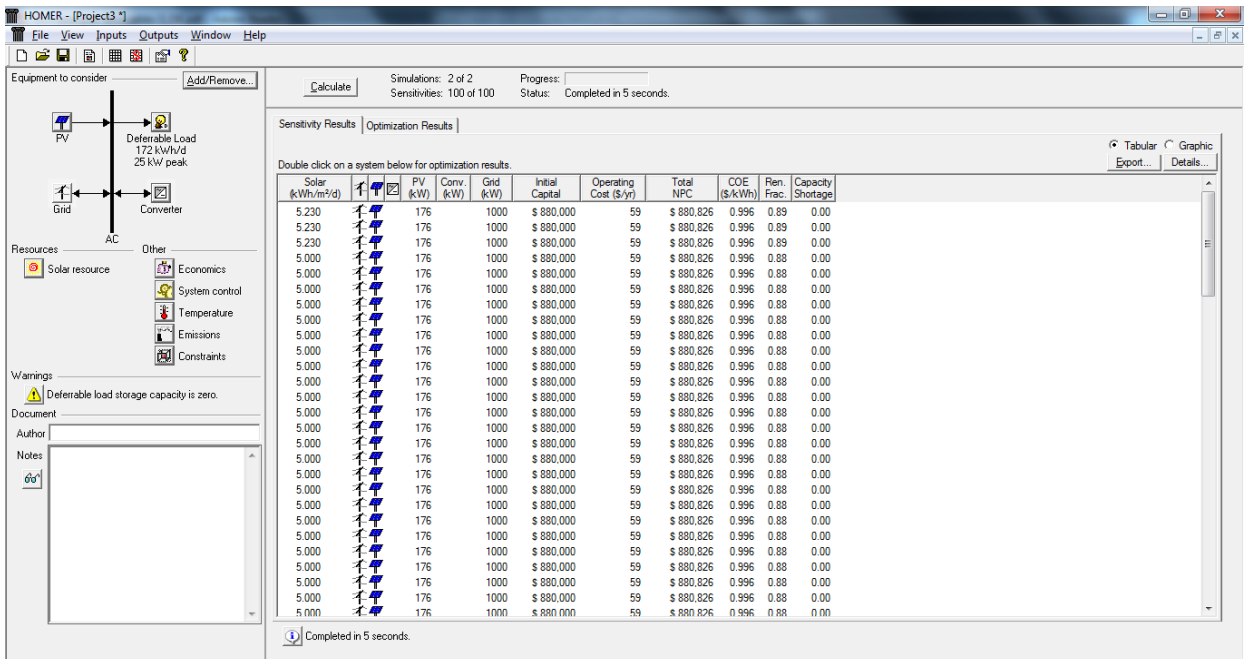


m.-El icono “constrains” nos permite introducir el porcentaje máximo y mínimo de escases de energía del sistema. La figura N nos muestra la pantalla que nos permite introducir los datos requeridos. En nuestro caso consideramos porcentajes bajos.

Fig. N.



Finalmente al dar click al icono “calcúlate” de la figura 1C, el programa realiza una simulación de viabilidad del sistema conforme a los parámetros que se han capturado. La pantalla generada después de la corrida del programa se muestra en la figura O.

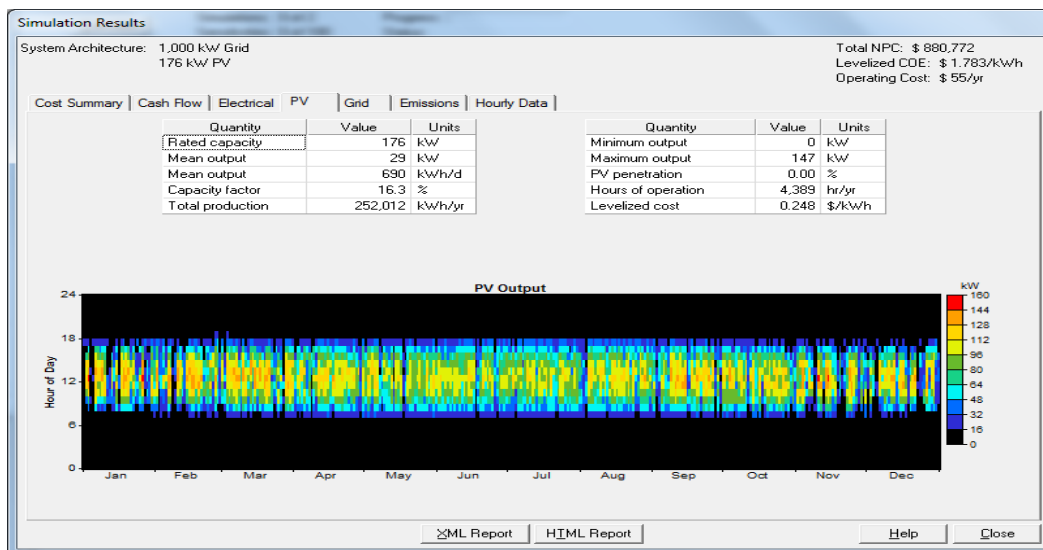
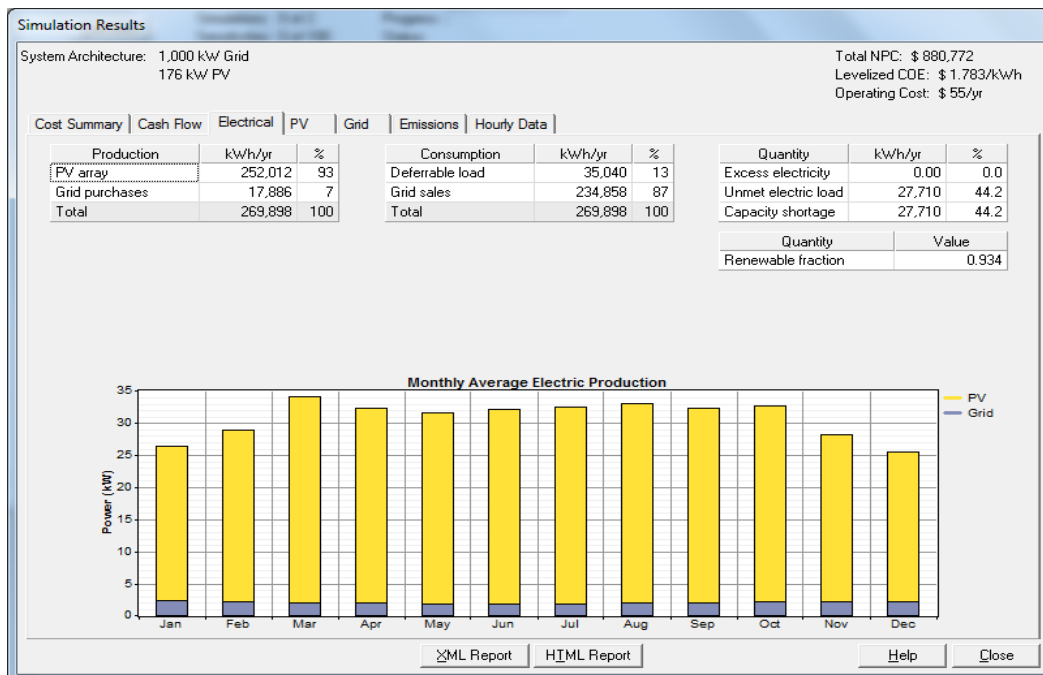


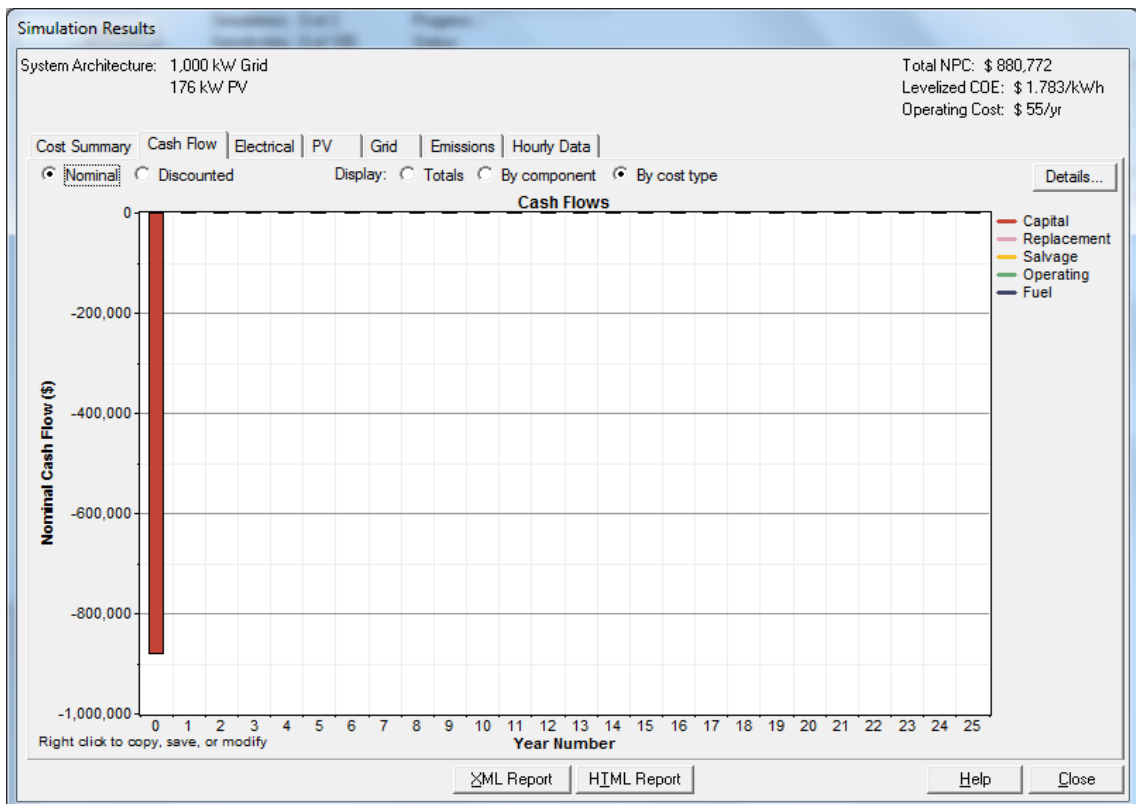
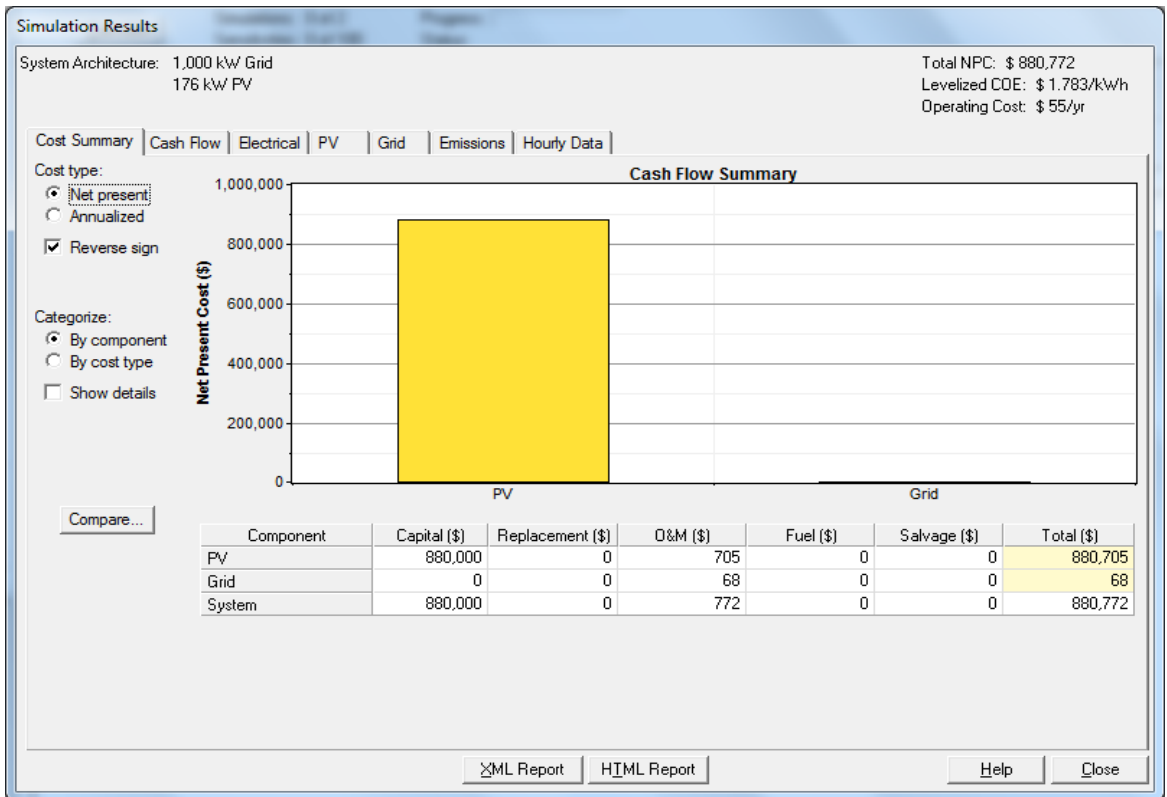
De estos resultados obtenidos podemos observar una lista que va desde un costo neto mayor a un costo menor, además los datos pueden visualizarse en forma de tabla o en forma da grafica. En nuestro caso solo incluimos un precio facturado de la energía eléctrica por la CFE, y el precio de venta como cero, por lo que el análisis económico del precio facturado no se ve afectado.

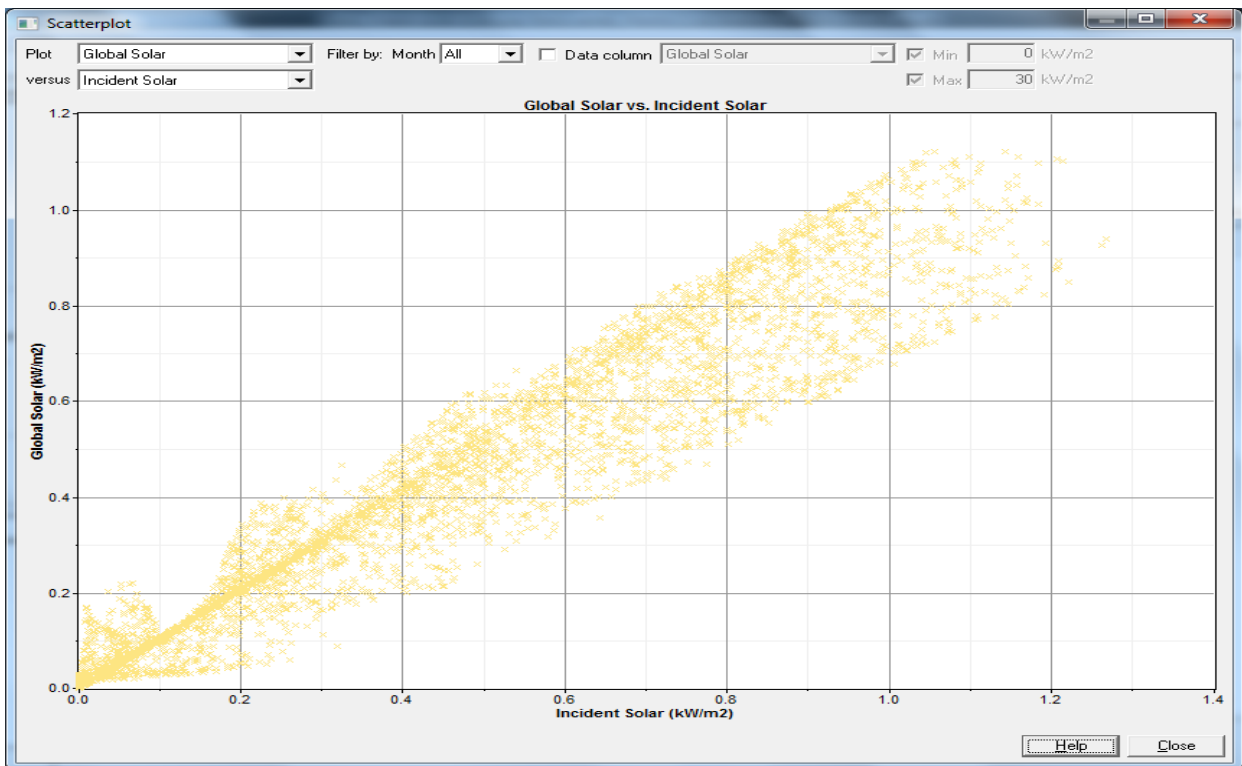
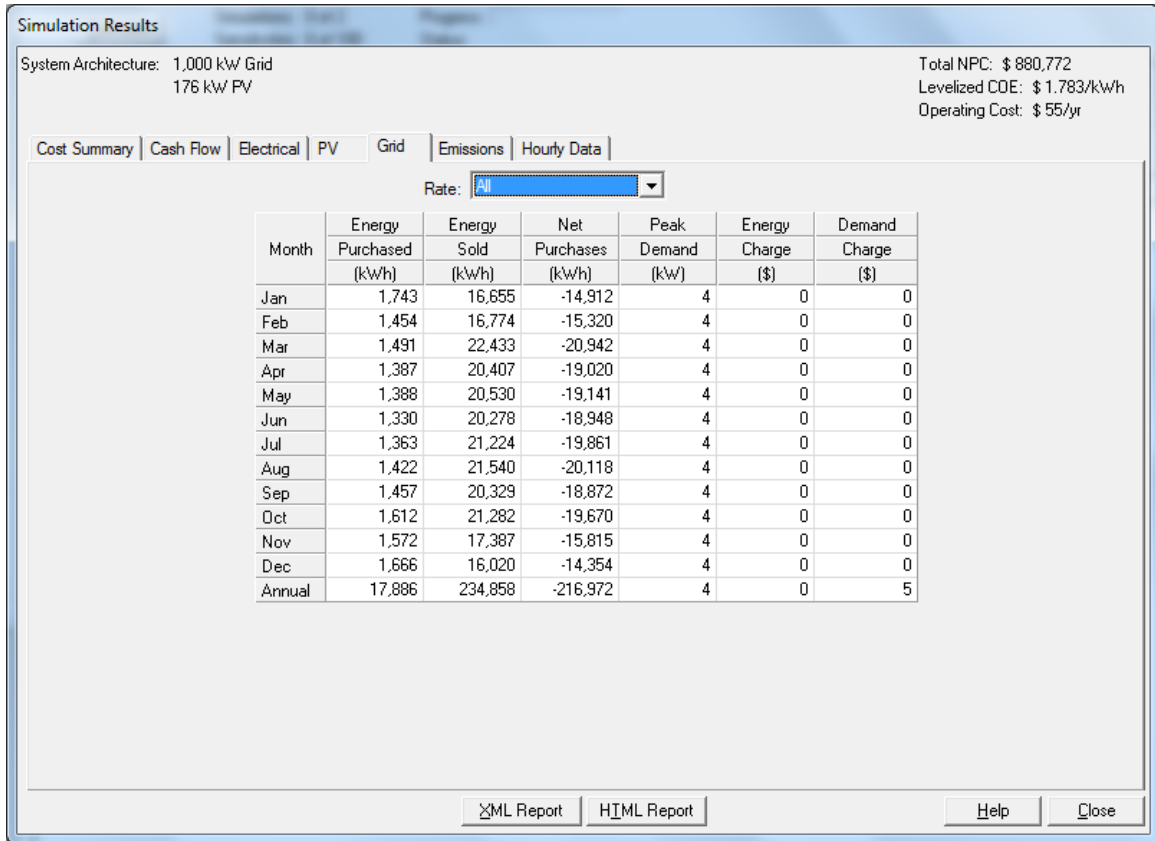
La opción de “sensibity results” nos muestra los mejores resultados dependiendo del precio facturado.

Análisis de los resultados obtenidos.

Enseguida se muestran algunas graficas obtenidas como resultado de los parámetros arrojados por el software HOMER.







Simulation Results

System Architecture: 1,000 kW Grid
176 kW PV

Total NPC: \$ 880,772
Levelized COE: \$ 1.783/kWh
Operating Cost: \$ 55/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | PV | Grid | Emissions | Hourly Data

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-137,126
Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	-595
Nitrogen oxides	-291

XML Report | HTML Report | Help | Close

Conclusiones y Trabajos futuros

Anexos

Anexo A: Tablas de información histórica de 11 años atrás en meses y años sobre algunas variables climatológicas de especial interés en Nuevo Laredo.

T	Temperatura media (°C)
TM	Temperatura máxima (°C)
Tm	Temperatura mínima (°C)
SLP	Presión atmosférica a nivel del mar (mb)
H	Humedad relativa media (%)
PP	Precipitación total de lluvia y/o nieve derretida (mm.)
VV	Visibilidad media (Km)
V	Velocidad media del viento (Km/h)
VM	Velocidad máxima sostenida del viento (Km/h)
Vg	Velocidad de ráfagas máximas de viento (Km/h)
RA	Índica si hubo lluvia o llovizna (En la media mensual, total días que llovió)
SN	Índica si nevó (En la media mensual, total días que nevó)
TS	Indica si hubo tormenta (En la media mensual, total días con tormenta)
FG	Indica si hubo niebla (En la media mensual, total días con niebla)

Los datos fueron reportados por la estación meteorológica: **762863 (MMNL)**

En la precipitación total un valor 0 (cero) puede indicar que no se ha realizado esa medición y/o la estación meteorológica no la difundió.

Si para la realización de las medias o totales anuales de algún dato falta información de 10 o más días, esta no se mostrará.

Año 2000

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	18.2	23.6	11.5	-	55.3	0	9	11.7	21.7		1	0	0	6
Feb	21.7	26.8	15.8	-	57.6	0	9.1	14.2	25.7		2	0	0	1
Mar	24.7	30.1	18.7	-	53.8	0	9.3	14.8	26.8		3	0	0	0
Abr	26.9	32.1	19.9	1015.9	50.6	0	9.5	16.4	25.3		1	0	0	0
May	31.2	36.5	23.8	-	51.6	0	9.4	19.1	29.6		3	0	1	0
Jun	31.7	36.4	25	1014.6	52.6	0	9.6	19.5	29.7		3	0	0	0
Jul	34.5	39.8	25.8	-	39.5	0	9.7	17.5	26.8		1	0	0	0
Ago	32.9	38.1	25.5	1008.2	47.8	0	9.6	16.6	28.9		4	0	0	0
Sep	31.5	37.2	22.7	-	42.5	0	9.7	11.7	24		3	0	0	0
Oct	24.1	28	19.4	-	70	0	8.9	16.4	26.5		9	0	0	2
Nov	17.8	22.2	13	-	73.2	0	8.8	11.3	24.8		4	0	1	0
Dic	11.7	16.7	6.6	-	72.7	0	7.5	10.8	22.3		11	0	0	11
Prom	25.6	30.6	19		55,6		9,2	15						

Para la realización de los cálculos de las medias anuales se han utilizado datos de 365 días (99.73% del año).

Para calcular la temperatura media se han analizado 4632 mediciones.

Para calcular la velocidad media del viento se han analizado 4619 mediciones.

Cantidad de días en los que se produjeron fenómenos extraordinarios.

Días con lluvia:	45
Días con nieve:	0
Días con tormenta:	2
Días con niebla:	20
Días con tornados o nube embudo:	0
Días con granizo:	0

La temperatura más alta registrada fue de **44°C** el día 5 de Septiembre.

La temperatura más baja registrada fue de **0°C** el día 19 de Diciembre.

La velocidad de viento máxima registrada fue de **101.9 km/h** el día 6 de Noviembre.

Año 2001

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	13.8	19	8.5	1024.7	70.3	0	15.6	12	25.2		6	0	0	5
Feb	19.2	24.3	13.6	-	63.8	0	15.7	14.1	24.9		6	0	0	3
Mar	18.8	24.1	12.4	-	62.4	0	16.2	12.3	26.4		6	0	0	1
Abr	27	32.8	20.6	-	54.5	0	13.9	16.3	30		1	0	0	0
May	30	35.9	22.6	1020.2	49.9	0	17	16.5	25.8		2	0	0	0
Jun	32.9	38.8	25.5	1003.8	45.8	0	20	15.3	22		2	0	0	0
Jul	33.5	39.2	25.7	-	44.8	0	20.2	13.9	21.8		4	0	0	0
Ago	32.8	38.6	25.6	-	49.3	0	20.3	14.5	22.6		5	0	0	0
Sep	28.7	33.7	22.2	-	59.5	0	18.9	14	21		6	0	2	0
Oct	26.2	31.3	19.3	-	51.5	0	20.8	14.9	22.5		1	0	0	1
Nov	21.5	26.3	15.8	-	64.8	0	16.2	13.8	21.4		5	0	0	3
Dic	15.7	20.2	9.7	1020	67.6	0	16.1	12.8	19.3		8	0	0	4
Prom	25	30.4	18.5				17.6	14.2						

Para la realización de los cálculos de las medias anuales se han utilizado datos de 365 días (100% del año).

Para calcular la temperatura media se han analizado 5137 mediciones.

Para calcular la velocidad media del viento se han analizado 4330 mediciones.

Cantidad de días en los que se produjeron fenómenos extraordinarios.

Días con lluvia:	52
Días con nieve:	0
Días con tormenta:	2

Días con niebla:	17
Días con tornados o nube embudo:	0
Días con granizo:	0

La temperatura más alta registrada fue de **42°C** el día 20 de Mayo.

La temperatura más baja registrada fue de **0°C** el día 20 de Enero.

La velocidad de viento máxima registrada fue de **77.8 km/h** el día 18 de Marzo

Año 2002

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	17.3	23	10.3	-	54.5	0	18.9	14.7	22.6		1	0	0	1
Feb	16.3	22.6	8.3	-	42.1	0	19.9	13.3	24.4		2	0	0	4
Mar	21.7	28.2	14.7	-	46.3	0	18.3	15.2	26		4	0	0	0
Abr	28.2	34.6	21.2	1008.6	53.2	0	19.2	16.9	27.2		4	0	0	1
May	30.9	37.3	23.9	-	48.8	0	19.3	19.9	32.5		3	0	0	1
Jun	32.1	37.6	25.2	1011.9	51	0	21.5	15.8	28.8		4	0	0	0
Jul	31.2	36.2	25.5	-	57	0.76	18.7	17.7	30.4		6	0	0	0
Ago	32.9	38.7	26	1013.5	49.1	51.05	20.9	15.4	29.2		4	0	1	0
Sep	27.9	32.7	22	1013	62.2	171.7	17.5	11.1	22.8		7	0	2	0
Oct	25.1	29.4	20.5	-	69.9	42.41	16.1	12	22.9		7	0	1	3
Nov	17.4	22.7	11.2	-	62.5	0	16.9	11.4	21.5		8	0	0	4
Dic	15.8	21.8	9	-	59.4	97.28	17.4	10.9	23.1		4	0	0	2
Prom														

Año 2003

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	13.4	19	8.1	-	64.3	151.88	15.2	9.7	20.7		5	0	0	3
Feb	16	21.9	10.6	-	65.9	0.5	14.7	13.1	24.2		10	0	0	1
Mar	21	26.8	14.9	-	57.7	0	16.2	14	24.5		6	0	0	3
Abr	25.6	32	19.2	-	54.9	1.02	15.2	13.7	27.7		5	0	1	1
May	30.9	36.8	24.3	-	54.2	0	11.9	11.7	20.7		2	0	0	0
Jun	31.8	37.2	24.9	-	53.6	80.01	19.8	10.9	22.2		5	0	0	0
Jul	31.1	36.5	25.3	-	57.6	2.29	19.1	13.5	24.8		2	0	0	0
Ago	31.9	37.8	25.4	1010.6	52.8	52.32	21	11.5	25		4	0	0	0
Sep	27.4	31.6	22.8	1010.5	70.3	135.13	17.2	8.2	21.1		8	0	0	0
Oct	24.4	29.7	18.5	-	66.9	6.87	16.5	7.4	19.1		7	0	0	1
Nov	20.1	24.6	14.4	-	65.8	53.6	16.3	9.8	24.3		6	0	0	1
Dic	15.9	21.9	8	-	52.5	7.89	16.9	10.8	25.2		1	0	0	2
Prom	24.2	29.7	18.1		59.7		16.7	11.2						

Para la realización de los cálculos de las medias anuales se han utilizado datos de 363 días (99.45% del año).

Para calcular la temperatura media se han analizado 5240 mediciones.
Para calcular la velocidad media del viento se han analizado 5220 mediciones.

Cantidad de días en los que se produjeron fenómenos extraordinarios.

Días con lluvia:	61
Días con nieve:	0
Días con tormenta:	1
Días con niebla:	12
Días con tornados o nube embudo:	0
Días con granizo:	1

La temperatura más alta registrada fue de **42°C** el día 19 de Mayo.
La temperatura más baja registrada fue de **-1°C** el día 18 de Enero.
La velocidad de viento máxima registrada fue de **74.1 km/h** el día 18 de Marzo.

Año 2004

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	15.5	20.3	10.5	1020.6	65.6	283.97	13.6	9.2	23.6		10	0	0	5
Feb	16.6	22.1	10.4	1019.3	57.1	0	16.3	12.8	26.3		4	0	0	0
Mar	22.4	26.6	17.5	1017.9	65.1	190.75	15.4	12.8	25		11	0	0	1
Abr	23.2	28.1	18.1	1013.9	68.8	153.67	14.7	15.2	28.3		9	0	2	2
May	27.6	33	21.8	1012.9	60.9	0	16.4	16.6	26.9		3	0	0	0
Jun	31.2	36.6	25	1012.7	57	77.72	16	15.4	27		6	0	1	0
Jul	31.6	37.2	25	1015	55.8	0	18.2	14.4	25.6		4	0	0	0
Ago	31.9	37.6	25	1015.9	52.1	0	19.6	12.5	24.4		0	0	0	0
Sep	28.4	33.3	22.5	1015.9	65	364.75	15.3	8.7	21.3		7	0	0	0
Oct	27.9	33.4	22.2	1014.7	63.3	0	15.3	12	22.1		2	0	0	0
Nov	19.7	25.3	13.6	1019.5	66	510.28	14.9	9	21.5		7	0	0	2
Dic	15.3	21.5	8	1024.1	53.3	0	15.1	9.6	22.8		2	1	0	4
Prom	24.3	29.6	18.4		60.8		15.9	12.4						

Para la realización de los cálculos de las medias anuales se han utilizado datos de 366 días (100% del año).

Para calcular la temperatura media se han analizado 5316 mediciones.
Para calcular la velocidad media del viento se han analizado 5284 mediciones.

Cantidad de días en los que se produjeron fenómenos extraordinarios.

Días con lluvia:	65
Días con nieve:	1
Días con tormenta:	3
Días con niebla:	14
Días con tornados o nube embudo:	0
Días con granizo:	0

La temperatura más alta registrada fue de **42°C** el día 31 de Mayo.
 La temperatura más baja registrada fue de **-3°C** el día 25 de Diciembre.
 La velocidad de viento máxima registrada fue de **74.1 km/h** el día 18 de Enero

Año 2005

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	16.1	21.8	11	1022.8	68.9	161.04	11.9	8.7	19.4		8	0	0	10
Feb	16	20.5	12	1021.5	73.4	294.9	11.7	6.6	19.8		11	0	0	4
Mar	21.7	27.8	14.6	1014.9	55.2	394.71	15.7	11.6	23.9		5	0	0	2
Abr	25.3	32.4	17.2	1015.6	46.6	0	16.4	16.4	28.6		0	0	0	0
May	28.6	34.4	22.2	1013.8	55.6	0	15	14.8	25.5		1	0	0	0
Jun	32.7	38.8	25.3	1011.8	49.9	61.21	16.8	17.2	27.3		1	0	0	0
Jul	32.3	38.4	25.5	1015	55.2	152.14	17.5	15.2	28.5		5	0	0	0
Ago	32.8	38.5	26	1014.9	51.5	0	18.1	15	24.9		1	0	0	0
Sep	31.8	37.8	24.9	1015.7	51.9	192.02	15	12.5	24.9		4	0	0	0
Oct	24.9	30.8	19.4	1018.1	62.8	0	14.8	11.4	21.8		6	0	0	0
Nov	23	30.3	14	1020.5	44.3	0	14.6	11.5	23.4		0	0	0	0
Dic	15.5	21.2	9	1022.4	59.9	4.06	14.2	10.6	21		5	0	0	8
Prom														

Año 2006

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	18.5	25.3	10.5	1022	48.2	0	16.5	12.7	24		0	0	0	1
Feb	17.3	24.6	10.1	1022.3	54.2	0.76	14.1	12.6	24.4		5	0	0	3
Mar	24	30.7	17.7	1017.1	53.6	0	15.2	16.8	28.3		0	0	0	0
Abr	28.3	35	21.3	1014.1	53.6	0	15.5	16.3	28.3		1	0	0	0
May	29.9	36.5	23	1013.2	52.4	0	16.3	16.2	28.1		1	0	0	0
Jun	32	38.1	24.7	1015.2	49.2	0	18.3	15.2	25.9		1	0	0	0
Jul	31.8	37.7	25.2	1016	55.2	0	18.8	16.1	27.3		3	0	0	0
Ago	33.1	39.2	26.2	1014.8	53	0	17.8	16.1	28.8		0	0	0	0
Sep	28.9	34.3	23.3	1015.4	62.6	8.89	15.9	13.1	24.6		6	0	0	0
Oct	25.2	30.6	20.3	1017	65.2	0	14.4	10.2	20.6		6	0	0	1
Nov	21.4	27.6	14.9	1020.1	57.4	0	14.7	13.2	23.7		1	0	0	2

Dic	14.7	19.6	9.9	1023.2	68.4	42.93	13.9	11.9	24.2		6	1	0	5
Prom	25.5	31.6	19.0		56.1		16	14.2						

Para la realización de los cálculos de las medias anuales se han utilizado datos de 364 días (99.73% del año).

Para calcular la temperatura media se han analizado 5186 mediciones.

Para calcular la velocidad media del viento se han analizado 5179 mediciones.

Cantidad de días en los que se produjeron fenómenos extraordinarios.

Días con lluvia:	30
Días con nieve:	1
Días con tormenta:	0
Días con niebla:	12
Días con tornados o nube embudo:	0
Días con granizo:	0

La temperatura más alta registrada fue de **42°C** el día 25 de Agosto.

La temperatura más baja registrada fue de **0°C** el día 12 de Febrero.

La velocidad de viento máxima registrada fue de **74.1 km/h** el día 25 de Abril.

Año 2007

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	11.6	16.5	7.4	1024.2	74.5	12.45	13.2	11.5	22		12	0	0	4
Feb	16.8	23.1	10.5	1020.4	62.9	0	14.9	11.7	23.1		5	0	0	4
Mar	22.8	27.9	17.1	1018.7	59.7	4.32	15.1	16.2	27.8		5	0	0	1
Abr	23.1	30	17.1	1016.1	59.7	0	16.2	16.3	28.6		5	0	1	0
May	27.5	32.9	21.7	1015.1	64.4	1.78	14.4	14.8	27.1		5	0	0	0
Jun	30.3	36.1	23.9	1013.3	61.3	3.81	16.2	15.9	28.6		4	0	0	0
Jul	28.9	33.8	24	1015	71.7	59.94	14.5	12.2	23.8		10	0	0	1
Ago	30.8	36.5	24.7	1015.3	63.5	0	15.9	13.3	26.2		5	0	0	0
Sep	29	34	23.5	1016.4	67.6	43.44	16.8	10.2	20.4		4	0	1	0
Oct	26.2	32.7	18.2	1017.1	55.4	0	17	12.8	24.7		2	0	0	2
Nov	20.5	26.5	14.5	1021.5	61.7	5.84	14.6	12.1	23.1		7	0	0	4
Dic	17.7	24.6	10	1020.3	52.6	0	16.4	13	25.8		3	0	0	2
Prom	23.8	29.6	17.7		62.9		15.4	13.3						

Para la realización de los cálculos de las medias anuales se han utilizado datos de 364 días (99.73% del año).

Para calcular la temperatura media se han analizado 5460 mediciones.

Para calcular la velocidad media del viento se han analizado 5458 mediciones.

Cantidad de días en los que se produjeron fenómenos extraordinarios.

Días con lluvia:	67
Días con nieve:	0
Días con tormenta:	2
Días con niebla:	18
Días con tornados o nube embudo:	0
Días con granizo:	0

La temperatura más alta registrada fue de **41°C** el día 7 de Junio.

La temperatura más baja registrada fue de **0°C** el día 16 de Enero.

La velocidad de viento máxima registrada fue de **92.4 km/h** el día 22 de Octubre

Año 2008

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	14.5	21.1	8.3	1024.1	56.6	3.3	14.4	13.4	25.5		7	0	0	6
Feb	20.7	28.7	12.5	1017.9	46.3	0.25	17.3	13.5	26.6		3	0	0	3
Mar	22.8	30	14.8	1016.4	44.4	0	15.9	17.6	32		1	0	0	2
Abr	26.4	33.5	19	1014.7	53.2	4.57	16.8	16.7	30.1		3	0	0	0
May	30.3	36.8	23.3	1011.9	52.1	2.79	16.3	15.6	27.5		3	0	0	0
Jun	32.6	39	25.3	1014.3	49.2	0	19	18.8	27.5		0	0	0	0
Jul	29.9	35.3	24.4	1015.8	62.8	9.4	15.1	17	27.2		10	0	0	0
Ago	30.4	35.6	24.7	1013.4	64.9	0	14.3	12	23.5		9	0	1	1
Sep	27.2	32	21.8	1017.3	65	16	14.5	5.6	15.7		6	0	0	0
Oct	24.5	30.4	17.7	1020.7	58	0	16.7	8.4	18.9		2	0	0	0
Nov	19.8	25.9	13.1	1021.2	58.3	2.79	15	7.4	16.6		2	0	0	4
Dic	15.5	21.9	9.4	1022.6	58	8.89	14	8.6	19.2		5	0	0	8
Prom	24.6	30.8	17.9		55.8		15.8	12.9						

Para la realización de los cálculos de las medias anuales se han utilizado datos de 365 días (99.73% del año).

Para calcular la temperatura media se han analizado 5462 mediciones.

Cantidad de días en los que se produjeron fenómenos extraordinarios.

Días con lluvia:	51
Días con nieve:	0
Días con tormenta:	1
Días con niebla:	24

Días con tornados o nube embudo:	0
Días con granizo:	0

La temperatura más alta registrada fue de **42°C** el día 23 de Mayo.
 La temperatura más baja registrada fue de **-2°C** el día 3 de Enero.
 La velocidad de viento máxima registrada fue de **81.3 km/h** el día 3 de Marzo

Año 2009

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	16.8	23.5	9.5	1023.1	50.4	0.25	16.1	9.6	19.8		4	0	0	4
Feb	20	26.9	12.4	1021.4	51.2	51.56	15.8	13.1	25.4		4	0	0	2
Mar	22.4	28.8	14.8	1017.5	52.9	1.52	16.8	14.7	25.7		3	0	0	0
Abr	26.6	33.5	19.2	1014.6	46.2	0	15.8	17.8	29.1		3	0	0	1
May	29.8	36	22.7	1013.9	54.1	0	15.4	14.3	24.4		3	0	0	0
Jun	32.7	38.9	25.2	1012.7	50.3	0	18.5	16.4	26.3		0	0	0	0
Jul	34	41	26.3	1014.8	45.4	0	18.1	14.9	24.2		0	0	0	0
Ago	33.4	40	25.6	1015.5	45.9	0	17.6	15	26.7		2	0	0	0
Sep	28.1	33.3	22.7	1016.8	64.5	9.4	15.3	11.8	22.5		8	0	0	0
Oct	25.3	31.4	19.6	1015.2	59.3	0	15.2	14.5	23.6		6	0	0	2
Nov	20.4	27.2	12.5	1021.5	56.3	0	15.2	9.8	18.6		3	0	0	3
Dic	11.9	17	7.7	1021.7	72.9	1.78	11.9	8.7	17.7		10	0	0	6
Prom	25.1	31.5	18.2		54.1		15.9	13.4						

Para la realización de los cálculos de las medias anuales se han utilizado datos de 365 días (100% del año).

Para calcular la temperatura media se han analizado 5592 mediciones.

Para calcular la velocidad media del viento se han analizado 5587 mediciones.

Cantidad de días en los que se produjeron fenómenos extraordinarios.

Días con lluvia:	46
Días con nieve:	0
Días con tormenta:	0
Días con niebla:	18
Días con tornados o nube embudo:	0
Días con granizo:	0

La temperatura más alta registrada fue de **43°C** el día 5 de Julio.
 La temperatura más baja registrada fue de **-1°C** el día 5 de Diciembre.
 La velocidad de viento máxima registrada fue de **66.5 km/h** el día 7 de Julio

Año 2010

Mes	T	TM	Tm	SLP	H	PP	VV	V	VM	Vg	RA	SN	TS	FG
Ene	13.9	19.5	8.3	1023.1	63.9	0	13.7	10.5	19.1		8	0	0	6
Feb	14	20	8.3	1020.2	62.5	18.8	13.9	10.8	19.3		6	0	0	5
Mar	19.9	26.6	11.9	1018	48.3	0	16.1	13.9	25.4		4	0	0	0
Abr	24.6	30.7	18.8	1014.8	59.7	4.83	14.1	13.2	23.5		4	0	1	0
May	29.5	35.5	22.8	1013.4	54.1	0	14.9	13.4	22.2		3	0	0	0
Jun	32.6	38.2	25.8	1013.8	54.2	0	15.2	14.8	23.7		1	0	0	0
Jul	30.5	35.4	25.3	1016	65.7	0	14.3	12	21.3		8	0	0	0
Ago	33	38.8	26	1014.5	52.6	0	16.6	9.2	18.4		1	0	0	0
Sep	29.4	34.6	24	1014.8	65.5	0	14.1	7.2	16.9		7	0	0	0
Oct	25.8	32.1	17.9	1019.3	51.5	0	16.1	7.5	15.6		0	0	0	3
Nov	21.2	28	13.5	1019.8	47.8	0	15.5	11	20.9		0	0	0	2
Dic	17.3	24.4	9.5	1021.2	50.6	0	14	10.3	20		0	0	0	5
Prom	24.4	30.4	17.7		56.3		14.9	11.1						

Para la realización de los cálculos de las medias anuales se han utilizado datos de 365 días (100% del año).

Para calcular la temperatura media se han analizado 5711 mediciones.

Para calcular la velocidad media del viento se han analizado 5711 mediciones.

Cantidad de días en los que se produjeron fenómenos extraordinarios.

Días con lluvia:	42
Días con nieve:	0
Días con tormenta:	1
Días con niebla:	21
Días con tornados o nube embudo:	0
Días con granizo:	0

La temperatura más alta registrada fue de **42°C** el día 24 de Agosto.
 La temperatura más baja registrada fue de **-5°C** el día 9 de Enero.
 La velocidad de viento máxima registrada fue de **59.4 km/h** el día 20 de Marzo.

Año 2011

Los datos aun están pendientes de actualización.

Anexo B: Tablas y graficas de variables del recurso solar correspondientes a Nuevo Laredo, obtenidas por cálculo considerando la latitud, longitud y altitud del lugar.

A continuación se proporcionan los datos generales solares y de ubicación para la Ciudad de Nuevo Laredo:

Latitud Norte: 27°29'48" (en decimales: 27.43)

Longitud Oeste: 99°30'01" (en decimales: -99.56)

Altitud: 150 metros sobre el nivel del mar

Altura solar máxima anual: 86,1 grados

Altura solar mínima anual: 39,9 grados

Preferência anual (S1): 27 grados

Preferência invierno (S2): 40,5 grados

Preferência verano (S3): 13,5 grados

Reflectividad del suelo: **0,26** albedo

Constante solar (H_{cs}): 4,9212 MJ/M²-HR

Angulo azimutal: 0 grados

Horas solares pico (HSP) = **8.0** horas en verano,

Horas solares pico (HSP) = **6.0** horas en invierno,

Horas de autonomía en verano = 3 horas,

Horas de autonomía en invierno = 5 horas.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	DECLINACION SOLAR	ALTURA A. SOLAR(W=0)	ANGULO W_{\pm}	HORA SALIDA H.S.DEL S. (TSV)
Enero	17	17	-20,91683	42,08	78,77	6,75
Febrero	16	47	-12,95435	50,05	83,27	6,45
Marzo	16	75	-2,41740	60,58	88,77	6,08
Abril	15	105	9,41523	72,42	94,85	5,68
Mayo	15	135	18,79215	81,79	99,98	5,33
Junio	11	162	23,08598	86,09	102,54	5,16
Julio	17	198	21,18350	84,18	101,39	5,24
Agosto	16	228	13,45456	76,45	97,00	5,53
Sept.	15	258	2,21638	65,22	91,13	5,92
Oct.	15	288	-9,59989	53,40	85,06	6,33
Nov.	14	318	-18,91229	44,09	79,95	6,67
Dic.	10	344	-23,04974	39,95	77,48	6,83

MES	HORAS DE	W	W	W	W _s	W _s	W _s	MJ / M ² H _{G,H,d}
	INSOL.(plano H.)	S1	S2	S3	S1	S2	S3	
Enero	10,50	90	95,26475	84,73525	78,77044	78,77044	78,77044	14,90
Febrero	11,10	90	93,16578	86,83422	83,26914	83,26914	83,26914	15,80
Marzo	11,84	90	90,58072	89,41928	88,76745	88,76745	88,76745	18,00
Abril	12,65	90	87,71843	92,28157	90,00000	87,71843	92,28157	20,00
Mayo	13,33	90	85,31413	94,68587	90,00000	85,31413	94,68587	23,95
Junio	13,67	90	84,12648	95,87352	90,00000	84,12648	95,87352	26,20
Julio	13,52	90	84,66143	95,33857	90,00000	84,66143	95,33857	25,20
Agosto	12,93	90	86,70732	93,29268	90,00000	86,70732	93,29268	21,80
Sept.	12,15	90	89,46762	90,53238	90,00000	89,46762	90,53238	22,00
Oct.	11,34	90	92,32718	87,67282	85,05619	85,05619	85,05619	19,80
Nov.	10,66	90	94,71819	85,28181	79,94627	79,94627	79,94627	16,10
Dic.	10,33	90	95,86319	84,13681	77,47868	77,47868	77,47868	14,00

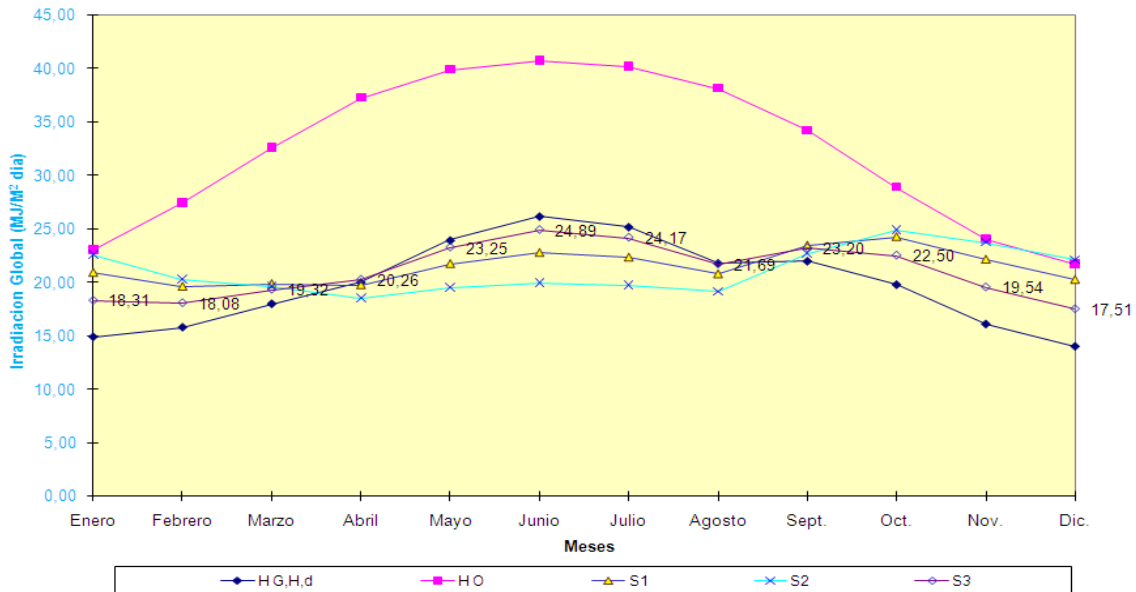
MES	MJ / M ²	FACTOR DE	DIFUSA/GLOBAL	R _b =H _{b,15} / H _{b,H,d}	R _c	R _b	R _d =H _{d,15} / H _{d,H,d}	R _d	R _d
	H _o	CLARIDAD(K _c)	H _{d,H,d} / H _{G,H,d}	S1	S2	S3	S1	S2	S3
Enero	23,02	0,64729768	0,257856	1,54368	1,69408	1,30798	0,94550	0,88020	0,98618
Febrero	27,47	0,57515005	0,312190	1,35468	1,42371	1,21079	0,94550	0,88020	0,98618
Marzo	32,64	0,55148118	0,330054	1,16103	1,14668	1,11122	0,94550	0,88020	0,98618
Abril	37,26	0,53677462	0,341358	0,98771	0,90112	1,02124	0,94550	0,88020	0,98618
Mayo	39,90	0,60017763	0,293499	0,87177	0,74174	0,95929	0,94550	0,88020	0,98618
Junio	40,75	0,64286807	0,261272	0,82232	0,67526	0,93232	0,94550	0,88020	0,98618
Julio	40,21	0,62669546	0,273601	0,84402	0,70431	0,94420	0,94550	0,88020	0,98618
Agosto	38,15	0,5715002	0,314926	0,93612	0,82963	0,99388	0,94550	0,88020	0,98618
Sept.	34,21	0,6430716	0,261116	1,08840	1,04293	1,07382	0,94550	0,88020	0,98618
Oct.	28,91	0,68488401	0,227913	1,28768	1,32786	1,17634	0,94550	0,88020	0,98618
Nov.	24,02	0,67031714	0,239750	1,49123	1,61905	1,28101	0,94550	0,88020	0,98618
Dic.	21,70	0,64505813	0,259586	1,60405	1,78044	1,33902	0,94550	0,88020	0,98618

MES	PLANO HORIZONTAL								
	R _{ref} =H _{ref,c} / H _{o,H,d}	R _{ref}	R _{ref}	R=H _{b,15} / H _{b,H,d}	R	R	DIFUSA	DIRECTA	GLOBAL
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	H _{d,H,d}	H _{b,H,d}	H _{G,H,d}
Enero	0,0141692	0,031147	0,003592	1,40360779	1,51536	1,228596	3,842	11,058	14,900
Febrero	0,0141692	0,031147	0,003592	1,24110879	1,28518	1,144266	4,933	10,867	15,800
Marzo	0,0141692	0,031147	0,003592	1,10406187	1,08988	1,073541	5,941	12,059	18,000
Abril	0,0141692	0,031147	0,003592	0,9874729	0,92513	1,012867	6,827	13,173	20,000
Mayo	0,0141692	0,031147	0,003592	0,90757989	0,81352	0,970776	7,029	16,921	23,950
Junio	0,0141692	0,031147	0,003592	0,86867318	0,75995	0,949985	6,845	19,355	26,200
Julio	0,0141692	0,031147	0,003592	0,88595724	0,78358	0,959280	6,895	18,305	25,200
Agosto	0,0141692	0,031147	0,003592	0,95324173	0,87670	0,995047	6,865	14,935	21,800
Sept.	0,0141692	0,031147	0,003592	1,06525691	1,03158	1,054529	5,745	16,255	22,000
Oct.	0,0141692	0,031147	0,003592	1,22386117	1,25698	1,136594	4,513	15,287	19,800
Nov.	0,0141692	0,031147	0,003592	1,37456218	1,47306	1,213918	3,860	12,240	16,100
Dic.	0,0141692	0,031147	0,003592	1,44726845	1,57789	1,251022	3,634	10,366	14,000

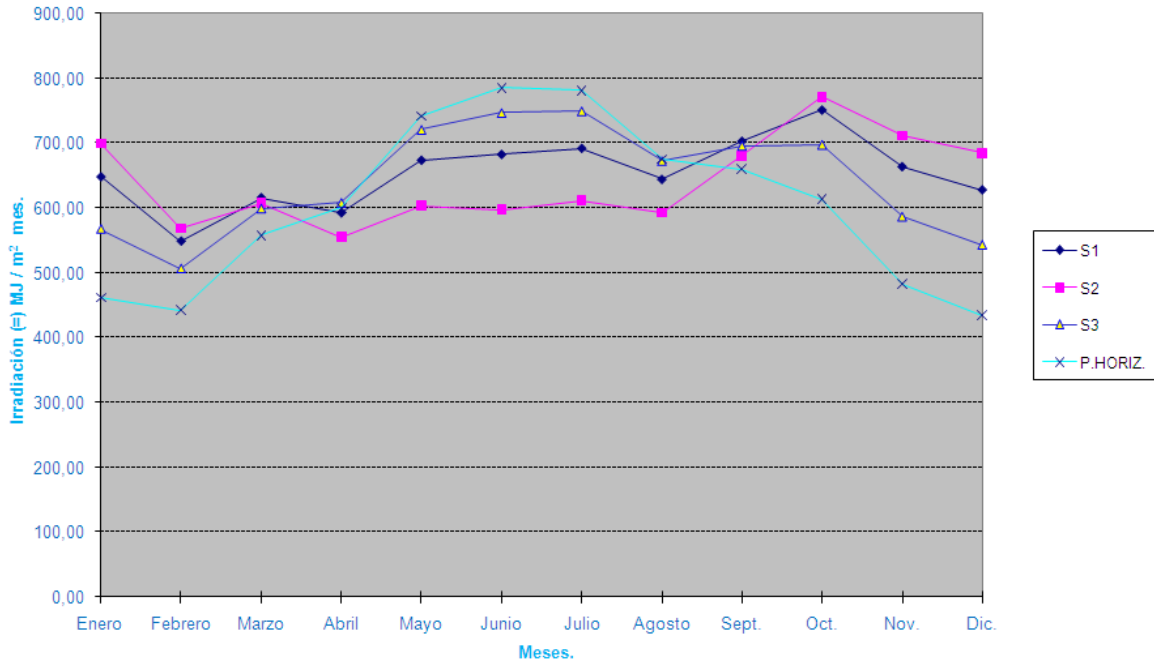
IRRADIACION SOLAR EN EL PLANO INCLINADO: MJ/M ² DIA										ANALISIS DE DISPONIBILIDAD		
MES	DIRECTA			DIFUSA			REFLEJADA POR EL SUELO					
	H _{b,i,d}	H _{b,i,d}	H _{b,i,d}	H _{d,i,d}	H _{d,i,d}	H _{d,i,d}	H _{ref,C}	H _{ref,C}	H _{ref,C}			
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3			
Enero	17,070	18,733	14,464	3,633	3,382	3,789	0,211	0,464	0,054			
Febrero	14,722	15,472	13,158	4,664	4,342	4,864	0,224	0,492	0,057			
Marzo	14,001	13,828	13,400	5,617	5,229	5,859	0,255	0,561	0,065			
Abril	13,011	11,870	13,453	6,455	6,009	6,733	0,283	0,623	0,072			
Mayo	14,751	12,551	16,232	6,646	6,187	6,932	0,339	0,746	0,086			
Junio	15,916	13,069	18,045	6,472	6,025	6,751	0,371	0,816	0,094			
Julio	15,450	12,893	17,284	6,519	6,069	6,799	0,357	0,785	0,091			
Agosto	13,981	12,390	14,843	6,491	6,043	6,771	0,309	0,679	0,078			
Sept.	17,692	16,953	17,455	5,431	5,056	5,665	0,312	0,685	0,079			
Oct.	19,685	20,299	17,983	4,267	3,972	4,450	0,281	0,617	0,071			
Nov.	18,253	19,817	15,680	3,650	3,398	3,807	0,228	0,501	0,058			
Dic.	16,627	18,456	13,880	3,436	3,199	3,584	0,198	0,436	0,050			

MES	GLOBAL DIARIA			GLOBAL MENSUAL			MENSUAL	HORAS DE		
	H _{G,i,d}	H _{G,i,d}	H _{G,i,d}	H _{G,i,m}	H _{G,i,m}	H _{G,i,m}	H _{G, H, m}	INSOL. (para S1)	INSOL. (para S2)	INSOL. (para S3)
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	P.HORIZ.			
Enero	20,91	22,58	18,31	648,33	699,95	567,49	461,90	12,00	12,70	11,30
Febrero	19,61	20,31	18,08	549,07	568,56	506,22	442,40	12,00	12,42	11,58
Marzo	19,87	19,62	19,32	616,07	608,15	599,04	558,00	12,00	12,08	11,92
Abril	19,75	18,50	20,26	592,48	555,08	607,72	600,00	12,00	11,70	12,30
Mayo	21,74	19,48	23,25	673,83	604,00	720,75	742,45	12,00	11,38	12,62
Junio	22,76	19,91	24,89	682,78	597,32	746,69	786,00	12,00	11,22	12,78
Julio	22,33	19,75	24,17	692,11	612,14	749,39	781,20	12,00	11,29	12,71
Agosto	20,78	19,11	21,69	644,20	592,48	672,45	675,80	12,00	11,56	12,44
Sept.	23,44	22,69	23,20	703,07	680,85	695,99	660,00	12,00	11,93	12,07
Oct.	24,23	24,89	22,50	751,21	771,53	697,64	613,80	12,00	12,31	11,69
Nov.	22,13	23,72	19,54	663,91	711,49	586,32	483,00	12,00	12,63	11,37
Dic.	20,26	22,09	17,51	628,11	684,81	542,94	434,00	12,00	12,78	11,22

IRRADIACION GLOBAL DIARIA
(Plano Inclinado Orientado Hacia el Sur.)
CIUDAD DE NUEVO LAREDO.



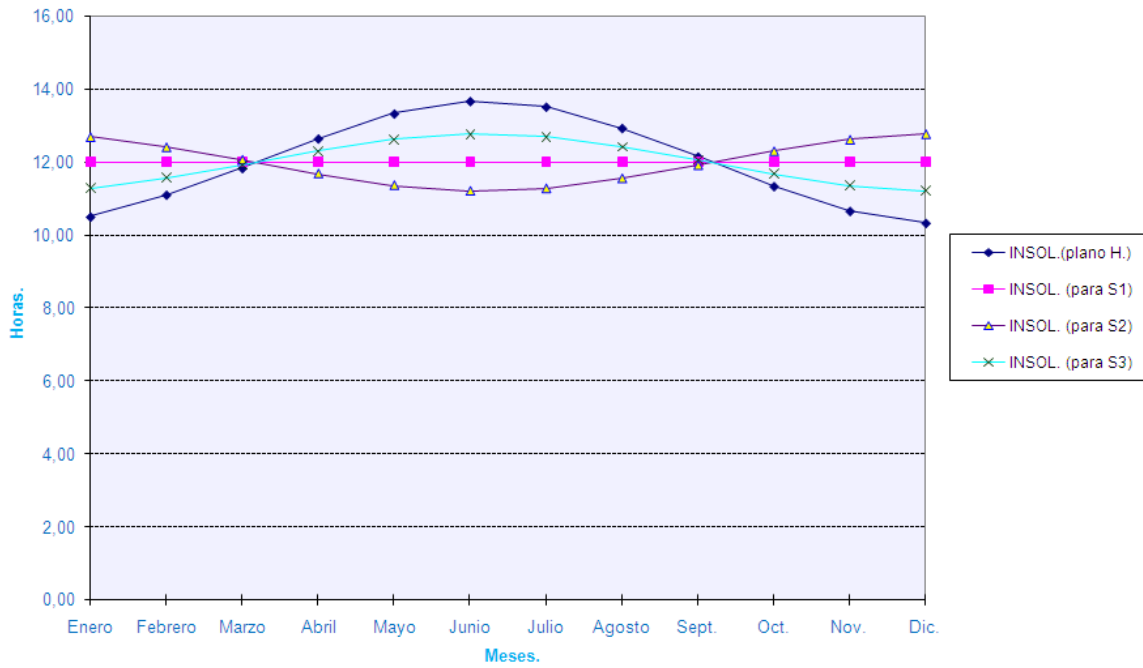
IRRADIACION GLOBAL MENSUAL PARA LOS DIFERENTES PLANOS.
CIUDAD DE NUEVO LAREDO TAMP.



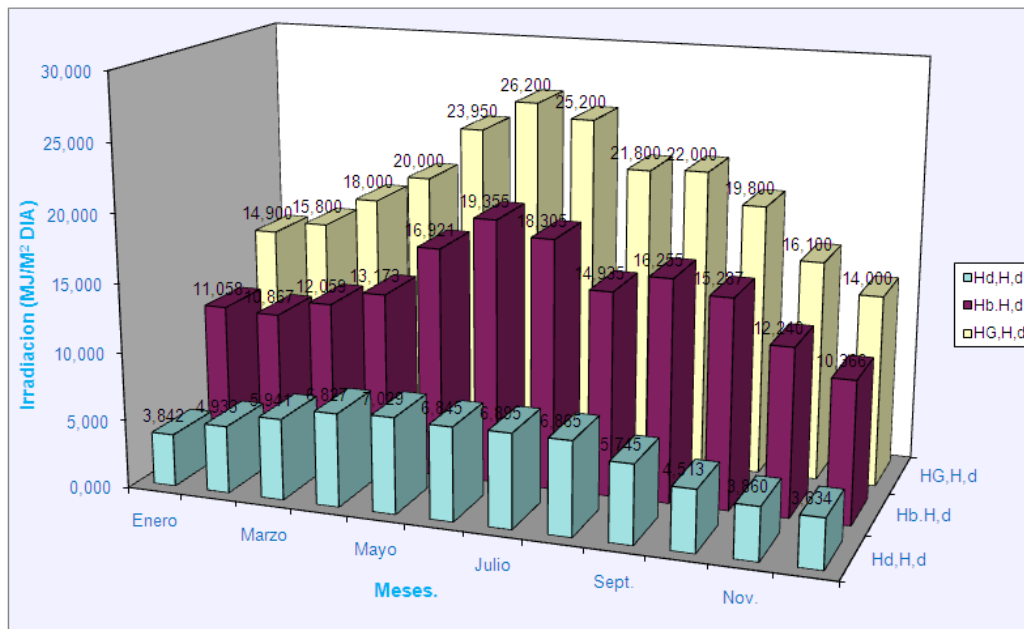
PARAMETROS SOLARES
DE LA CIUDAD DE NUEVO LAREDO



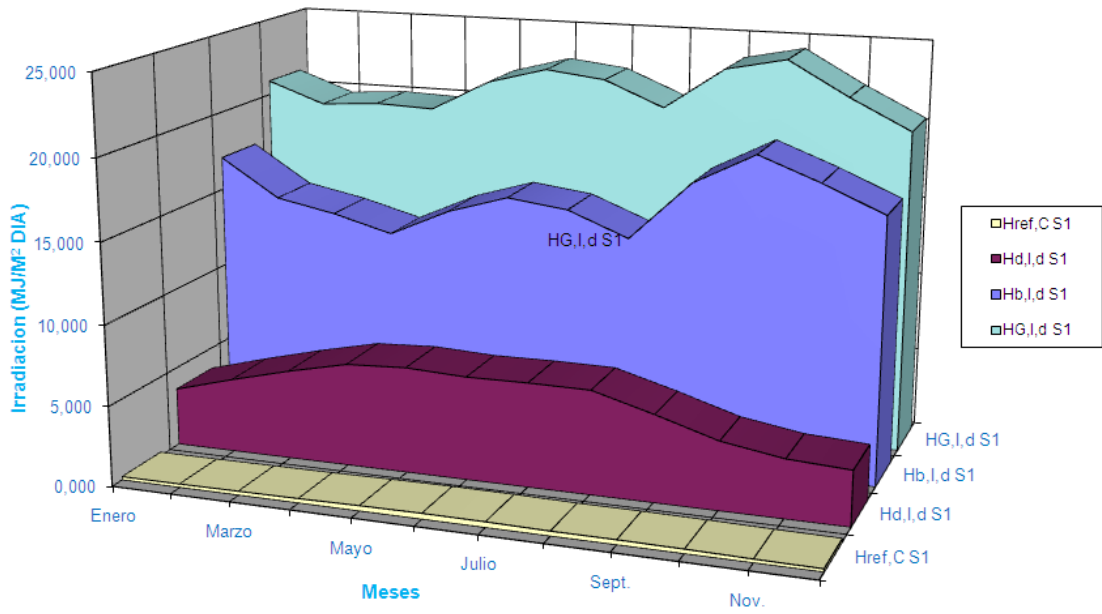
**HORAS DE INSOLACIÓN PARA LOS DIFERENTES PLANOS.
CIUDAD DE NUEVO LAREDO, TAMP.**



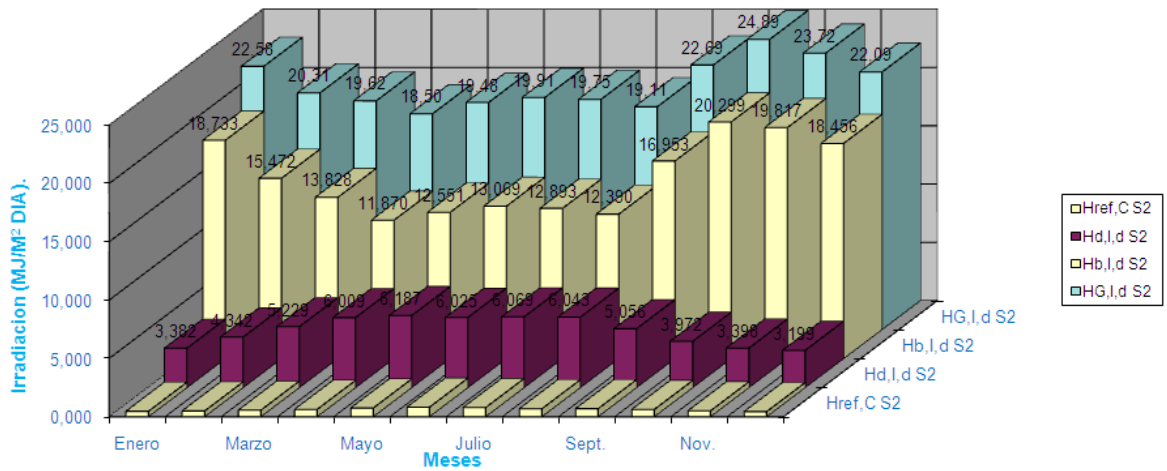
**COMPONENTES DE LA IRRADIACION SOLAR
EN EL PLANO HORIZONTAL
CIUDAD DE NUEVO LAREDO**



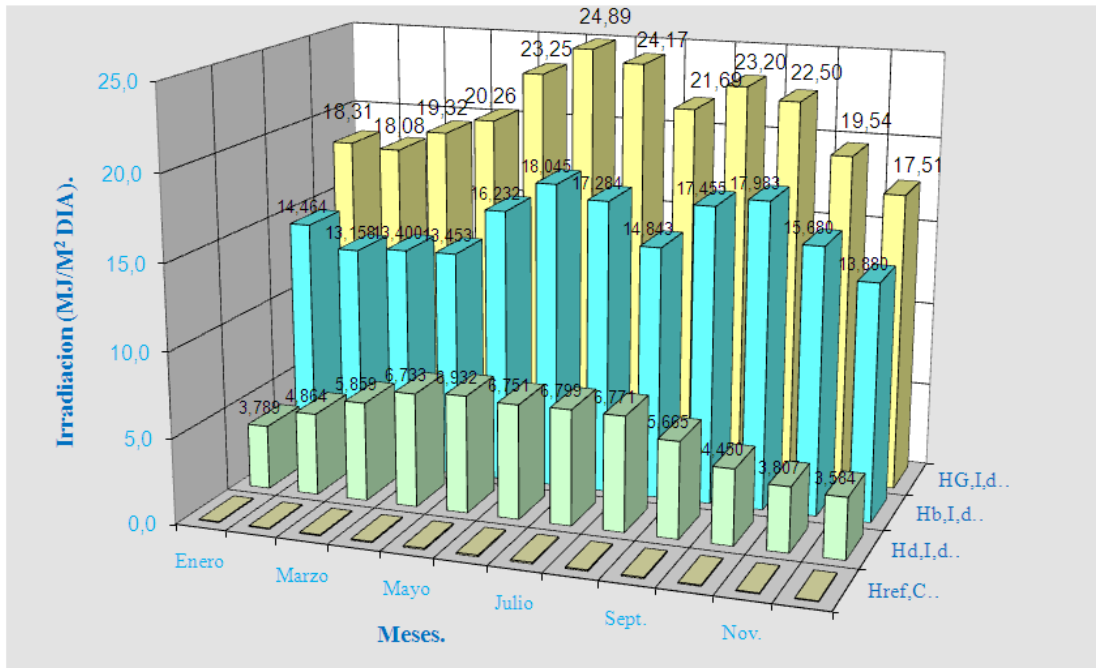
COMPONENTES DE LA IRRADIACION SOLAR
EN EL PLANO INCLINADO (S1)
CIUDAD DE NUEVO LAREDO.



COMPONENTES DE LA IRRADIACION SOLAR
EN EL PLANO INCLINADO (S2)
CIUDAD DE NUEVO LAREDO TAMP.



**Componentes de la irradiación solar en el plano inclinado de máxima captación en verano (S3)
Ciudad de Nuevo laredo TAMP.**



ANEXO C: Tabla de calibre de conductores y temperatura del aislante.

Tabla A.

Tipo	Calibre AWG	Temperatura Aislante °C	Ampacidad Máxima (Amperes)	
			A 30 °C	A 60-70 °C
Cables monoconductores	14	90	30	17.4
		75	25	8.3
	12	90	40	23.2
		75	35	11.5
	10	90	55	31.9
		75	50	16.5
8	90	80	46.8	
	75	70	23.1	
Cables de 2 o mas conductores	14	90	25	14.5
		75	20	6.6
	12	90	30	17.4
		75	25	8.3
	10	90	40	23.2
		75	35	11.5
	8	90	55	31.9
		75	50	16.5

ANEXO D: Tabla de consumos de alto consumo de la CFE (2010).

Tabla B.

Limites de alto consumo de la CFE			
Tarifa	KWh/mes	KWh/bimestre	Tarifas especificas (año 2010)
Tarifa 1	250	500	Servicio domestico
Tarifa 1A	300	600	Servicio domestico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 °C
Tarifa 1B	400	800	Servicio domestico para localidades con temperatura media mínima en verano de 28 °C
Tarifa 1C	850	1700	Servicio domestico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 °C
Tarifa 1D	1000	2000	Servicio domestico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 °C
Tarifa 1E	2000	4000	Servicio domestico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 °C
Tarifa 1F	2500	5000	Servicio domestico para localidades con temperatura media mínima en verano de 33 °C

ANEXO E: Tabla de Horas de Sol pico para la República Mexicana

Tabla C.

Horas de Sol pico por día para varias ciudades de la República Mexicana				
Entidad Federativa	Ciudad	Latitud norte (°)	Horas de sol pico*	
			hor	inc
Aguascalientes	Aguascalientes	21,88	5,78	6,10
Baja California	Ensenada	31,87	5,98	6,76
	Mexicali	32,65	5,96	6,81
	Tijuana	32,64	5,96	6,79
Baja California Sur	La Paz	24,15	6,46	6,89
	San José del Cabo	23,06	6,41	6,80
Campeche	Campeche	19,83	5,91	6,16
Chiapas	Tuxtla Gutiérrez	16,76	4,88	5,00
Chihuahua	Chihuahua	28,63	5,96	6,52
	Ciudad Juárez	31,73	5,78	6,41
Coahuila	Saltillo	25,42	5,54	5,86
	Torreón	25,53	5,96	6,37
Colima	Colima	19,26	5,97	6,30
Distrito Federal	Ciudad de México	19,33	5,11	5,36
Durango	Durango	24,04	5,92	6,36
Guanajuato	Guanajuato	21,02	5,77	6,09
	León	21,11	5,75	6,07
Guerrero	Acapulco	16,88	6,19	6,52
	Chilpancingo	17,54	6,09	6,43
Hidalgo	Pachuca	20,11	4,96	5,17
Jalisco	Guadalajara	20,69	5,89	6,24
México	Toluca	19,28	5,77	6,09
Michoacán	Morelia	19,71	5,79	6,11
Morelos	Cuernavaca	18,92	5,76	6,07
Nayarit	Tepic	21,51	6,06	6,42
Nuevo León	Monterrey	25,70	5,17	5,43
Oaxaca	Oaxaca	17,06	4,88	5,01
Puebla	Puebla	19,06	5,22	5,44
Querétaro	Querétaro	20,61	5,57	5,87
Quintana Roo	Cancún	21,16	6,01	6,32
	Chetumal	18,51	5,85	6,09
San Luis Potosí	San Luis Potosí	22,16	5,57	5,85
Sinaloa	Culiacán	24,82	6,05	6,52
	Los Mochis	25,80	6,35	6,84
	Mazatlán	23,20	6,04	6,47
Sonora	Ciudad Obregón	27,49	6,35	6,89
	Hermosillo	29,07	6,22	6,81
Tabasco	Villahermosa	18,00	5,36	5,50
Tamaulipas	Ciudad Victoria	23,73	5,18	5,38

	Nuevo Laredo	27,49	4,95	5,19
	Tampico	22,21	5,05	5,23
Tlaxcala	Tlaxcala	19,32	5,08	5,29
Veracruz	Coatzacoalcos	18,15	4,88	5,00
	Orizaba	18,85	4,64	4,76
	Veracruz	19,20	4,56	4,66
	Xalapa	19,50	4,71	4,84
Yucatán	Mérida	20,97	5,94	6,23
Zacatecas	Zacatecas	22,77	5,86	6,21

Hor: Plano horizontal

Inc: Plano inclinado a la latitud de la localidad correspondiente

*Fuente: (SIGER) IIEE-GENC, Observatorio de radicación solar del Instituto de Geofísica de la UNAM

ANEXO F: Tabla de eficiencias y áreas requeridas por tipo de Tecnología FV usada

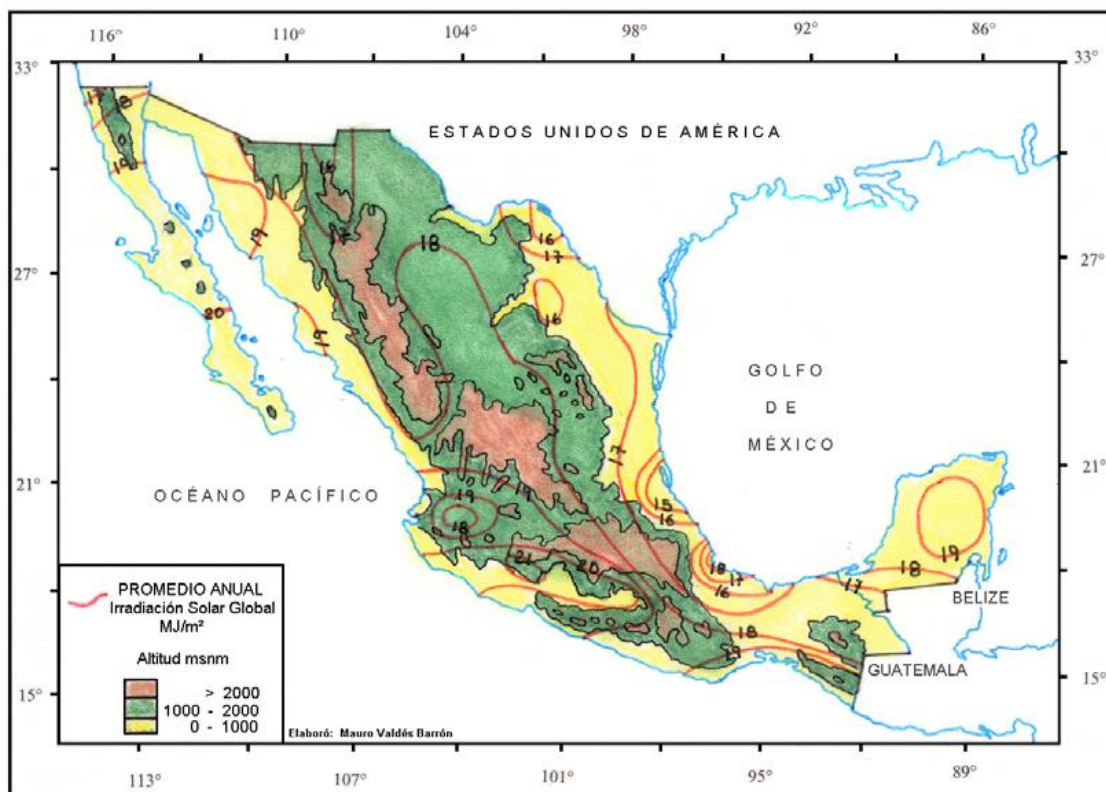
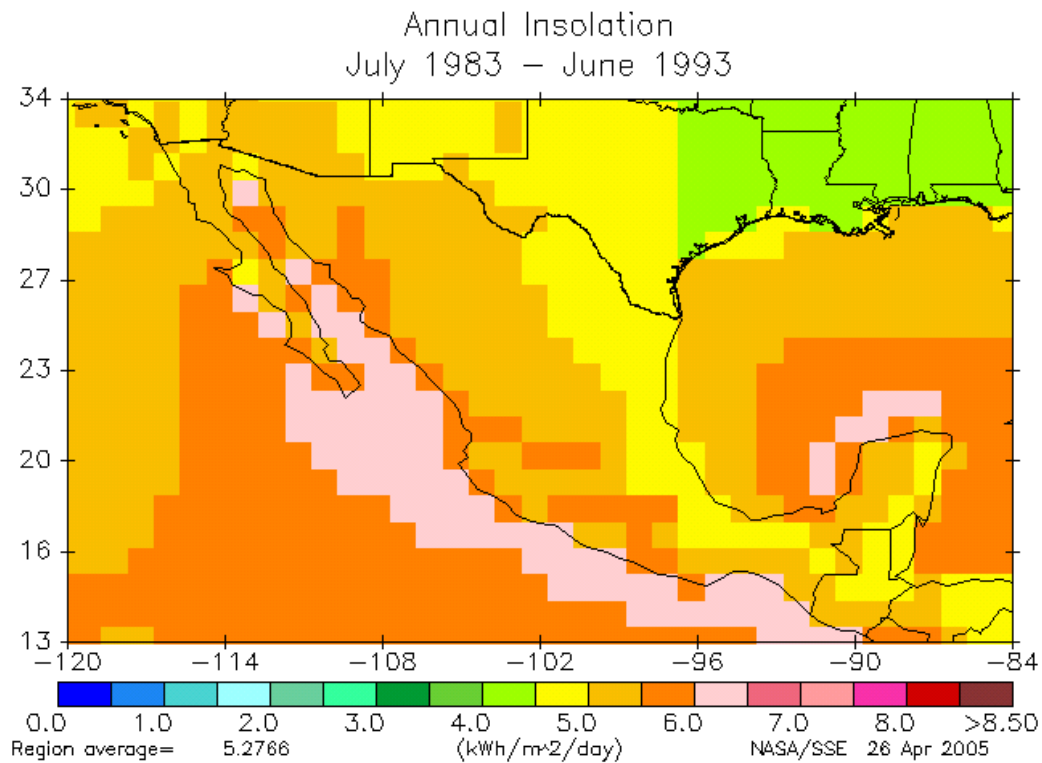
Tabla D.

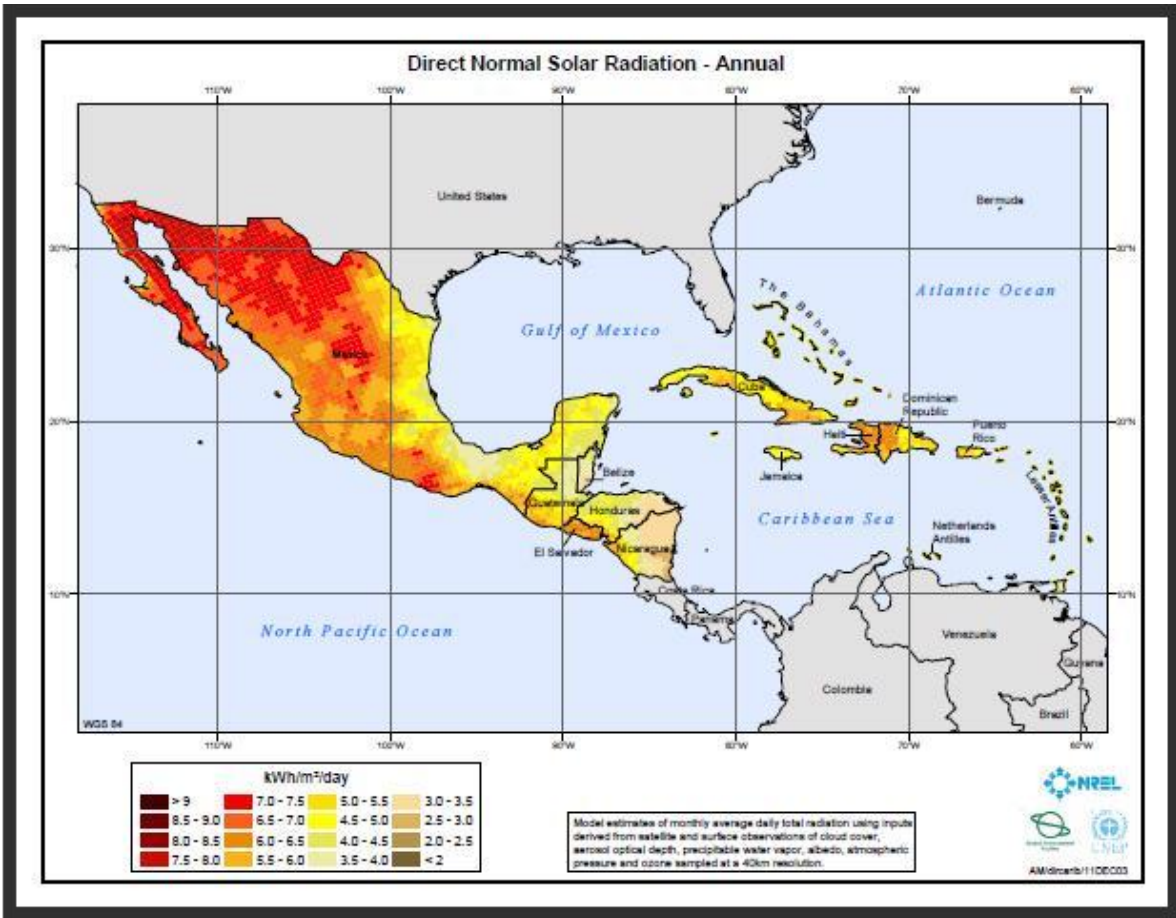
Área en m ² requerida del arreglo Fotovoltaico con diferentes tecnologías y capacidades									
Tecnología de modulo	Eficiencia	m ² /KW _p	0.5KW _p	1.0KW _p	2.0KW _p	3.0KW _p	5.0KW _p	10.0KW _p	30.0KW _p
Silicio policristalino	13-15%	~8	4	8	16	24	40	80	240
Silicio monocristalino	14-20%	~7	4	7	14	21	35	70	210
Silicio amorfo (Si-a)	5-7%	~16	8	16	32	48	80	160	480
Telururo de Cadmio (CdTe)	9-11%	~11	6	11	22	33	55	110	330
Di-seleniuro de cobre, indio y Galio (CIGS)	10-12%	~10	5	10	20	30	50	100	300

ANEXO G.

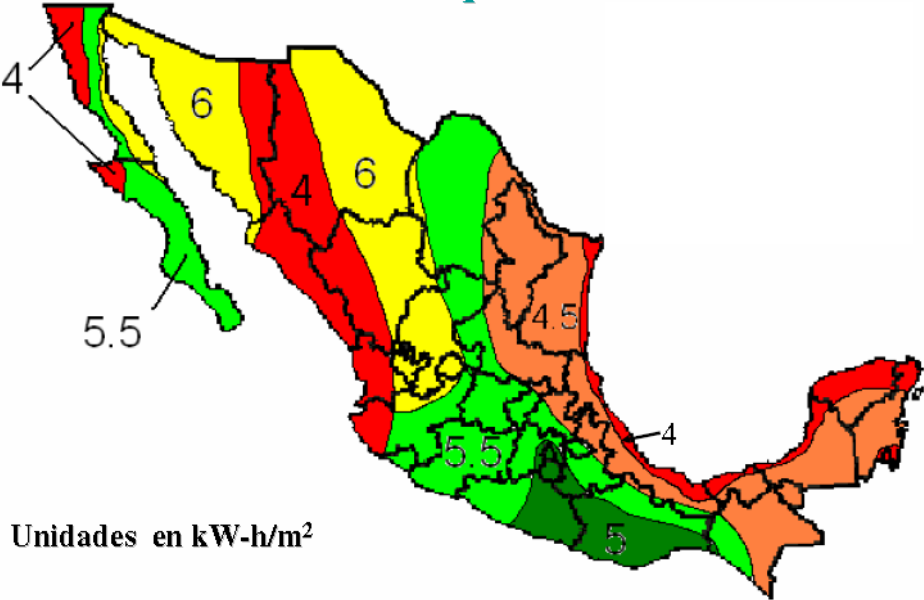
Parametros Solares de Nuevo Laredo Tamaulipas									
		Unit	Climate data location						
Latitude		°N	27.43						
Longitude		°E	-99.56						
Elevation		m	243						
Heating design temperature		°C	6.48						
Cooling design temperature		°C	30.35						
Earth temperature		°C	13.54						
Frost days at site		day	1						
Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Insolation media mensual de radiacion extraterrestre	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m ² /d	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	13.1	64.00%	3.15	6.36	99.2	3.9	13.6	161	122
February	15.5	61.30%	3.86	7.61	99	4	16.6	95	168
March	18.7	59.50%	4.97	9.11	98.7	4.1	20.3	42	274
April	22.2	61.90%	5.61	10.03	98.5	4	24	8	369
May	24.1	75.20%	6.07	11.1	98.4	3.6	25.4	0	444
June	25.6	78.60%	6.62	11.3	98.4	3.6	26.8	0	479
July	26.2	76.40%	6.75	11.1	98.6	3.8	27.4	0	514
August	26.2	77.10%	6.17	10.5	98.7	3.7	27.4	0	513
September	24.4	78.40%	5.24	9.5	98.7	3.6	25.2	0	438
October	21.6	74.80%	4.41	8.06	98.8	3.6	22.4	9	362
November	17	71.50%	3.51	6.66	99	3.9	17.4	69	216
December	13.3	65.90%	2.99	5.96	99.2	3.8	13.7	157	130
Annual	20.7	70.40%	4.95	8.99	98.8	3.8	21.7	541	4029
Promedios de 22 años (Julio-1983 a Junio-2005)									
Fuente: NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data									

ANEXO H. Mapas de insolación y radiación solar de México.



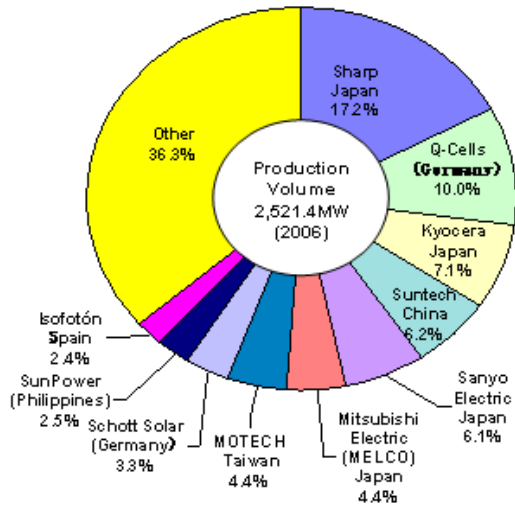


Mapa de Irradiancia Solar en México Valores diarios promedio anual



ANEXO I: Fabricantes de Celdas Solares en el mundo.

Fabricantes importantes de Celdas Solares



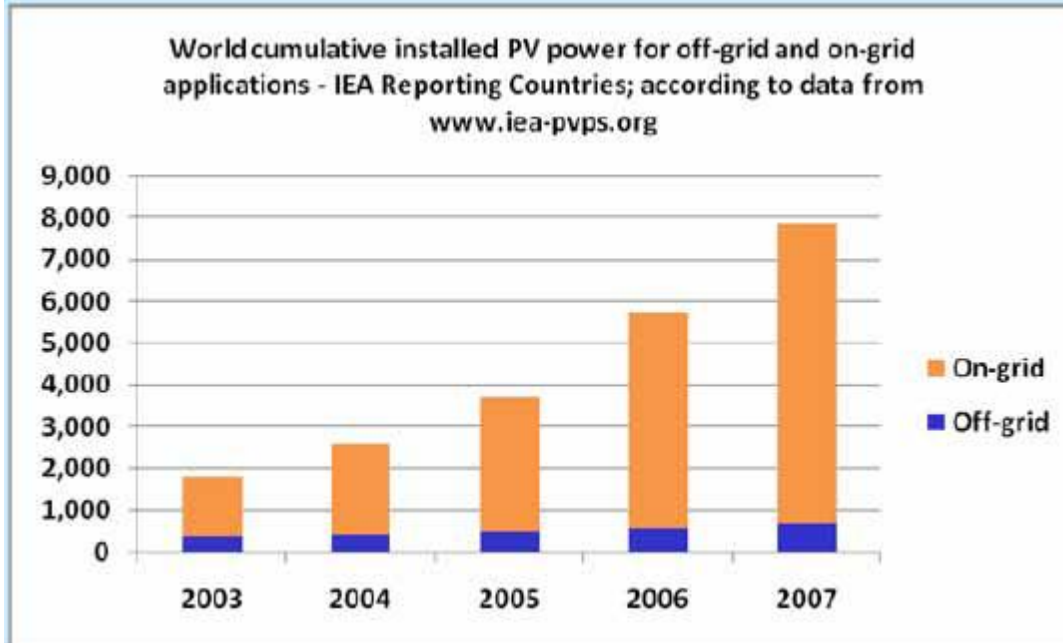
Japón	MW	Rank
Sharp	434.0	1
Kyocera	180.0	3
Sanyo Electric	155.0	5
Mitsubishi Electric (MELCO)	111.0	6
Kaneka	30.0	20
Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	12.0	42
Hitachi, Ltd.	5.0	46

USA	MW	Rank
First Solar	60.0	11
SolarWorld CA (Shell Solar Industries)	35.0	16
United Solar Ovonix (Uni-Solar)	28.0	22
BP Solar	25.6	24
GE Energy	22.0	29
Evergreen Solar	13.0	38
Otros	15.5	-

Europa	MW	Rank
Q-Cells (Germany)	253.1	2
Schott Solar (Germany)	83.0	8
Isofotón (Spain)	61.0	10
Deutsche Cell (Germany)	51.0	14
ErSol (Germany)	40.0	15
Sunways (Germany)	30.0	20
Otros	150.2	-

RW	MW	Rank
Suntech (China)	157.5	4
MOTECH (Taiwan)	110.0	7
SunPower (Philippines)	62.7	9
CEEG Nanjing PV-Tech (China)	60.0	11
Other (China)	52.0	13
Baoding Yingli (China)	35.0	16
Otros	231.8	-

ANEXO J: Tendencia de crecimiento mundial de los SFV autónomos e interconectados a la red.



ANEXO K. Marco Legal sobre las Energías Renovables en México.



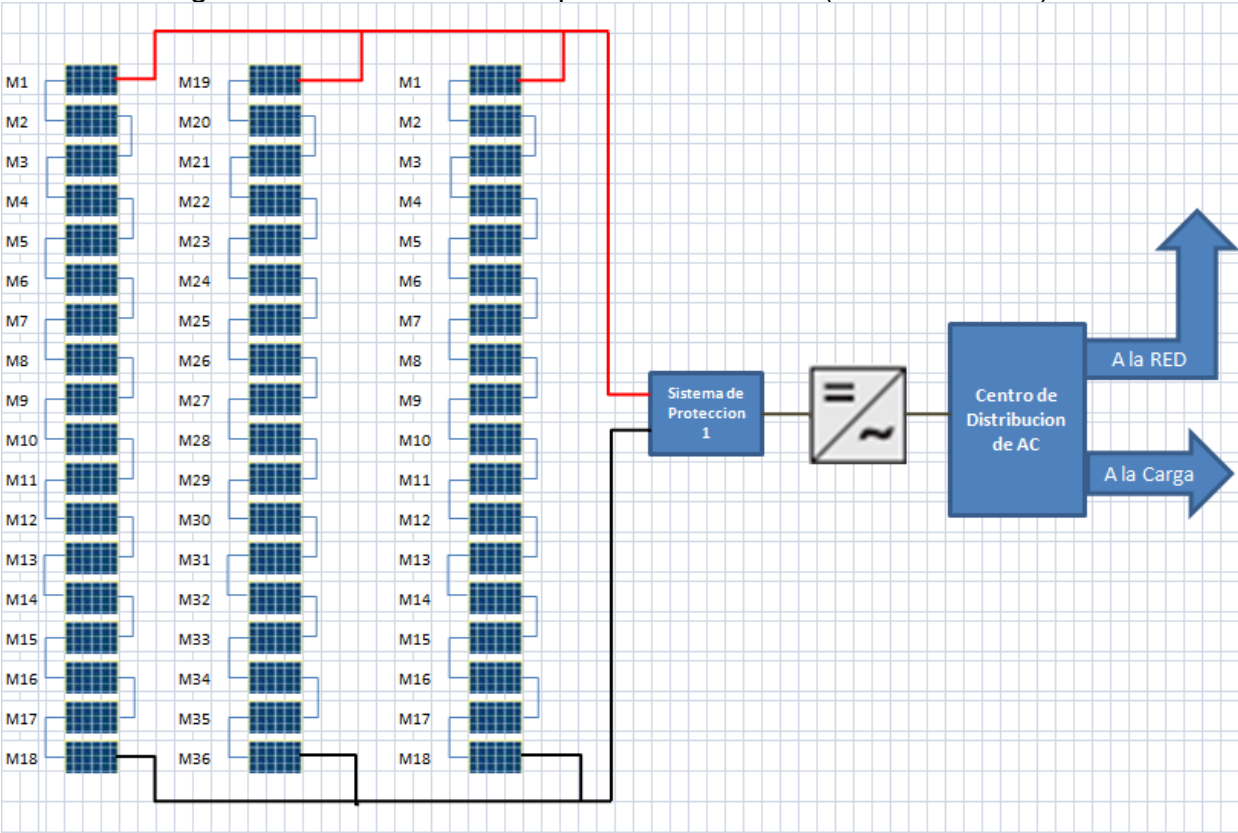
Marco Legal

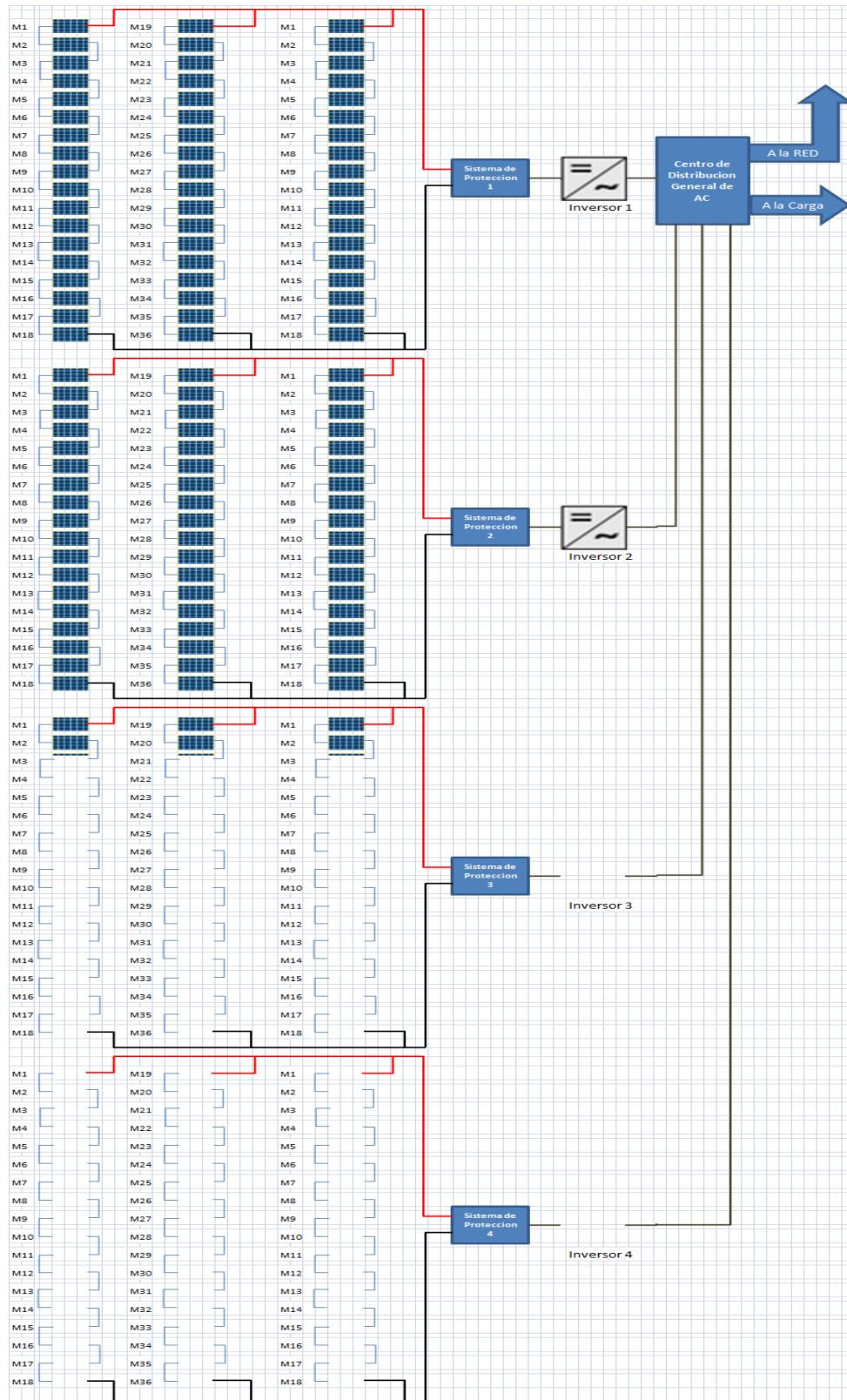


ANEXO L. Grafica de aplicaciones de los sistemas Fotovoltaicos.



Anexo M. Diagrama eléctrico del SFV aplicado a la UTNL (1 solo inversor).





Bibliografía.

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.

Lorenzo, E. et. al. *Electricidad solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*, Sevilla, Ed. Progensa, 1994.
Report IEA–PVPS T1–10:2001. *Trends in Photovoltaic Applications in selected IEA countries*, September 2001.