



Centro de Investigación en
Materiales Avanzados, S. C.

ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL ÁREA DEL ESTACIONAMIENTO DEL CIERMAD

**“Tesis que como Requisito para obtener el Grado de Maestro en
Ciencias en Energías Renovables presenta:”**

Nombre del Alumno: Iván Alejandro López Zumarán

Director de Tesis: Dr. Alberto Duarte Molher

Chihuahua, Chih., 27 abril 2013

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Héctor Arreola Soria quien por su gran visión y compromiso con la sociedad, desarrollo en conjunto con Dr. Jesús González Hernández el proyecto de la Maestría en Energías Renovables siendo esta la primera en su tipo en el país.

Al Ing. Arturo Fragoso Corral quien con su sabia guía, nos ha encaminado a la culminación de un logro más de nuestras vidas profesionales.

Al Dr. José Alberto Duarte Moller, por compartir sus vastos conocimientos, los cuales me han servido y servirán a lo largo de mi vida profesional.

A mi madre, Teresa Zumarán PISAÑA quien con su paciencia y amor, me ha acompañado en cada uno de mis logros, a mi padre Ing. José Ángel López Contreras (q.d.e.p) el cual es mi ejemplo a seguir.

A mi dulce inspiración Ing. Rosalía Leyva Ruiz, a ella en especial le agradezco las cosas esenciales de la vida que me ha enseñado y que en ningún libro se aprenden. Estoy muy orgulloso de ti.

INDICE

INDICE DE ILUSTRACIONES	IV
INDICE DE GRAFICAS	V
INDICE DE TABLAS	V
RESUMEN	6
INTRODUCCIÓN	7
OBJETIVO GENERAL	8
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
JUSTIFICACIÓN	9
ANTECEDENTES	10
MARCO TEÓRICO	11
LA ENERGÍA DEL SOL.....	11
RECURSO SOLAR.....	13
APROVECHAMIENTO DEL RECURSO SOLAR.....	15
SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	16
INSTALACIÓN AUTÓNOMA.....	16
INSTALACIÓN CONECTADA A LA RED.....	16
LAS ESPECIFICACIÓN CFE G100-04.....	23
DESARROLLO DEL PROYECTO	25
UBICACIÓN.....	25
MODELO DE COOPER Y LIU JORDAN.....	27
<i>Calculo para obtener la radiación solar diaria, promedio mensual sobre un plano inclinado orientado hacia el sur</i>	30
SIMULACIÓN METEONORM Y TRNSYS.....	46
DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	59
<i>Inversor</i>	59
<i>Panel solar</i>	61
NUMERO DE PANELES.....	62
CONEXIÓN ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	63
CONEXIÓN ENTRE INVERSOR.....	64
ELECCIÓN DEL CABLE A UTILIZAR.....	64
DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	66
<i>Protección contra cortocircuitos</i>	66
<i>Puesta a tierra</i>	66
<i>Línea principal de tierra</i>	67
<i>Pararrayos</i>	67
<i>Diodos de protección</i>	67
<i>Diodos bypass</i>	68
<i>Diodos de Bloqueo</i>	68
DISEÑO EN AUTOCAD Y DIAGRAMA UNIFILAR.....	68
TENSIÓN DE INTERCONEXIÓN.....	71
REQUISITOS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA INTERCONEXIÓN.....	71
PRACTICAS RECOMENDADAS.....	73

DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS	77
CONCLUSIONES.....	80
BIBLIOGRAFÍA.....	81
INDICE DE ILUSTRACIONES	
ILUSTRACIÓN 1 <i>Diagrama de bloques de un SFVI (Electricidad, 2008)</i>	23
ILUSTRACIÓN 2 <i>Imagen de la Republica Mexicana (travelbymexico)</i>	25
ILUSTRACIÓN 3 <i>Ubicación del centro Logístico Industrial de Durango</i>	26
ILUSTRACIÓN 4 <i>Plano del CIERMAD</i>	26
ILUSTRACIÓN 5 <i>Pantalla de inicio METEONORM</i>	46
ILUSTRACIÓN 6 <i>Pantalla seleccion del lugar METEONORM</i>	46
ILUSTRACIÓN 7 <i>Pantalla selección del lugar METEONORM</i>	47
ILUSTRACIÓN 8 <i>Pantalla formato de salida METEONORM</i>	47
ILUSTRACIÓN 9 <i>Pantalla de inicio METEONORM</i>	48
ILUSTRACIÓN 10 <i>Pantalla grabar METEONORM</i>	48
ILUSTRACIÓN 11 <i>Pantalla crear nuevo proyecto TRNSYS</i>	49
ILUSTRACIÓN 12 <i>Pantalla proyecto TRNSYS</i>	49
ILUSTRACIÓN 13 <i>Pantalla propiedades Type 109-TMY2 TRNSYS</i>	50
ILUSTRACIÓN 14 <i>Pantalla Brows TRNSYS</i>	50
ILUSTRACIÓN 15 <i>Pantalla proyecto TRNSYS</i>	51
ILUSTRACIÓN 16 <i>Pantalla proyecto TRNSYS con Type 25a, Type 24, Type 57</i>	51
ILUSTRACIÓN 17 <i>Pantalla graficar información TRNSYS</i>	52
ILUSTRACIÓN 18 <i>Pantalla graficar información TRNSYS</i>	52
ILUSTRACIÓN 19 <i>Pantalla graficar información Type57-Type24 TRNSYS</i>	53
ILUSTRACIÓN 20 <i>Pantalla graficar información Type24a-Type25a TRNSYS</i>	53
ILUSTRACIÓN 21 <i>Pantalla graficar información Type25a anual TRNSYS</i>	54
ILUSTRACIÓN 22 <i>Pantalla graficar información Type25a mensual TRNSYS</i>	54
ILUSTRACIÓN 23 <i>Pantalla graficar información Type25a diario TRNSYS</i>	55
ILUSTRACIÓN 24 <i>Pantalla graficar información Type25a datos de salida TRNSYS</i>	55
ILUSTRACIÓN 25 <i>Pantalla cálculos TRNSYS</i>	56
ILUSTRACIÓN 26 <i>Definición de las horas solar pico</i>	58
ILUSTRACIÓN 27 <i>Inversor JEMA SOLAR IF-20</i>	60
ILUSTRACIÓN 28 <i>Panel S60PC SOLARTEC</i>	61
ILUSTRACIÓN 29 <i>Características panel S60PC</i>	61
ILUSTRACIÓN 30 <i>Vista superior estacionamiento CIERMAD</i>	68
ILUSTRACIÓN 31 <i>Vista lateral estacionamiento CIERMAD</i>	69
ILUSTRACIÓN 32 <i>Diseño estacionamiento CIERMAD</i>	69
ILUSTRACIÓN 33 <i>Diagrama unifilar SFV</i>	70
ILUSTRACIÓN 34 <i>String</i>	70
ILUSTRACIÓN 35 <i>Dispositivos de protección</i>	71
ILUSTRACIÓN 36 <i>SEN</i>	72

INDICE DE GRAFICAS

GRAFICA 1 Radiación global diaria	43
GRAFICA 2 Radiación global mensual para los diferentes planos	44
GRAFICA 3 Componentes de la radiación solar en el plano horizontal	45
GRAFICA 4 Grafica anual	56
GRAFICA 5 Grafica anual	57

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 Reflectividad del suelo	30
TABLA 2 Días representativos de cada mes	31
TABLA 3 Declinación solar	31
TABLA 4 Altura solar	32
TABLA 5 Angulo horario de salida y puesta del sol	32
TABLA 6 Hora de salida del sol	33
TABLA 7 Hora con Insolación	33
TABLA 8 Angulo horario de salida del sol para los diferentes planos inclinados	34
TABLA 9 Radiación global en el plano horizontal	34
TABLA 10 Radiación extraterrestre en el plano horizontal	35
TABLA 11 Factor de claridad K_t , para cada mes	35
TABLA 12 Relación Difusa/Global, para cada mes	36
TABLA 13 Relación $R_b = (H_b, I, d / H_b, H, d)$	37
TABLA 14 Relación $R = (HG, I, d / HG, H, d)$	38
TABLA 15 Radiación difusa H_d, H, d en el plano horizontal, para cada mes	39
TABLA 16 Radiación directa H_b, H, d en el plano horizontal, para cada mes	39
TABLA 17 Radiación directa difusa en el plano inclinado H_b, I, d	40
TABLA 18 Radiación difusa en el plano inclinado H_d, I, d	40
TABLA 19 Radiación reflejada por el suelo hacia el plano inclinado H_p, c	41
TABLA 20 Radiación global en el plano inclinado HG, H, d	42
Tabla 21 Potencia de acuerdo a los análisis	57
TABLA 22 Radiación global en el plano horizontal diario promedio mensual (HG, H, d)	58
TABLA 23 Horas pico solar (h)	59
TABLA 24 Características del Inversor JEMA SOLAR IF-20	60
TABLA 25 Intensidad máxima admisible en amperios a temperatura ambiente de 75°C y 90°C	63
TABLA 26 Características técnicas del cable PIRELLI modelo PERPLO FLEXIBLE H05V-K/H07-K	65
TABLA 27 Puesta a tierra de los electrodos	66

RESUMEN

A través de este proyecto el **Centro de Investigación en Energías Renovables y Medio Ambiente de Durango** (CIERMAD), se determinara la viabilidad de la instalación de un estacionamiento solar, incorporando el uso de energías renovables dimensionando un sistema solar fotovoltaico con interconexión a la red eléctrica, bajo las normas pertinentes para su instalación. De esta forma incrementar la eficiencia energética del centro, aprovechando el área que abarca su estacionamiento.

INTRODUCCIÓN

El porcentaje de radiación solar del lugar, determina la factibilidad del sistema a dimensionar. Este porcentaje puede ser determinado mediante cálculos matemáticos o software especializados como es el caso del TRNSYS y Meteonorm, mismos que nos arrojan datos confiables para determinar la viabilidad de la implementación de un sistema solar fotovoltaico, en este caso un estacionamiento techado con paneles solares.

Este espacio urbano nos proporcionara beneficios verdes, implementando módulos fotovoltaicos para generar energía eléctrica. Los módulos serán instalados en estructuras, para proyectar sombras las cuales serán aprovechadas para cubrir los automóviles de los daños que el sol provoca.

OBJETIVO GENERAL

Determinar la radiación solar diaria, promedio mensual, mediante el modelo de Cooper, Liu Jordan y los software de simulación TRNSYS y Meteonorm. Para conocer la viabilidad de la instalación solar fotovoltaica, en el área del estacionamiento del **Centro de Investigación en Energías Renovables y Medio Ambiente de Durango** (CIERMAD), la cual incrementara la eficiencia energética del centro, aprovechando el área que abarca su estacionamiento.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Calcular la radiación solar diaria, promedio mensual sobre un plano inclinado orientado hacia el sur, empleando el modelo de **Cooper y Liu Jordan**.
- Calcular la radiación solar diaria, promedio mensual empleando el software de simulación **TRNSYS y Meteonorm**.
- Dimensionar el sistema Solar Fotovoltaico, aprovechando la radiación máxima del lugar, cumpliendo con las especificaciones de **CFE G0100-04**

JUSTIFICACIÓN

En México ha despertado un gran interés por el aprovechamiento de la energía solar lo cual ha permitido lograr desarrollar algunos proyectos de gran importancia.

El estudio permitirá conocer el porcentaje de energía solar que aprovechara el sistema a dimensionar. Si la radiación solar disponible es menor a la estimada, el desempeño será deficiente.

El estacionamiento fotovoltaico, producirá electricidad para suministrarla a la red de distribución, reduciendo de esta forma las emisiones de CO₂, además de proyectar sombra sobre los vehículos disminuyendo el deterioro en la pintura por los rayos del sol.

De esta forma al promover el uso de tecnologías solares se mitigarán los impactos provocados por el uso de combustibles fósiles.

ANTECEDENTES

Envision comenzó con la idea de los estacionamientos solares, cuando el director, Robert Noble, fue contactado por Kyocera, la firma más grande del mundo de paneles solares, para que les diseñaran un estacionamiento con paneles solares. “La energía solar tiene que ir en los estacionamientos y en las estructuras de garajes”, dijo Noble. “Allí es donde está todo el espacio disponible”.

La única contra que Envision ve es el financiamiento, ya que aunque los paneles solares están bajando de precio siguen siendo caros. También está la contra de que muchos de los estacionamientos no tienen techo, por lo que habría que construirlos. La tarea de Envision será convencer a los dueños de los estacionamientos sobre los beneficios de volverse solares, particularmente en California donde se ayuda y se exime de ciertos impuestos a quienes se pasan a las energías renovables. Según dicen ellos también será fácil de vender la idea en España y en Alemania, donde las demandas solares son altas (erenovable, 2007)

En Piadena, un pueblo al norte de Italia, se ha construido uno de los estacionamientos solares más grandes del mundo. Se instalaron 24,700 paneles solares fotovoltaicos sobre una superficie de 13000 m², área que puede albergar alrededor de 6000 vehículos. Se estima que puede generar 6.4 millones de Kw.hr al año (el corazon es el ojo, 2011) (gstriatum, 2010)

En México, pero en Julio del 2011, se desarrolló un proyecto de eficiencia energética en la Planta Rojo Gómez de la empresa Schneider, compañía dedicada a soluciones de eficiencia energética. En la planta se instalaron dos estacionamientos solares, en un área de más de 400 m² y soluciones de interconexión a la red eléctrica que tienen el propósito de alimentar el sistema de iluminación de las oficinas de la empresa. El sistema tiene una capacidad de 56kW, con lo que prevé que generará anualmente cerca de 89,987 kWh. Cifra que ayuda a reducir 44 toneladas de CO₂ al año y que le ahorra a la empresa un 12% anual en el pago de electricidad. Se calcula que el retorno de inversión es a 13 años (el corazon es el ojo, 2011) (Comunica RSE, 2011) (Plataforma urbana, 2011)

El aprovechamiento de los espacios para la implementación de los sistemas solares fotovoltaicos no es nuevo, tal es el caso del estacionamiento solar más grande de México

para la producción de energía renovable en las oficinas centrales de la Comisión Nacional Forestal (CONAFOR) en Zapopan, Jalisco. Con este nuevo estacionamiento solar, distribuido en una superficie de 1155 m², se congelan los costos de la energía eléctrica durante los próximos 20 años.

Con los mil 420 m² de celdas fotovoltaicas instaladas en dos edificios de la CONAFOR, se suman en total 2575 m² que cubren en la actualidad el 60 por ciento del consumo de energía de las instalaciones centrales de la institución (zacatecas on line, 2012).

MARCO TEÓRICO

La energía del Sol

En el Sol, al igual que en otras estrellas, tiene lugar constantemente una serie de reacciones termonucleares que liberan una gran cantidad de energía (aproximadamente dos millonésimas partes) llega a la superficie terrestre, pero esa parte minúscula supone, un flujo extraordinario de energía solar, de 10¹⁸ kWh anuales. Bastaría utilizar el 0.01% de ese flujo de energía procedente del Sol, para cubrir la demanda energética de la tierra. (Vallina, 2010)

La distancia media entre la tierra y el Sol es de 149 597 870 kilómetros, la luz recorre esta distancia en un tiempo de 8 minutos y 19 segundos. Para medir la cantidad de energía solar que llega a la frontera exterior que delimita la atmosfera, se establece la constante solar, siendo esta la energía que recibirá la superficie de la tierra si no tuviera atmosfera. Su valor es de 1353 W/m², y varia +/- 3% durante el año por ser la órbita terrestre elíptica.

La radiación solar incide sobre la superficie de la tierra después de atravesar la atmosfera, en la que se debilita por efecto de la reflexión, difusión y absorción de la materia atmosférica. A partir de estos fenómenos podemos deducir que la radiación que incide en la atmosfera no coincide con la disponible a nivel del mar, con lo que la constante solar anterior ya no es valida en la superficie de la tierra. Por lo tanto en condiciones atmosféricas optimas (día soleado de verano, cielo totalmente despejado, en una superficie de 1 m² perpendicular al Sol) la luz solar plena registra un valor de 1 000 W/m².

Sin embargo, pueden presentarse otras situaciones en las que la radiación solar tenga valores distintos: varía según el momento del día, también varía considerablemente de un lugar a otro, especialmente en regiones montañosas, y a la diferencia con respecto a la posición relativa del Sol en el cielo (elevación solar) la cual depende de la latitud de cada lugar. Ya que a mayor altitud menor es el espesor de atmósfera que debe atravesar la radiación y, por lo tanto aumenta la energía disponible. (Maza, 2012)

La insolación parámetro clave en el diseño de sistemas solares, es distinta según la estación del año, esto se debe a que la tierra presenta una inclinación de 23.45° respecto al plano de la eclíptica. (Vallina, 2010, pág. 13).

Dicha inclinación provoca que, en unas épocas del año, los rayos del Sol incidan de una forma más directa en unas regiones del planeta que en otras, dando lugar a las variaciones climáticas. Ya que el Sol no se encuentra a la misma altura sobre el horizonte en invierno que en verano, lo que significa que la inclinación de los paneles no debería ser fija si se requiere que en todo momento estén orientados perpendicularmente al Sol. En el invierno, el Sol no alcanza el mismo ángulo que en verano. Idealmente, en verano los paneles solares deberán ser colocados en posición ligeramente más horizontal para aprovechar al máximo la luz solar. Pero si se mantuviera la misma posición en invierno, los paneles no estarían en posición idónea.

Las condiciones óptimas de operación implican la presencia de la luz solar plena y un panel lo mejor orientado hacia el Sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz directa. Para aprovechar al máximo esa radiación solar, la orientación de los paneles se hace hacia el hemisferio sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur, es decir, siempre se instalara mirando al Ecuador.

La inclinación de los captadores se establece en función de la latitud y de la aplicación, así pueden darse diferentes casos:

- En invierno se le sumaran 20° a la latitud de lugar
- En primavera y verano se restaran 10° a la latitud del lugar
- Para todo el año se sumaran 10° a la latitud del lugar

En cualquier caso, es recomendable una inclinación superior a los 15°, para permitir que el agua de la lluvia se escurra y donde nieva es recomendable una inclinación de 45° para que la nieve se deslice sin problema.

Si se quiere evaluar la energía que el panel solar puede producir diariamente, habría que conocer cuantas horas diarias con una radiación de 1000 W/m² equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico). (Maza, 2012, págs. 21-25)

Recurso solar

Una forma de estimar la energía de radiación solar disponible en el sitio de donde se realizan las mediciones estadísticamente se puede obtener a partir de las curvas de frecuencia acumulada de la irradiancia solar promedio de cada diez minutos, durante al menos un año, construidas de acuerdo con el método que propone la Comisión de las Comunidades Europeas para el Programa de Investigación y Desarrollo en Energía Solar (Bourges B., 1992) (Viloria, Energías Renovables Lo que hay que saber, 2012) (Farias, 2012)

Según este método las curvas de frecuencia acumulada, se definen como aquellas que representan la frecuencia con la que la irradiancia incidente es mayor a cierto nivel crítico, expresada en términos del número de horas promedio diario para cada mes, durante las cuales este valor es superado. (Lamigueiro, 2010)

La construcción de las curvas de frecuencia acumulada de los valores de la irradiancia correspondientes al periodo de tiempo que cubran los datos disponibles se realiza siguiendo el siguiente procedimiento:

Si los valores máximos que alcanza la irradiancia solar global en días totalmente despejados de nubes es de 1000 W/m², en la mayoría de los sitios entonces el intervalo de 0 a 1000 W/m² se subdivide en niveles críticos, de la irradiancia solar global de acuerdo con el interés que en la práctica se tenga para diferentes aplicaciones que involucran el aprovechamiento de la energía solar, el intervalo de 0 a 1000 W/m² se subdivide en niveles críticos en sub-intervalos de 20 W/m². Una vez hecha esta sub-división, se elige un cierto nivel crítico y se procede a contar el número de veces que este nivel fue sobre pasado durante cada intervalo máximo de irradiancia. (Stuart R. Wenham, 2007)

Con los resultados de estas cuentas, las curvas de frecuencia acumuladas para cada mes del año y para el sitio de observación, se representa en un sistema de coordenadas cartesiano en donde la ordenada es el eje de las irradiancia (W/m^2) subdividido en tantos sub-intervalos como niveles críticos se tengan y la abscisa es el eje donde se representa el número de veces en donde el nivel crítico fue sobrepasado a lo largo de los días, durante cada intervalo de diez minutos en que se a dividido cada día, desde que sale el sol hasta que se oculta, dividido por el número de días de los meses correspondientes, en los que se ha dado este hecho comprendidos en los años de datos con que se cuentan. (marzo 2009)

Hay un número elevado de estudios en los que se ha estimado la irradiación solar diaria promedio mensual con base en horas de insolación (Almanza y López 1975; Almanza y López 1976; Estrada-Cajigal 1992; Estrada-Cajigal 1991; Almanza et al., 1992)

Esta consistía en analizar cuidadosamente la información y cuando no era consistente año con año se elimino, de manera que no todos los lugares con horas de insolación fueron incluidos en los mapas. Además cuando hubo dudas, se tuvo acceso al servicio meteorológico nacional, quienes permitieron revisar las tiras las cuales son utilizadas por un heliógrafo de Cambell-Stokers que proporciona las horas de insolación. Las que existían de dichos registradores, permitió aprender a leerlas y de esta manera tomar al azar algunas muestras que verificaron que estaban correctas. Recientemente (Silva 2002) realizo un estudio, en su tesis de doctorado, con este tipo de tiras en España, con lo que pudo obtener, además de la irradiación global, la irradiación directa normal mediante un escaneo automatizado en computadora con una metodología descrita en dicha tesis. Estos estudios permitieron dar más confiabilidad a las horas de insolación ya que su método da un margen de error que permite un margen de viabilidad adecuado (4.2 %). Un aspecto importante es el relacionado con la estadística, ya que si esta es pobre la información generada puede ser de poca confiabilidad. (SOLARTRONIC, 2003) .

Existen dos metodologías diferentes que pueden emplearse para la determinación de la radiación incidente sobre la superficie terrestre:

- A partir de la composición de la atmósfera y del estudio de los efectos que causan sobre la radiación solar, se establece una modelización a través de una serie de coeficientes atmosféricos, se determinan las componentes directa, difusa y de éstas la global, en cualquier lugar de la superficie terrestre. El tratamiento matemático de

estos procesos es bastante complejo, y está limitado además por la necesidad de disponer de series temporales de medidas de parámetros meteorológicos, que si bien en los Estados Unidos están disponibles, no lo están tanto en el resto del mundo.

- A partir del análisis de series temporales de valores medidos de irradiación (normalmente irradiación global en plano horizontal) o calculados a partir de series de horas de Sol, y del estudio estadístico de estas series, se obtienen también las componentes directa, difusa y de ellas la global, en cualquier lugar de la superficie terrestre del cual se tenga información medida. Este método se está apoyando adicionalmente en imágenes de satélite que permite una mayor extensión espacial. En cualquier caso, hay que apoyarse en medidas realizadas en la superficie terrestre. (Perez, 2003)

Existen varios métodos que permiten estimar los valores de radiación difusa partiendo de los valores de radiación global.

Estimación de los valores medios mensuales de radiación difusa y directa diaria

Método de Liu y Jordan: Propusieron una relación entre valores medios mensuales de radiación difusa y directa. Se basa en la relación observada entre la curva horaria de radiación difusa para un día y la curva horaria de radiación extraterrestre para un día. (ocw) (Hom, Solar radiation model, 2001)

Aprovechamiento del recurso solar

Para aprovechar en forma de energía eléctrica, la energía que llega a la tierra en forma de radiación solar, se emplean dispositivos llamados paneles solares. Los cuales convierten la energía de la luz solar en energía eléctrica, mediante el fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico (Son, 2003). (Elsevier, 2010)

Dicha conversión se caracteriza fundamentalmente por los siguientes aspectos:

- La conversión de energía solar a energía eléctrica es directa.
- El impacto ecológico de las instalaciones solares fotovoltaicas es prácticamente despreciable.

- El recurso energético es considerado inagotable a escala humana.
- Contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera. Cada kilowatt hora generado con energía solar evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente un kilogramo de CO₂.

Sistema Fotovoltaico

El conjunto de equipos encargados de realizar la transformación de la energía solar en energía eléctrica reciben el nombre de sistema fotovoltaico. Los sistemas fotovoltaicos pueden ser instalaciones autónomas o instalaciones conectadas a la red. (Muñiz, 2007)

Instalación autónoma

Las instalaciones autónomas o aisladas son instalaciones que carecen de conexión con la red eléctrica convencional, siendo la instalación fotovoltaica más común.

Dentro de los sistemas aislados de red se pueden diferenciar entre los sistemas con acumulación y sistemas de conexión directa. Los sistemas directos no disponen de baterías, de forma que únicamente se dispondrá de corriente eléctrica en los periodos en que se disponga de la radiación solar. Los sistemas con acumulación son los que están conectados a baterías que permiten el suministro eléctrico en periodos de poco o nulo aprovechamiento de la radiación solar. (Manual del Instalador Energía Solar Fotovoltaica, 2004) (Miguel, 2010)

Existen aplicaciones muy diversas para esta clase de sistemas (Vallina, 2010, pág. 54):

- Consumo eléctrico de viviendas o edificios, especialmente en zonas rurales.
- Alumbrado público.
- Consumo de instalaciones agropecuarias alejadas de la red de distribución eléctrica.
- Bombeo y tratamiento de agua.
- Señalización de calles y carreteras.

Instalación conectada a la red

Las instalaciones conectadas a la red vierten su energía a la red eléctrica, sin necesidad de que exista un dispositivo de acumulación. La corriente eléctrica que transmite la red debe tener una frecuencia específica, y las instalaciones de generación eléctrica, del tipo que sean, deben proporcionar la corriente con esa frecuencia, para evitar perturbar el

comportamiento de la red. En esta clase de instalaciones, por lo tanto, el dispositivo inversor cobra una importancia decisiva. (Vallina, 2010) (Viloria, Instalaciones Solares Fotovoltaicas, 2010) (Benito, 2012) (energetica, 2009)

Los elementos de una instalación conectada a la red son:

- Inversor
- Toma a tierra
- Otras protecciones
- Elementos de control y protección
- Cableado
- Panel solar

Inversor

Se encarga de convertir la corriente continua a alterna en los sistemas aislados y además en los sistemas interconectados, sincroniza la onda eléctrica generada con la corriente eléctrica de la red, para que su compatibilidad sea total.

Dispone de funciones de protección, para garantizar la calidad eléctrica vertida a la red, así como la seguridad de la propia instalación y de las personas (Messenger Roger A, 2003).

Los parámetros que determinan las características de un inversor son las siguientes:

- **Potencia:** Determina la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica, en condiciones óptimas. Muchos modelos están pensados para poder conectarlos en paralelo, con el fin de permitir el crecimiento de la potencia total de la instalación.

Fases: Potencia inferior a 5kW monofásicos, mayores a 15 kW trifásicos.

Rendimiento energético: La potencia pico del campo fotovoltaico no debe ser menor a la potencia nominal del inversor.

Protecciones: Debe contar como mínimo con:

1. Interruptores automáticos
2. Funcionamiento en isla
3. Limitador de tensión máxima y mínima
4. Limitador de frecuencia máxima y mínima
5. Protección contra contacto directos

6. Protección contra sobrecarga
7. Protección contra cortocircuito
8. Bajo nivel de emisión e inmunidad de armónicos

Es recomendable que el inversor indique el estado de funcionamiento, del mismo. Así como que permita ser monitorizado desde un ordenador. Si la instalación incluye sensores, puede aportar datos de radiación, energía transformada a corriente alterna, eficiencia, por mencionar algunos (Electricidad, 2008).

Toma de tierra

Garantiza un camino para una descarga atmosférica accidental y para conducir las corrientes de fuga o inducidas (Son, 2003).

Otras protecciones

Pararrayos, fusibles (protegen contra descargas atmosféricas) (Son, 2003).

Elementos de control y protección (mantenimiento)

Para asegurar la vida de un sistema fotovoltaico, el usuario debe realizar algunas operaciones regulares de mantenimiento (Son, 2003):

- 1.- Seleccionar los aparatos de consumo según su eficiencia energética.
- 2.- Evitar la conexión simultánea de todos los aparatos eléctricos.
- 3.- Limpiar los paneles fotovoltaicos un par de veces al año.
- 4.- Revisar la estanqueidad de la caja de terminales de conexión y las protecciones.

Las instalaciones conectadas a la red eléctrica se suelen dividir atendiendo a dos criterios diferentes: instalaciones monofásicas e instalaciones trifásicas; por otro, se distinguen entre instalaciones en baja tensión e instalaciones en media o alta tensión. (Vallina, 2010, pág. 80)

Cableado

En las instalaciones fotovoltaicas debe evitarse la excesiva longitud del cableado, ya que los conductores eléctricos de cobre, por los que se transporta la energía, se producen

pérdidas debido a la resistencia que opone el paso de la corriente, por lo que los elementos los paneles e inversor deben colocarse lo más cerca posible (Maza, 2012).

La resistencia eléctrica que presenta el conductor tiene dos efectos:

- ❖ Debido a la resistencia, se produce una caída de tensión en el conductor.
- ❖ Este efecto hace que la carga alimentada tenga un voltaje inferior a la de la fuente de alimentación.
- ❖ Se produce el calentamiento del conductor, lo que genera pérdidas de energía por efecto joule.

Selección de conductores (Electricidad, 2008):

a) Seleccionar el cable de acuerdo con las condiciones a las que va a ser sometido, considerando la estabilidad mecánica, la estabilidad térmica, la degradación por radiación UV y la exposición a ambientes húmedos. Utilizar en todos los casos cable para intemperie en el arreglo FV.

b) La tensión del aislamiento no debe ser menor que 125 % de la tensión de circuito abierto del GFV en condiciones estándar (CEP).

c) Para seleccionar la temperatura nominal del aislamiento, es importante considerar que en climas moderados la temperatura del arreglo FV puede llegar hasta 60 °C. En climas extremos como los de las zonas desérticas y tropicales de nuestro país esta temperatura puede alcanzar 75 °C al medio día.

d) Cuando existan paneles con seguimiento en el arreglo se deben seguir las siguientes recomendaciones adicionalmente a las arriba expuestas: utilizar conductores flexibles, elegir cables para uso extra rudo e intemperie, no instalarlos en "conduit" y utilizar factores de corrección por temperatura conservadores.

El art. 629 del NEC y MOM-SEDE se aplica específicamente a los sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red. Los siguientes artículos, entre otros se aplican a sus partes y componentes: Art. 210 a circuitos ramales; Art. 240 para protección contra sobre corriente; Art. 250 para la puesta a tierra. Art 300 para métodos de cableado. (Juarez)

Paneles Solares

Los paneles proporcionan a su salida de conexión un voltaje continuo y se diseñan para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V), que definirá la tensión a la que trabajara el sistema fotovoltaico. (Solartec, Solartec Energia Renovable, 2009)

Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las celdas y son fundamentalmente:

- ❖ Silicio cristalino (monocristalino con un rendimiento del 15 – 18% y policristalino con un rendimiento del 12 – 14%)
- ❖ Silicio amorfo con un rendimiento mayor al 10%

Estos están constituidos por las denominadas celdas fotovoltaicas que se conectan entre sí, para dar lugar al conjunto deseado de acuerdo con los niveles de tensión e intensidad de operación especificados (Son, 2003).

Los módulos se pueden conectar en serie o paralelo, con la combinación más adecuada para obtener la corriente y el voltaje necesario para una determinada aplicación. Todos los paneles deben tener las mismas características eléctricas.

La conexión en serie de los módulos se basa en conectar la terminal positiva de un módulo con el negativo del siguiente, y así sucesivamente hasta completar la serie. Las terminales del grupo generador estarán en el terminal positivo del último módulo conectado y el negativo del primero. Cuando los paneles se conectan en serie la tensión resultante es la suma de todos los paneles, mientras que la intensidad será la proporcionada por uno solo de ellos. Si falla uno de los paneles conectados en serie, puede hacer que el conjunto deje de funcionar. Para evitar que esto suceda, los diodos de bloqueo “puentean” ese modulo, haciendo que la corriente siga su camino. Normalmente se conectan módulos en serie para conseguir voltajes de 24 V o 48 V, en instalaciones autónomas de electrificación, y superiores, 96 a 144 V, en instalaciones conectadas a la red o de alimentación para bombeos directos. Se debe recordar que el voltaje de un modulo fotovoltaico, cuando funciona en el punto de máxima potencia, puede llegar a ser 1.4 veces el voltaje nominal.

La conexión en paralelo consiste en conectar por un lado las terminales positivas de todos los paneles, y por otro, todos los terminales negativos. La salida del grupo generador la forman el terminal positivo común y el terminal, también común.

Cuando los módulos se conectan en paralelo, la tensión coincidirá con la que proporcione un solo módulo, pero la intensidad será la suma de las intensidades de todos los módulos, de manera que el aumento de potencia se basa en mantener la potencia que puede dar un módulo y la suma de intensidades que proporcione los módulos conectados.

Para saber a qué voltaje diseñaremos una instalación (12, 24 o 48 V) se toma el enfoque desde dos puntos de vista diferente:

- Desde el punto de vista del rendimiento, se tendría que diseñar las instalaciones a 48 V, ya que a mayor voltaje, menor es la intensidad para un valor de potencia constante. El problema de trabajar a esta tensión es que el sistema de baterías que debe emplearse encarece la instalación.
- Desde el punto de vista económico, siempre se montaran instalaciones de 12 V, con lo que se montaran baterías pequeñas, pero a costa de tener elevadas intensidades de paso en los conductores y controladores, a medida que aumenta la potencia de las instalaciones.

Los parámetros eléctricos que definen el comportamiento de un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- Intensidad de corto circuito (I_{CC} o I_{sc}): Es igual a la de una de sus celdas multiplicada por el número de filas conectadas en paralelo. Es la máxima intensidad que puede obtener un panel.
- Tensión nominal (V_N): Es el valor de la tensión a la cual trabaja el panel.
- Tensión a circuito abierto (V_{CA} o V_{OC}): Es la de cada una de sus celdas por el número de celdas conectadas en serie. Es el máximo voltaje, que se mediría entre los bornes de un panel si se dejaran las terminales en circuito abierto ($I=0$).
- Intensidad de potencia máxima (I_{Pmax}): Es el valor de la corriente que puede suministrar el panel cuando trabaja a máxima potencia.
- Tensión de potencia máxima (V_{Pmax}): Es el valor de la tensión cuando la potencia también es máxima, cuando el panel esta suministrando la máxima intensidad de corriente.
- Potencia máxima (P_M): Es el máximo valor obtenido al multiplicar la intensidad I_{Pmax} y V_{Pmax} . También se llama potencia pico del modulo (W_p). (Maza, 2012, págs. 64-69), las cuales serán menores que V_{CA} e I_{CC} (Son, 2003).

Con el objeto de que los fabricantes de celdas solares reporten las características eléctricas de sus productos de una manera estandarizada, especialmente la eficiencia de conversión, se ha convenido usar, como parámetros de caracterización fotovoltaica los siguientes valores:

Luz solar con una intensidad de 1000 W/m^2 , con un espectro correspondiente a una masa de aire de AM 1.5, incidiendo normalmente sobre la celda, y manteniendo a esta a una temperatura de celda de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. A estas condiciones se les llama condiciones estándares de prueba o medición (STC) (Son, 2003).

Existen varios aspectos importantes que hay que considerar a la hora de escoger el panel:

Disponibilidad real del panel, que implica la garantía de que una vez escogida una marca y modelo, el fabricante va a servirlos.

Los aspectos técnicos del panel, potencia, eficiencia, voltaje de salida e intensidad. A su vez cómo encajan las cadenas de paneles en el inversor que vamos a escoger y en concreto sí se puede realizar una configuración eléctrica, es decir número de paneles en serie de una cadena y número de cadenas por inversor, que optimice el funcionamiento del inversor.

Geometría del panel, dimensiones y peso. Una vez vista la distribución eléctrica del generador fotovoltaico, dicha distribución habrá que instalarla de forma coherente en una estructura mecánica, intentando optimizar el espesor de los perfiles y sus largos que preferentemente deberían ser siempre estándares. El tamaño total de las estructuras deben a su vez encajar de forma práctica, coherente y elegante dentro del terreno que disponemos. (apsvalencia, 2010) (Solartec, Solartec, 2010)

La certificación de los paneles, es imprescindible tanto en Europa como en América. Estos, además de asegurar la calidad del producto, sirven para obtener la aprobación de los descuentos federales y estatales en los EE.UU. Cada uno de los países y los estados tienen un conjunto específico de normas que deben cumplir los paneles solares ya sea para uso casero o de uso público. Las normas de certificación más comunes son:

- TÜV Certificate (Alemania)
- IEC 61215 (crystalline silicon performance), 61646 (thin film performance) y 61730 (safety class II)
- UL 1703 (Underwriters Laboratories Inc. EEUU)

- Mercado CE (Normas de la Unión Europea)
- El certificado TÜV indica que los paneles han superado las pruebas de las normas IEC, mientras que el certificado UL implica la prueba UL 1703

Las especificación CFE G100-04

Las especificación CFE G100-04 tiene como objetivo definir los requerimientos para diseño, instalación, inspección, autorización y utilización de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFVI) que garantice la seguridad del personal de Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de los usuarios de la misma, la calidad de la energía en la red, así como la integridad física y operación de la red eléctrica y de los propios SFVI. (Electricidad, 2008)

Aplica para la interconexión a la red eléctrica de baja tensión de SFV con capacidad hasta 30 kWp, los cuales pueden estar instalados en viviendas individuales, inmuebles comerciales, escuelas y edificios públicos. La especificación considera únicamente SFVI que utilizan inversores estáticos de estado sólido, para la conversión de corriente directa (c.d.) a corriente alterna (c.a.). (Electricidad, 2008)

Las normas que aplican son:

- NOM-001-SEDE-2005 Instalaciones Electricas (utilización)
- NOM-008-SCFI-2002 Sistema General de Unidades de Medida
- IEC 61173-1992 Overvoltage Protection for Photovoltaic (PV) Power Generating Systems – Guide.

La siguiente figura muestra el diagrama de bloques de un sistema SFVI; las flechas indican el flujo de la energía. (Electricidad, 2008)

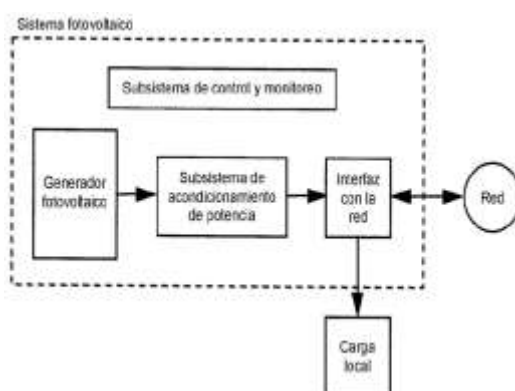


ILUSTRACIÓN 1 Diagrama de bloques de un SFVI (Electricidad, 2008)

- Generador Fotovoltaico (GFV)

Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes (Electricidad, 2008):

- a) Módulos fotovoltaicos.
- b) Sub arreglos (grupos de módulos fotovoltaicos).
- c) Arreglo fotovoltaico (grupo de sub arreglos).
- d) Cajas de conexión.
- e) Cables y conexiones eléctricas.
- f) Dispositivos de protección.
- g) Sistema de tierras.
- h) Estructuras de montaje.

- Subsistema de Acondicionamiento de Potencia

Es el subsistema que convierte la energía en c.d. proveniente del GFV, en energía en c.a. compatible con los requerimientos de la red. Esta conversión se realiza mediante un inversor y el subsistema puede estar constituido por uno o más inversores. Además de la conversión de energía, este subsistema puede incluir funciones como (Electricidad, 2008):

- a) Protecciones al sistema de c.d. (sobretensión, falla a tierra, entre otros).
- b) Protecciones al sistema de c.a. (cortocircuito, operación en modo isla, entre otros).
- c) Protecciones al inversor (protección térmica, sobretensión, entre otros).
- d) Filtros para armónicos y EMI.
- e) Compensación de FP.

- Interfaz con la Red

Interconecta la salida del inversor con las cargas locales de c.a. del inmueble y con el sistema eléctrico de distribución. Permite al SFV operar en paralelo con la red para que la energía pueda fluir en uno u otro sentido entre la red y la interfaz. Puede tener las siguientes funciones (Electricidad, 2008):

- a) Distribución de la c.a. que fluye entre el sistema de acondicionamiento de potencia, las cargas locales y las líneas de distribución de la red.
- b) Provisión de medios de desconexión para seguridad y mantenimiento.
- c) Medición de flujos de energía entre el sistema, las cargas locales y la red.
- d) Protecciones para el sistema de c.a. que no sean proporcionadas por el inversor.
- e) Conversión de tensión c.a./c.a. si no es proporcionada por el inversor.

DESARROLLO DEL PROYECTO

Ubicación

El estado de Durango ocupa el extremo norte de la zona interior de la República Mexicana, constituida por los estados centrales de la confederación. (Durango Gobierno del Estado, 2010)



ILUSTRACIÓN 2 Imagen de la Republica Mexicana (travelbymexico)

El estado de Durango, se encuentra a (SEMARNAT, 2010):

Latitud. $\phi = 24.03$

Longitud. $\lambda = - 104.67$

Altura sobre el nivel del mar = 1880 metros

El presente proyecto se ubicará dentro del polígono de 470 ha, destinadas al Centro Logístico Industrial de Durango, específicamente en el municipio de mismo nombre, localidad Málaga, en el Km 20 de la autopista Durango – Gómez Palacio Durango, a un par de kilómetros del Aeropuerto Internacional “Guadalupe Victoria”, de la ciudad de Durango.



ILUSTRACIÓN 3 Ubicación del centro Logístico Industrial de Durango

Se tiene previsto una superficie de 5587 m², área total de 150 cajones de estacionamiento del CIERMAD. La extensión de terreno y orientación, se muestran ideales para la construcción y optimización de la actividad fotovoltaica.

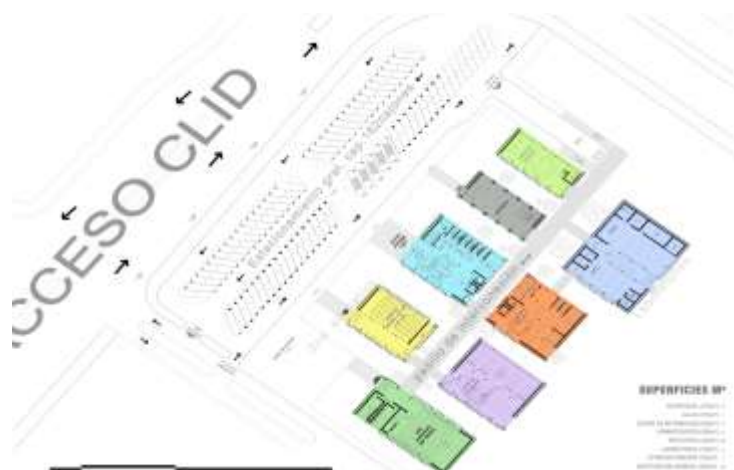
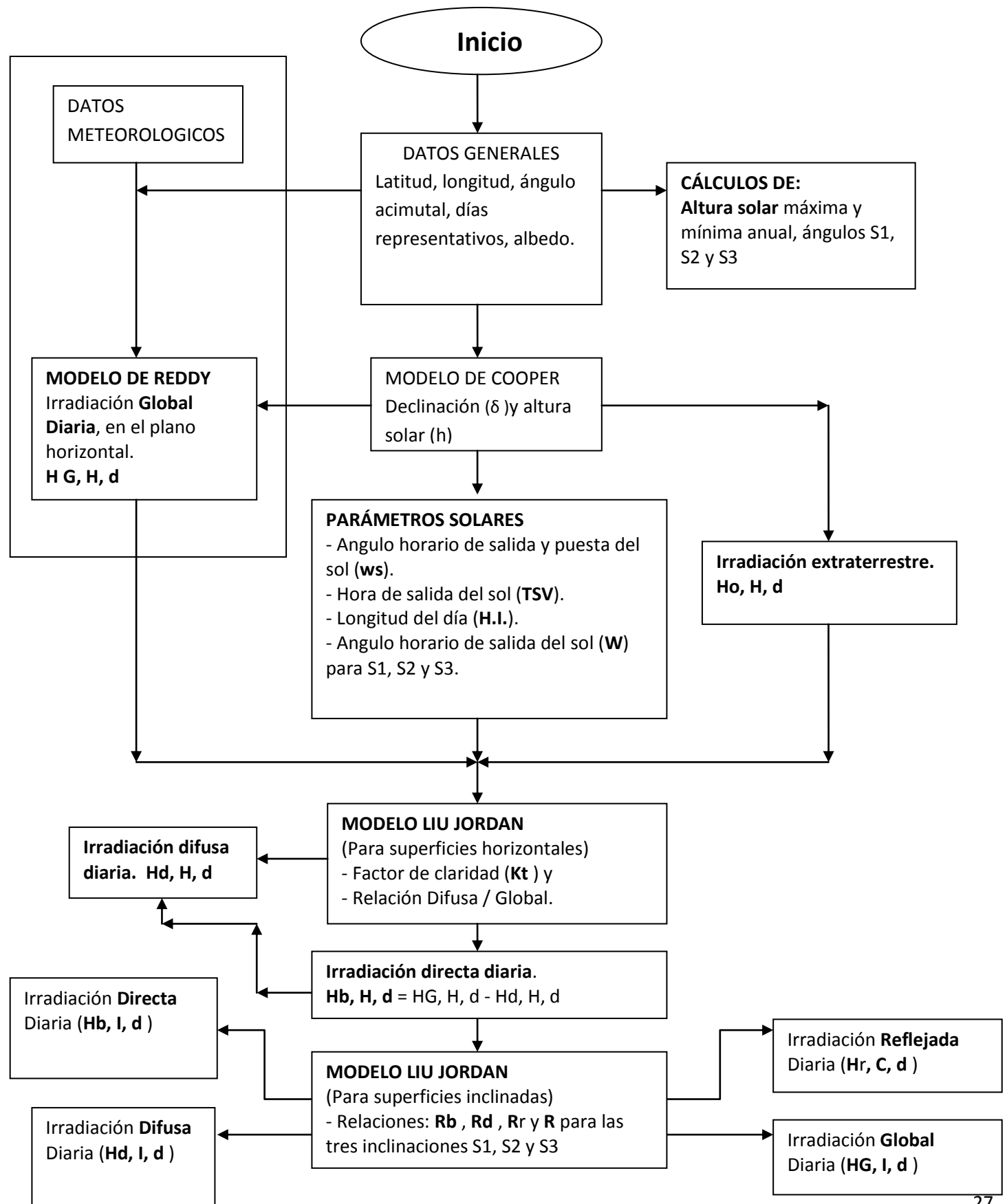


ILUSTRACIÓN 4 Plano del CIERMAD

Modelo de Cooper y Liu Jordan

Secuencia de cálculo para obtener la radiación solar diaria promedio mensual sobre un plano inclinado orientado al sur. Diagrama de flujo del procedimiento de cálculo. (Hom, Solar radiation model, 2001)



Pasos a seguir:

1. Proporcionar los datos generales de localización, latitud, longitud y altura sobre el nivel del mar, constante solar, ángulo acimutal y reflectividad del suelo (albedo).
2. Calculo de la altura solar máxima y mínima anual y ángulos de inclinación a estudiar:
 - $h \text{ min} = 90^\circ - (\phi + \delta)$ (ec.1)
 - $h \text{ max} = 90^\circ - (\phi - \delta)$ (ec.2)
 - Anual $S1 = f$ (ec.3)
 - Invierno $S2 = \phi + (\phi/2)$ (ec.4)
 - Verano $S3 = \phi - (\phi/2)$ (ec.5)
3. Se establecen los días representativos de cada mes y su número correspondiente en el año juliano.
4. Declinación solar (Ec. de Cooper):
$$\delta = 23.45 \text{ sen } (2\pi ((284 + n) / 365))$$
 (ec.6)
5. Altura solar ***h***:
 - $h = 90^\circ - (\phi - \delta)$ (ec.7)
6. Angulo horario de salida y puesta del sol ***ws***:
 - $Ws = \text{ArcCos } ((- \tan \phi) (\tan \delta))$ (ec.8)

$\phi = \text{radianes}$

$\delta = \text{radianes}$
7. Hora de salida del sol TSV:
 - $(TSV)s = 12 - ((1 / 15)ws)$ (ec.9)
8. Hora con insolación (H.I):
 - $H.I = 2 (ws / 15)$ (ec.10)
9. Angulo horario de salida del sol para los planos inclinados S1, S2, S3.
 - $W = \text{ArcCos } ((- \tan \phi - S)) (\tan \delta)$ (ec.11)
10. Datos de radiación global en el plano horizontal diaria promedio mensual
 - $H_{G,H,d} = \text{MJ/ m}^2\text{día}$ (ec.12)
11. Calculo de la radiación extraterrestre en el plano horizontal:
 - $H_o = (24/\pi)H_{cs}((1+0.033\text{Cos}((2\pi n)/365))((\text{Cos } \phi \text{ Cos } \delta \text{ Sen } ws) + (((2\pi ws)/360) \text{ Sen } \phi) (\tan \delta))$ (ec.13)

Para el día n del año

12. Factor de claridad K_t :

- $K_t = (H_{G,H,d}/H_o)$ (ec.14)

13. Relación Difusa/Global:

- $(H_{d,H,d} / H_{G, H, d}) = 1.39 - 4.027 K_t + 5.531 K_t^2 - 3.108 K_t^3$ (ec.15)

14. Relación $R_b = (H_{b, l, d} / H_{b, H,d})$: Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3

- $R_b = ((\cos(\phi - S) \cos \delta \sin \omega_s) + ((\pi/180) \omega_s \sin(\phi - S) \sin \delta)) / ((\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s) + ((\pi/180) \omega_s \sin \phi \sin \delta))$ (ec.16)

15. Relación $R_b = (H_{d, l, d} / H_{d, H,d})$: Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3

- $R_b = (1 + \cos(S)) / 2$ (ec.17)

16. Relación $R_p = (H_{p, c} / H_{G, H, d})$: Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3

- $R_p = (1 - \cos(S)) / 2$ (ec.18)

17. Relación $R = (H_{G, l, d} / H_{G, H, d})$: Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3

- $R = (1 - (H_{d, H, d} / H_{G, H, d}) R_b) + ((H_{d, H,d} / H_{G, H, d}) R_b) + R_p$ (ec.19)

18. Calculo de la radiación difusa $H_{d, H,d}$ en el plano horizontal:

- $H_{d, H,d} = H_{G, H, d} (H_{d, H,d} / H_{G, H, d})$ (ec.20)

19. Calculo de la radiación directa $H_{G, H, d}$ en el plano horizontal:

- $H_{G, H, d} = (H_{d, H,d} / H_{b, l, d})$ (ec.21)

20. Radiación directa difusa en el plano inclinado $H_{b, l, d}$. Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3.

- $H_{b, l, d} = H_{b, H,d} R_b$ (ec.22)

21. Radiación difusa en el plano inclinado $H_{d, l, d}$. Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3.

- $H_{d, l, d} = H_{d, H, d} R_d$ (ec.23)

22. Radiación reflejada por el suelo hacia el plano inclinado $H_{p, c}$. Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3.

- $H_{p, c} = H_{G, H, d} R_p$ (ec.24)

23. Radiación global en el plano inclinado $H_{G, H, d}$. Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3.

- $H_{G, l, d} = H_{b, l, d} + H_{d, l, d} + H_{p, c} = H_{G, H, d} R$ (ec.25)

Calculo para obtener la radiación solar diaria, promedio mensual sobre un plano inclinado orientado hacia el sur

Captura de datos, latitud, longitud del lugar y altura sobre el nivel del mar, de la zona donde se realizara el estudio. Los datos registrados permitirán conocer el comportamiento, del sol en la ubicación establecida.

Pasos 1. Datos Generales.

Durango, Dgo.

Latitud. $\phi = 24.03$

Longitud. $\lambda = - 104.67$

Altura sobre el nivel del mar = 1880 metros.

Constante solar (H_{CS}) = 4912 M-J/m²·hr.

Angulo acimutal = 0

Reflectividad del suelo. ρ (Albedo) = 0.26

TABLA 1 Reflectividad del suelo

Tipo de suelo	Albedo
Hierba	0.25
Campo sin cultivar	0.26
Grava-arena	0.18
Hormigón	0.25
Asfalto	0.15
Bosque	0.15-0.18
Superficie de agua	0.05
Nieve	0.45-0.9

Paso 2. Altura solar Máxima y Mínima (h_{min} y h_{max}) y Ángulos de inclinación (S1, S2 y S3)

- $h_{min} = 90^\circ - (\phi + \delta)$
 $h_{min} = 90^\circ - (24.03 + 23.45) = 42.52$
- $h_{max} = 90^\circ - (\phi - \delta)$
 $h_{max} = 90^\circ - (24.03 - 23.45) = 89.42$
- Anual S1 = ϕ
Anular S1 = 24.03
- Invierno S2 = $\phi + (\phi/2)$
Invierno S2 = $24.03 + (24.03/2) = 36.045$
- Verano S3 = $\phi - (\phi/2)$
Verano S3 = $24.03 - (24.03/2) = 12.015$

Paso 3. Días representativos de cada mes y su número correspondiente en el año juliano.

TABLA 2 *Días representativos de cada mes*

Mes	Día del mes (n)	Fecha	(n) Día del año	Declinación (δ)
Enero	1	17	17	-20.9
Febrero	31+i	16	47	-13
Marzo	59+i	16	75	-2.4
Abril	90+i	15	105	9.4
Mayo	120+i	15	135	18.8
Junio	151+i	11	162	23.1
Julio	181+i	17	198	21.2
Agosto	212+i	16	228	13.5
Septiembre	243+i	15	258	2.2
Octubre	273+i	15	288	-9.6
Noviembre	304+i	14	318	-18.9
Diciembre	334+i	10	344	-23

Paso 4. Declinación solar (Ec. de Cooper), para cada mes:

$$\delta = 23.45 \text{ sen } (2\Pi ((284 + n) / 365))$$

Enero.

$$\delta = 23.45 \text{ sen } (2\Pi ((284 + 17) / 365)) = -20.9169$$

TABLA 3 *Declinación solar*

Mes	Declinación
Febrero	-12.9546
Marzo	-2.4177
Abril	9.4148
Mayo	18.7919
Junio	23.0859
Julio	21.1836
Agosto	13.4549
Septiembre	2.2168
Octubre	-9.5993
Noviembre	18.9119
Diciembre	-23.0496

Paso 5. Altura solar h , para cada mes:

$$h = 90^\circ - (\phi - \delta)$$

Enero.

$$h = 90^\circ - (24.03 - (- 20.9169)) = 45.0531$$

TABLA 4 *Altura solar*

Mes	Altura solar
Febrero	53.0154
Marzo	63.5523
Abril	75.3848
Mayo	84.7619
Junio	89.0559
Julio	87.1536
Agosto	79.4249
Septiembre	68.1868
Octubre	56.3707
Noviembre	47.0581
Diciembre	42.9204

Paso 6. Angulo horario de salida y puesta del sol w_s , para cada mes:

$$W_s = \text{ArcCos} ((- \tan \phi) (\tan \delta))$$

ϕ = radianes

δ = radianes

Enero.

$$W_s = \text{ArcCos} ((- \tan 24.03) (\tan - 20.9169)) = 80.1885$$

TABLA 5 *Angulo horario de salida y puesta del sol*

Mes	Angulo horario de salida y puesta del sol
Febrero	84.1132
Marzo	88.9213
Abril	94.2397
Mayo	98.7261
Junio	100.9553
Julio	99.95
Agosto	96.1233
Septiembre	90.9889
Octubre	85.6754
Noviembre	81.2134
Diciembre	79.0641

Paso 7. Hora de salida del sol TSV, para cada mes:

$$(\text{TSV})_s = 12 - ((1 / 15)w_s)$$

Enero.

$$(\text{TSV})_s = 12 - ((1 / 15) * 80.1885) = 6.6541$$

TABLA 6 Hora de salida del sol

Mes	Hora de salida del sol
Febrero	6.3924
Marzo	6.0719
Abril	5.7173
Mayo	5.4182
Junio	5.2696
Julio	5.3366
Agosto	5.59178
Septiembre	5.9340
Octubre	6.2830
Noviembre	6.5857
Diciembre	6.7290

Paso 8. Hora con insolación (H.I), para cada mes:

$$H.I = 2 (w_s / 15)$$

Enero.

$$H.I = 2 (80.1885 / 15) = 10.6918$$

TABLA 7 Hora con Insolación

Mes	Hora con insolación
Febrero	11.2150
Marzo	11.8561
Abril	12.5652
Mayo	13.1634
Junio	13.4607
Julio	13.3226
Agosto	12.81644
Septiembre	12.1318
Octubre	11.4233
Noviembre	10.8284
Diciembre	10.5418
Enero	10.6918

Paso 9. Ángulo horario de salida del sol para los planos inclinados S1, S2, S3, para cada mes.

$$W = \text{ArcCos} ((- \tan \phi - S)) (\tan \delta))$$

Enero.

$$S1 = 24.03$$

$$W = \text{ArcCos} ((- \tan 24.03 - 24.03)) (\tan - 20.9169)) = 90$$

$$S2 = 36.045$$

$$W = \text{ArcCos} ((- \tan 24.03 - 36.045)) (\tan - 20.9169)) = 94.6658$$

$$S3 = 12.015$$

$$W = \text{ArcCos} ((- \tan 24.03 - 12.015)) (\tan - 20.9169) = 85.3341$$

TABLA 8 Angulo horario de salida del sol para los diferentes planos inclinados

Mes	S1	S2	S3
Febrero	90	92.8062	87.1937
Marzo	90	90.5148	89.4851
Abril	90	87.9775	92.0224
Mayo	90	85.8470	94.1529
Junio	90	84.7950	95.2049
Julio	90	85.2687	94.7312
Agosto	90	87.0813	92.9186
Septiembre	90	89.5279	90.4720
Octubre	90	92.0627	87.9372
Noviembre	90	94.1815	85.8184
Diciembre	90	95.1957	84.8042

Paso 10. Datos de radiación global en el plano horizontal diario promedio mensual. (NASA) (Paul W. Stackhouse, 2012)

$$H_{G,H,d} = \text{MJ}/\text{m}^2\text{dia}$$

TABLA 9 Radiación global en el plano horizontal

Mes	MJ/m ² dia
Enero	15.912
Febrero	19.260
Marzo	23.832
Abril	25.236
Mayo	25.74
Junio	23.904
Julio	21.492
Agosto	21.024
Septiembre	19.224
Octubre	19.44
Noviembre	17.316
Diciembre	15.012

Paso 11. Calculo de la radiación extraterrestre en el plano horizontal, para cada mes:

$$H_o = (24/\pi) H_{cs} ((1 + 0.033 \cos((2\pi n)/365)) ((\cos \phi \cos \delta \sin ws) + (((2\pi ws)/360) \sin \phi) (\tan \delta))$$

Enero.

$$H_o = (24/\pi) 4.9212 ((1 + 0.033 \cos((2\pi n)/365)) ((\cos 24.03 \cos -20.9169 \sin 80.1885) + (((2\pi)/360) \sin 24.03) (\tan -20.9169)) = 24.71053 \text{ MJ}/\text{m}^2\text{hr.}$$

TABLA 10 Radiación extraterrestre en el plano horizontal

Mes	Radiación extraterrestre plano horizontal
Febrero	29.0725
Marzo	33.9516
Abril	38.4167
Mayo	40.5525
Junio	41.1517
Julio	40.9223
Agosto	39.466
Septiembre	36.077
Octubre	31.0271
Noviembre	26.1112
Diciembre	23.69
Enero	24.71053

Paso 12. Factor de claridad K_t , para cada mes:

$$K_t = (H_{G,H,d}/H_o)$$

Enero.

$$K_t = (15.912/24.71053) = 0.6439 \text{ m/día}$$

TABLA 11 Factor de claridad K_t , para cada mes

Mes	Factor de claridad
Febrero	0.6624
Marzo	0.7019
Abril	0.6569
Mayo	0.6347
Junio	0.5808
Julio	0.5251
Agosto	0.5327
Septiembre	0.5328
Octubre	0.6265
Noviembre	0.6631
Diciembre	0.6336

Paso 13. Relación Difusa/Global, para cada mes:

$$(H_{d,H,d} / H_{G, H, d}) = 1.39 - 4.027 K_t + 5.531 K_t^2 - 3.108 K_t^3$$

Enero.

$$(H_{d,H,d} / H_{G, H, d}) = 1.39 - 4.027 (0.6439) + 5.531 (0.6439)^2 - 3.108(0.6439)^3 = 0.2634$$

TABLA 12 Relación Difusa/Global, para cada mes

Mes	Relación difusa global
Febrero	0.2461
Marzo	0.2137
Abril	0.2504
Mayo	0.2676
Junio	0.308
Julio	0.3506
Agosto	0.3446
Septiembre	0.3446
Octubre	0.2738
Noviembre	0.2456
Diciembre	0.2684

Paso 14. Relación $R_b = (H_b, i, d / H_b, H, d)$: Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3, para cada mes:

$$R_b = ((\cos(\phi - S) \cos \delta \sin w_s) + ((\pi/180) w_s \sin(\phi - S) \sin \delta)) / ((\cos \phi \cos \delta \sin w_s) + ((\pi/180) w_s \sin \phi \sin \delta))$$

Enero.

S1= 24.03

$$R_b = ((\cos(24.03 - 24.03) \cos -20.9169 \sin 80.18857) + ((\pi/180) 80.18857 \sin(24.03 - 24.03) \sin -20.9169)) / ((\cos 24.03 \cos -20.9169 \sin 80.18857) + ((\pi/180) 80.18857 \sin 24.03 \sin -20.9169)) = 1.44$$

S2= 36.045

$$R_b = ((\cos(24.03 - 36.045) \cos -20.9169 \sin 80.18857) + ((\pi/180) 80.18857 \sin(24.03 - 36.045) \sin -20.9169)) / ((\cos 24.03 \cos -20.9169 \sin 80.18857) + ((\pi/180) 80.18857 \sin 24.03 \sin -20.9169)) = 1.5759$$

S3=12.015

$$R_b = ((\cos(24.03 - 12.015) \cos -20.9169 \sin 80.18857) + ((\pi/180) 80.18857 \sin(24.03 - 12.015) \sin -20.9169)) / ((\cos 24.03 \cos -20.9169 \sin 80.18857) + ((\pi/180) 80.18857 \sin 24.03 \sin -20.9169)) = 1.2495$$

TABLA 13 Relación $R_b = (H_b, l, d / H_b, H, d)$

Mes	S1	S2	S3
Febrero	1.2899	1.3527	1.1706
Marzo	1.2788	1.1189	1.0976
Abril	0.9786	0.9047	1.0108
Mayo	0.8760	0.7619	0.9565
Junio	0.8316	0.7008	0.9326
Julio	0.8511	0.7275	0.9432
Agosto	0.9332	0.8409	0.9869
Septiembre	1.0658	1.0290	1.0560
Octubre	1.2744	1.2725	1.1422
Noviembre	1.4019	1.5146	1.2278
Diciembre	1.4928	1.6459	1.2743

Paso 15. Relación $R_b = (H_d, l, d / H_d, H, d)$: Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3

$$R_b = (1 + \cos(S)) / 2$$

S1=24.03

$$R_b = (1 + \cos(24.03)) / 2 = 0.95666$$

S2=36.045

$$R_b = (1 + \cos(36.045)) / 2 = 0.90427$$

S3=12.015

$$R_b = (1 + \cos(12.015)) / 2 = 0.98904$$

Paso 16. Relación $R_p = (H_p, c / H_g, H, d)$: Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3.

$$R_p = (1 - \cos(S)) / 2 \cdot \rho$$

S1=24.03

$$R_p = (1 - \cos(24.03)) / 2 \cdot 0.26 = 0.01126$$

S2=36.045

$$R_p = (1 - \cos(36.045)) / 2 \cdot 0.26 = 0.02488$$

S3=12.015

$$R_p = (1 - \cos(12.015)) / 2 \cdot 0.26 = 2.84789 \times 10^{-03}$$

Paso 17. Relación $R = (H_d, i, d / H_G, H, d) : \text{Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3, para cada mes.}$

$$R = (1 - (H_d, H, d / H_G, H, d) R_b) + ((H_d, H, d / H_G, H, d) R_b) + R_p$$

Enero.

S1=24.03

$$R = (1 - (0.2634) 1.4444) + ((0.2634) 0.95666) + 0.011266 = 1.327266$$

S2=36.045

$$R = (1 - (0.2634) 1.57597) + ((.2634) 0.9042) + 0.024887 = 1.4239393$$

S3=12.015

$$R = (1 - (0.2634) 1.24958) + ((0.2634) 0.989046) + 2.84789 \times 10^{-3} = 1.1838$$

TABLA 14 Relación $R = (H_G, i, d / H_G, H, d)$

Mes	S1	S2	S3
Febrero	1.219194	1.2672	1.1287
Marzo	1.102560	1.0979	1.0772
Abril	0.98437	0.9295	1.0082
Mayo	0.90890	0.8248	0.9681
Junio	0.88140	0.7883	0.9528
Julio	0.89943	0.8143	0.9621
Agosto	0.95258	0.8876	0.9905
Septiembre	1.0394	1.0109	1.0357
Octubre	1.16966	1.1966	1.1031
Noviembre	1.30389	1.3896	1.1720
Diciembre	1.36020	1.4717	1.2006

Paso 18. Calculo de la radiación difusa H_d, H, d en el plano horizontal, para cada mes:

$$H_d, H, d = H_G, H, d (H_d, H, d / H_G, H, d)$$

Enero.

$$H_d, H, d = 15.912 \times 0.2634 = 4.1922$$

TABLA 15 Radiación difusa H_d , H, d en el plano horizontal, para cada mes

Mes	Radiación solar difusa
Febrero	4.7398
Marzo	5.0928
Abril	6.3190
Mayo	6.8880
Junio	7.3624
Julio	7.5350
Agosto	7.2448
Septiembre	6.6245
Octubre	5.3226
Noviembre	4.2528
Diciembre	4.0292
Enero	4.1922

Paso 19. Calculo de la radiación directa H_b , H, d en el plano horizontal, para cada mes:

$$H_b, H, d = (H_G, H, d - H_d, I, d)$$

Enero.

$$H_b, H, d = (15.912 - 4.1912) = 11.72077$$

TABLA 16 Radiación directa H_b , H, d en le plano horizontal, para cada mes

Mes	Radiación directa
Febrero	14.5201
Marzo	18.7391
Abril	18.9169
Mayo	18.8519
Junio	16.5415
Julio	13.9569
Agosto	13.7791
Septiembre	12.5994
Octubre	14.6173
Noviembre	13.0631
Diciembre	10.9827
Enero	11.72077

Paso 20. Radiación directa difusa en el plano inclinado H_b, I, d . Para las tres inclinaciones S_1 , S_2 y S_3 , para cada mes.

$$H_b, I, d = H_b, H, d R_b$$

Enero.

$$R_b (S_1) = 1.4444$$

$$H_b, I, d = 11.7207 \times 1.4444 = 16.9306$$

$$R_b (S_2) = 1.5759$$

$$H_b, I, d = 11.7207 \times 1.5759 = 18.4716$$

$$R_b(S3) = 1.2495$$

$$H_{b, l, d} = 11.7207 \times 1.2495 = 14.6461$$

TABLA 17 Radiación directa difusa en el plano inclinado $H_{b, l, d}$.

Mes	Rb(S1)	Rb(S2)	Rb(S3)
Febrero	18.7302	19.6418	16.9978
Marzo	21.1355	20.9674	20.5688
Abril	18.5121	17.1156	19.1218
Mayo	16.5156	14.3633	18.0333
Junio	13.7564	11.5932	15.4274
Julio	11.8798	10.1539	13.1643
Agosto	12.8592	11.5880	13.5996
Septiembre	13.8497	12.9652	13.3052
Octubre	18.0444	18.6015	16.6966
Noviembre	18.3145	19.7863	16.0440
Diciembre	16.3956	18.0771	13.9958

Paso 21. Radiación difusa en el plano inclinado $H_{d, l, d}$. Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3, para cada mes.

$$H_{d, l, d} = H_d, H, d R_d$$

Enero.

$$R_d(S1) = 0.95666$$

$$H_{d, l, d} = 4.1912 \times 0.95666 = 4.0095$$

$$R_d(S2) = 0.90427$$

$$H_{d, l, d} = 4.1912 \times 0.90427 = 3.7900$$

$$R_d(S3) = 0.9890$$

$$H_{d, l, d} = 4.1912 \times 0.9890 = 4.1453$$

TABLA 18 Radiación difusa en el plano inclinado $H_{d, l, d}$

Mes	Rb(S1)	Rb(S2)	Rb(S3)
Febrero	4.5344	4.2861	4.6879
Marzo	4.8721	4.6053	5.0371
Abril	6.0452	5.7142	6.2498
Mayo	6.5895	6.2286	6.8125
Junio	7.0433	6.6576	7.2817
Julio	7.2085	6.8138	7.4525
Agosto	6.9308	6.5513	7.1655
Septiembre	6.3374	5.9904	6.5520
Octubre	5.0919	4.8131	5.2643
Noviembre	4.0685	3.8457	4.2062
Diciembre	3.8546	3.6435	3.9850

Paso 22. Radiación reflejada por el suelo hacia el plano inclinado $H_{\rho, c}$. Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3, para cada mes.

$$H_{\rho, c} = H_{G, H, d} R_{\rho}$$

Enero.

$$R_{\rho}(S1) = 0.011266$$

$$H_{\rho, c} = 15.912 \times 0.011266 = 0.179277$$

$$R_{\rho}(S2) = 0.02488$$

$$H_{\rho, c} = 15.912 \times 0.02488 = 0.39601$$

$$R_{\rho}(S3) = 2.8478 \times 10^{-3}$$

$$H_{\rho, c} = 15.912 \times 2.8478 \times 10^{-3} = 0.045315$$

TABLA 19 Radiación reflejada por el suelo hacia el plano inclinado $H_{\rho, c}$.

Mes	R_{ρ} (S1)	R_{ρ} (S2)	R_{ρ} (S3)
Febrero	0.2169	0.4793	0.0548
Marzo	0.2685	0.5931	0.06787
Abril	0.2843	0.6280	0.07186
Mayo	0.290007	0.6406	0.0733
Junio	0.2693	0.5949	0.068
Julio	0.2421	0.5348	0.06120
Agosto	0.2368	0.5232	0.05987
Septiembre	0.2165	0.4784	0.05474
Octubre	0.2190	0.4838	0.0553
Noviembre	0.1950	0.4309	0.0493
Diciembre	0.1691	0.3736	0.0427

Paso 22a. Radiación global en el plano inclinado $H_{G, H, d}$. Para las tres inclinaciones S1, S2 y S3, para cada mes.

$$H_{G, I, d} = H_{b, I, d} + H_{d, I, d} + H_{\rho, c} = H_{G, H, d} R$$

Enero.

$$R(S1) = 1.3272$$

$$H_{G, I, d} = 15.912 \times 1.3272 = 21.1194$$

$$R(S2) = 1.4239$$

$$H_{G, I, d} = 15.912 \times 1.4239 = 22.6577$$

$$R(S3) = 1.1838$$

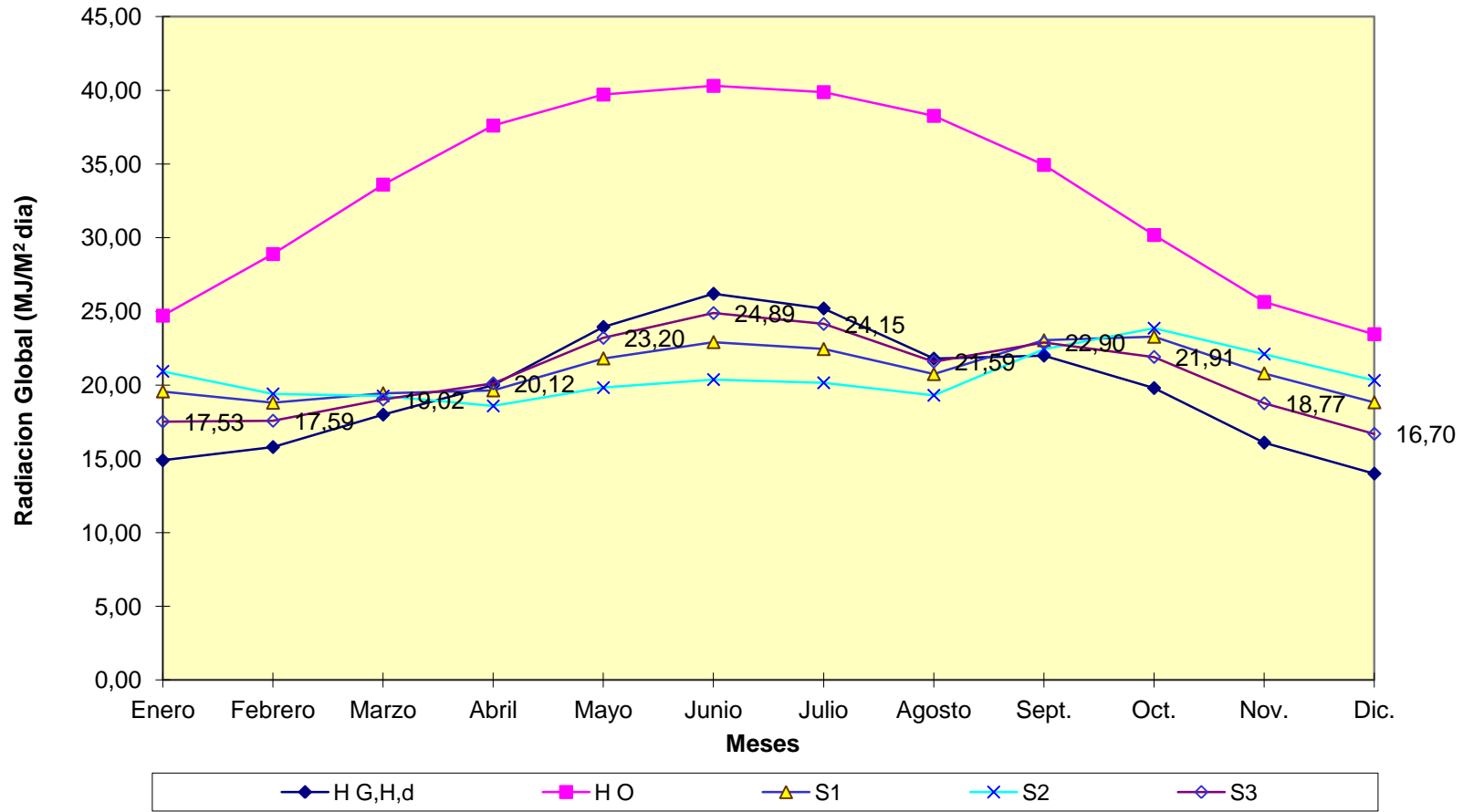
$$H_{G, I, d} = 15.912 \times 1.1838 = 18.8367$$

TABLA 20 Radiación global en el plano inclinado HG, H, d

Mes	S1	S2	S3
Febrero	23.4816	24.4073	21.7406
Marzo	26.2762	26.1660	25.6738
Abril	24.8416	23.4579	25.4436
Mayo	23.3951	21.2326	24.9192
Junio	21.0691	18.8458	22.7772
Julio	19.3305	17.5026	20.6780
Agosto	20.0270	18.6626	20.8250
Septiembre	19.9831	19.4342	19.9120
Octubre	22.7382	23.2622	21.4452
Noviembre	22.5781	24.0630	20.2958
Diciembre	20.4193	22.0942	18.0236

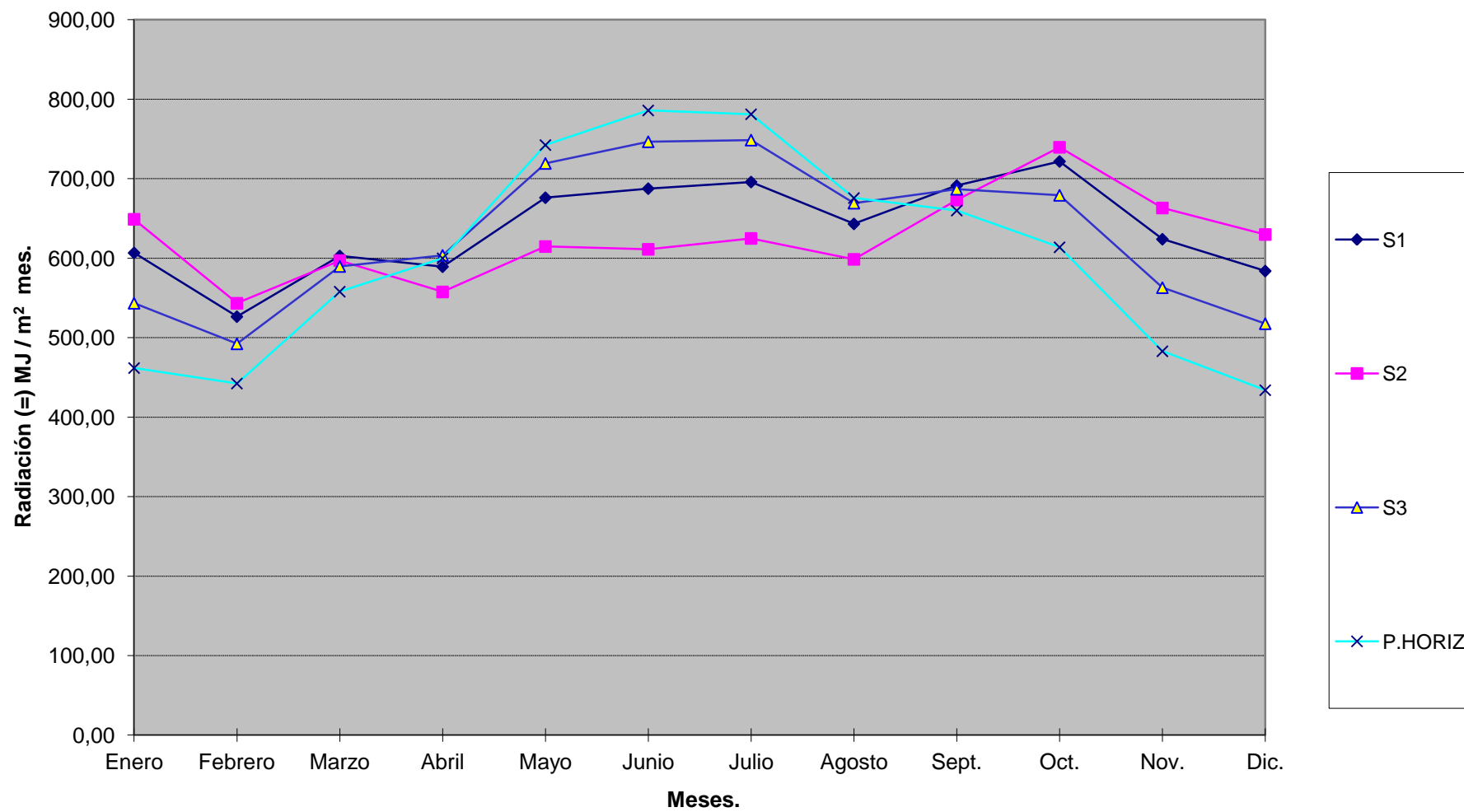
Con los datos obtenidos se puede ver en los gráficos siguientes, el comportamiento de radiación global, radiación global mensual, componentes de radiación solar, componentes de radiación solar en planos inclinados, cual se puede notar que la disponibilidad del recurso solar, para la zona seleccionada es de excelente calidad para su aprovechamiento.

GRAFICA 1 Radiación global diaria

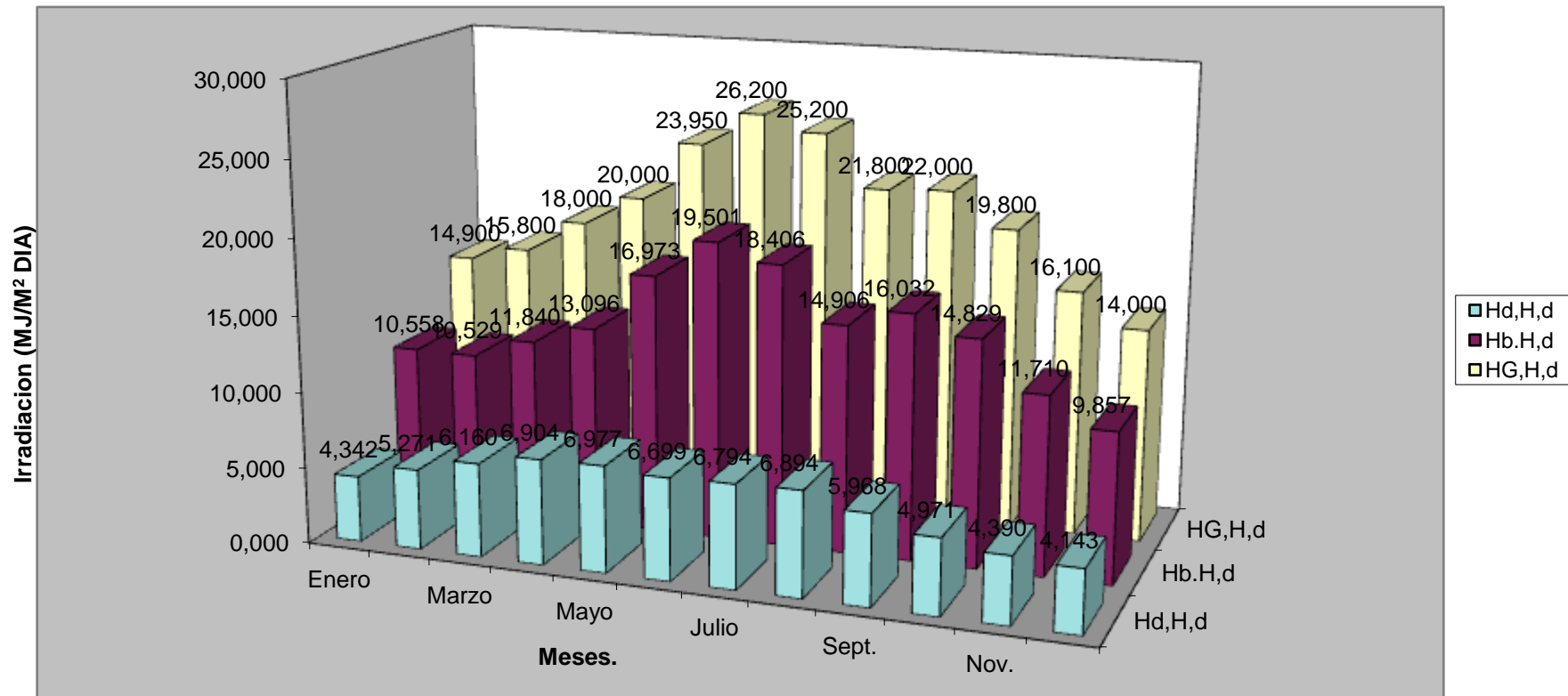


HG, H, d- Radiación Global. HO- Radiación extraterrestre plano horizontal. S1- Inclinación solar anual, S2- Inclinación solar invierno, S3- Inclinación solar verano

GRAFICA 2 Radiación global mensual para los diferentes planos



GRAFICA 3 Componentes de la radiación solar en el plano horizontal



H d, H, d- Irradiación difusa diaria., H G, H, d- Irradiación global diaria, H b, H, d- Irradiación directa diaria.

Simulación METEONORM y TRNSYS.

Empleando el software de simulación METEONORM y TRNSYS se determinara el potencial solar de la región. (Solartronic, 2003)

Primero se generan los datos de radiación con ayuda del software METEONORM.

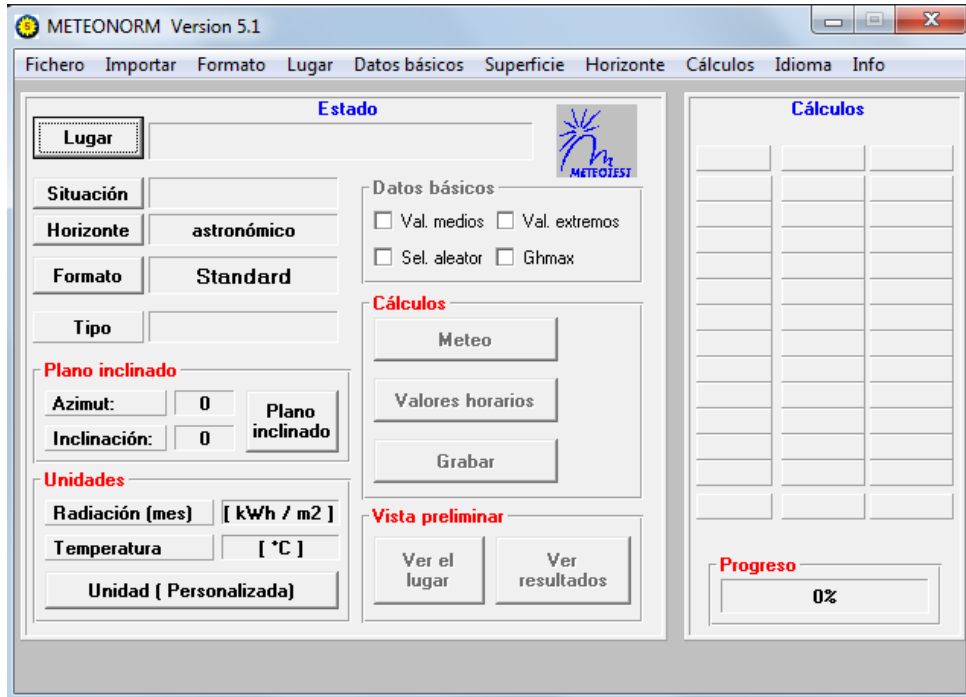


ILUSTRACIÓN 5 Pantalla de inicio METEONORM

Se selecciona el lugar a evaluar.

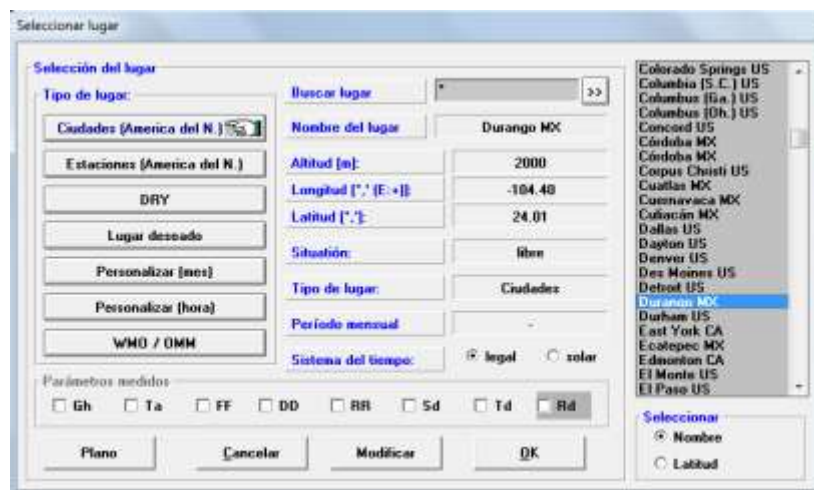


ILUSTRACIÓN 6 Pantalla seleccion del lugar METEONORM

El software nos indicara que solo cuenta con una estación para interpolar los datos que nos proporciona. (Solartronic, 2003)

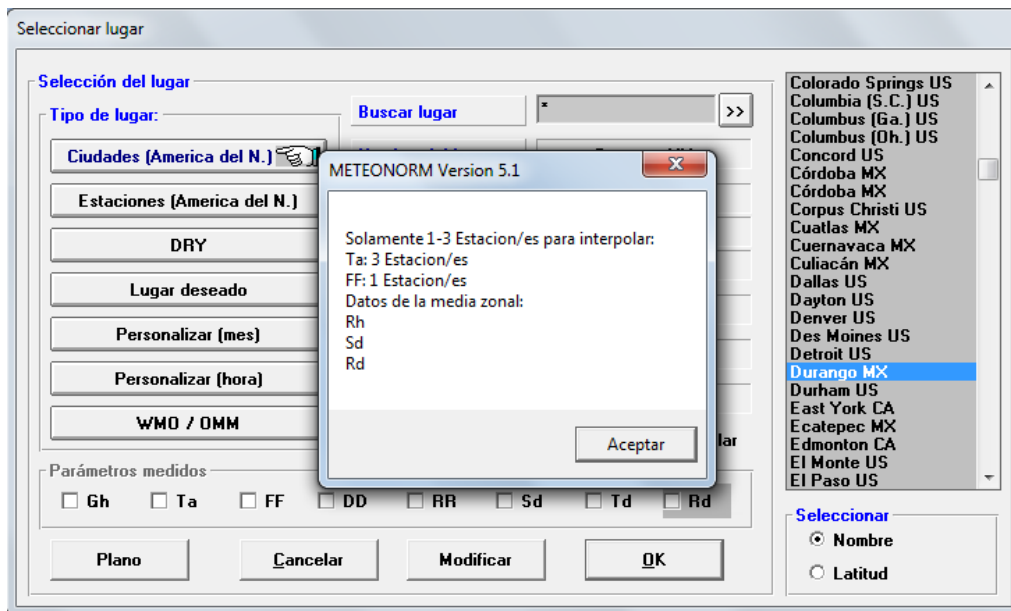


ILUSTRACIÓN 7 Pantalla selección del lugar METEONORM

Se le indica los datos de salida, seleccionando formato TMY2, este formato nos permitirá realizar el estudio con el software TRNSYS. (Solartronic, 2003)

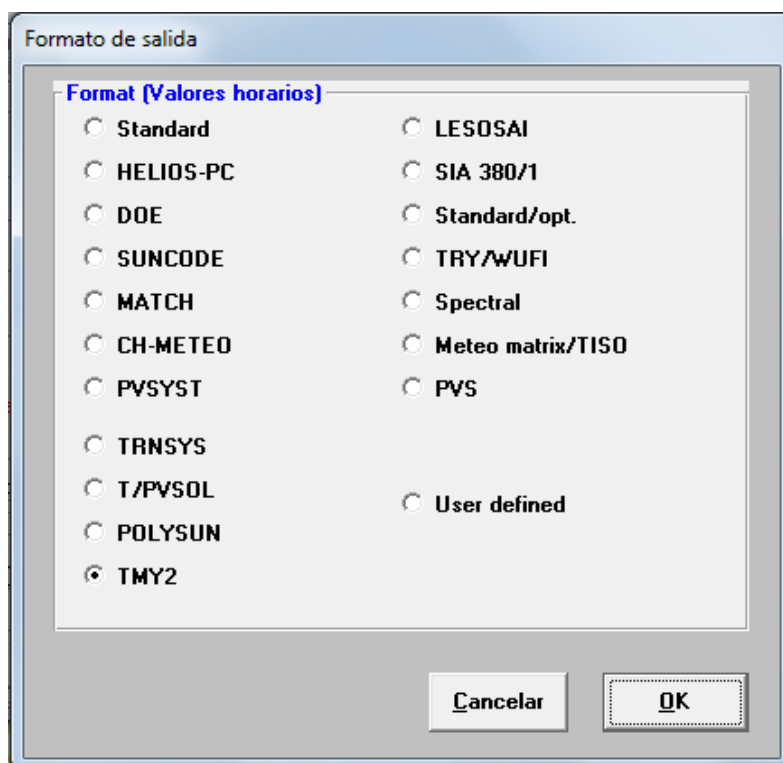


ILUSTRACIÓN 8 Pantalla formato de salida METEONORM

Se Guardan.

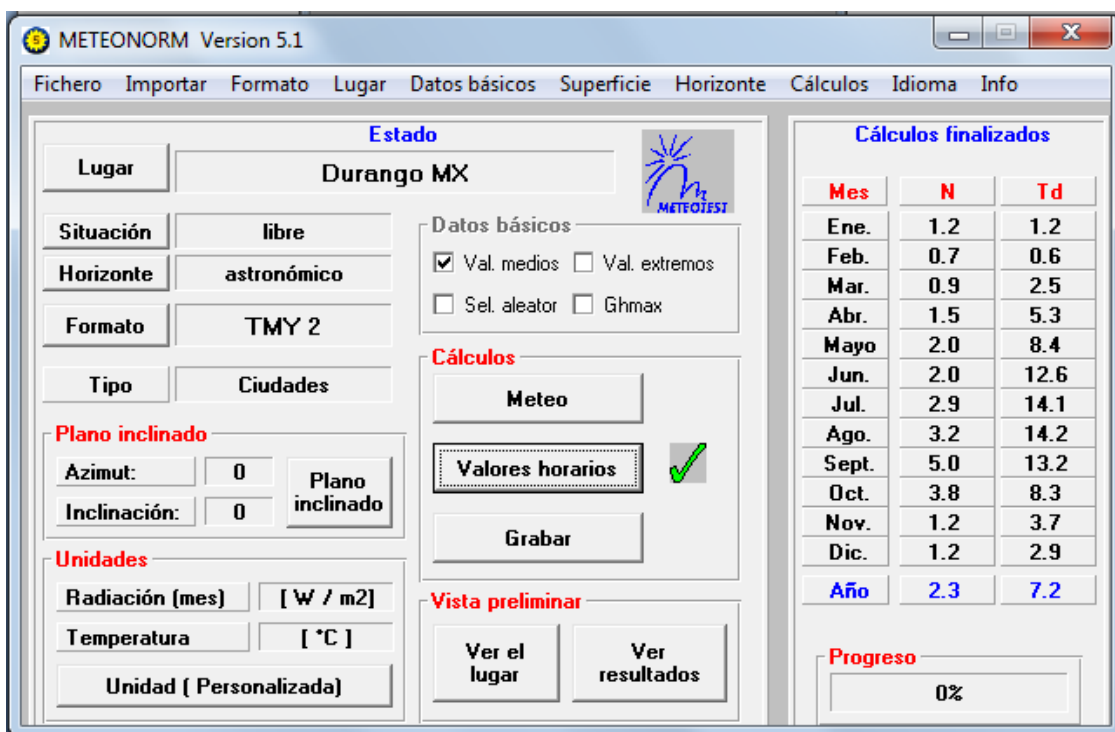


ILUSTRACIÓN 9 Pantalla de inicio METEONORM

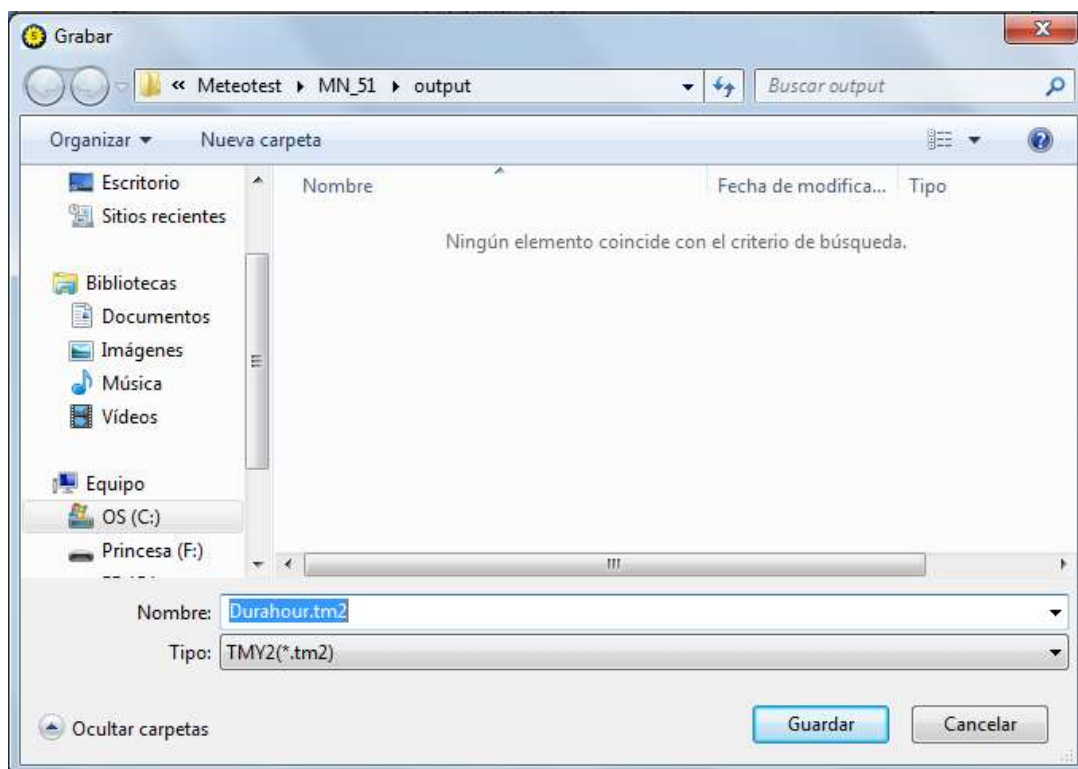


ILUSTRACIÓN 10 Pantalla grabar METEONORM

Se Procede a abrir el TRNSYS (Madison, 2009)

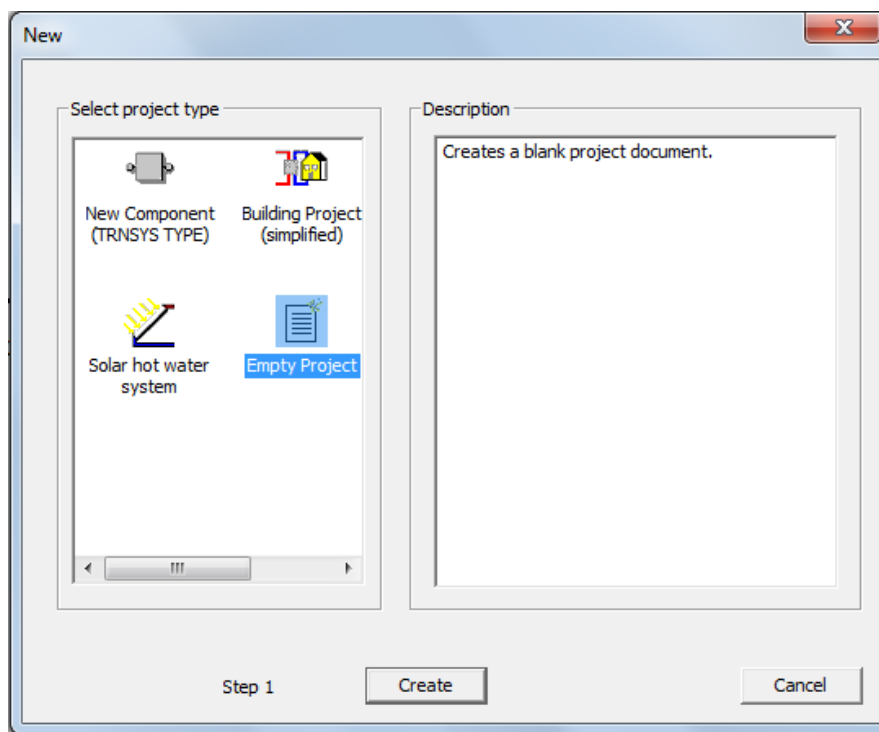


ILUSTRACIÓN 11 Pantalla crear nuevo proyecto TRNSYS

Se selecciona Weather Data Reading and Processing, buscamos la carpeta de nombre TMY2 y arrastramos hasta la hoja en blanco Type109-TMY2. (Madison, 2009)

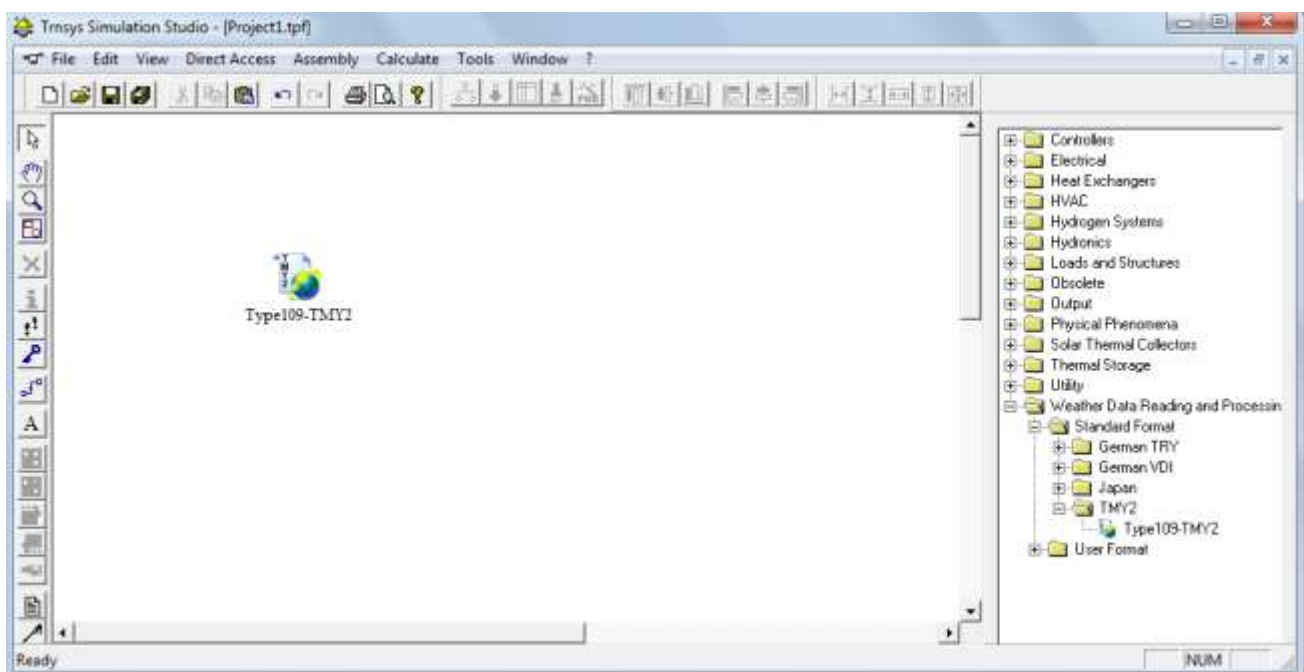


ILUSTRACIÓN 12 Pantalla proyecto TRNSYS

Se presiona doble click sobre Type 109-TMY2 y seleccionamos external file. (Madison, 2009)

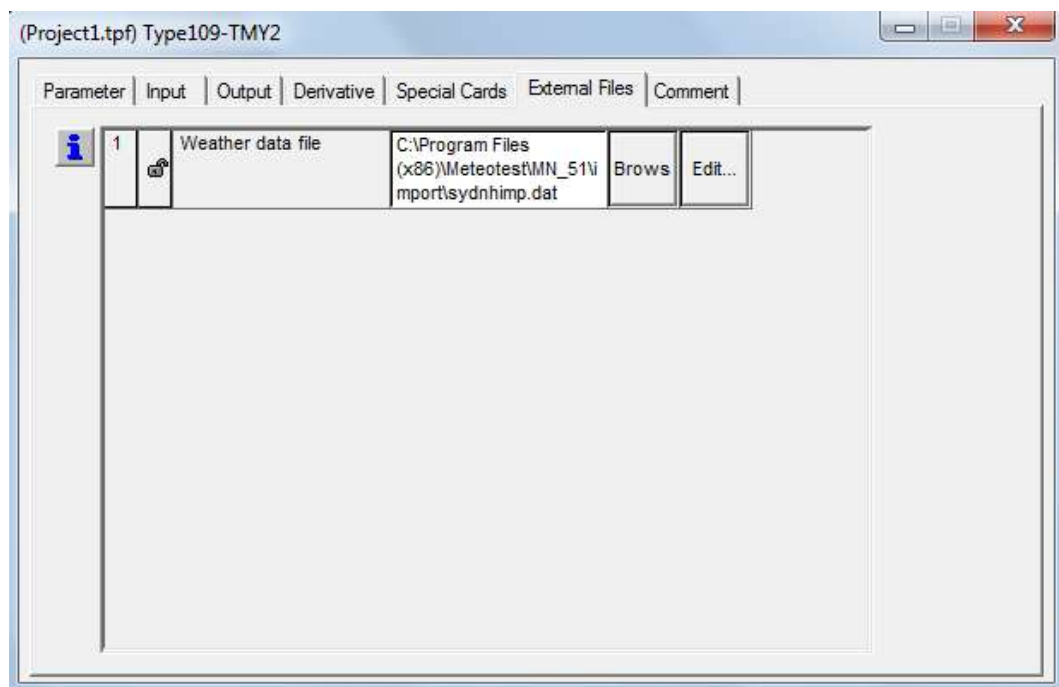


ILUSTRACIÓN 13 Pantalla propiedades Type 109-TMY2 TRNSYS

Se selecciona la opción Brows y se buscamos el archivo creado en el software METEONORM

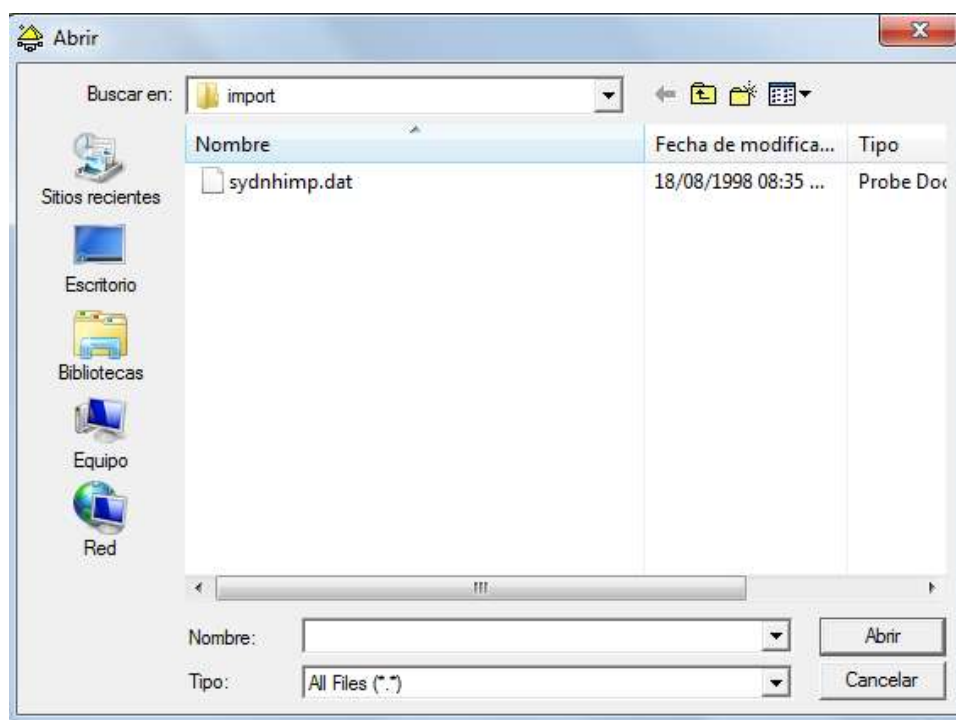


ILUSTRACIÓN 14 Pantalla Brows TRNSYS

Estos serán los datos de entrada.

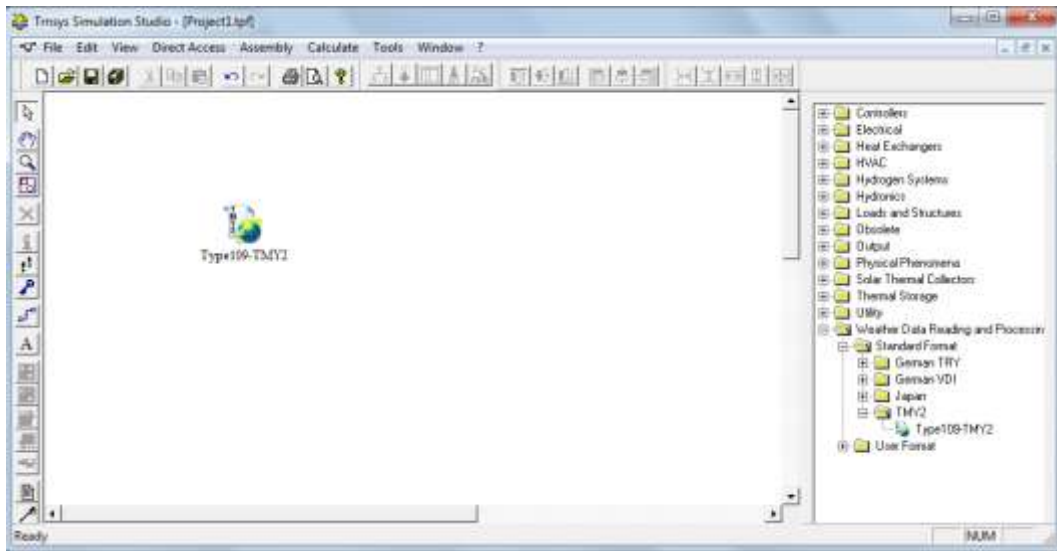


ILUSTRACIÓN 15 Pantalla proyecto TRNSYS

Para generar los datos de salida se procede a seleccionar la carpeta Output-TRNSYS-Supplied Units-Type25a lo seleccionamos tres veces para obtener datos diarios, mensuales y anuales. De la carpeta Utility abrimos la carpeta integrators-Quantity Integrator TYPE24 esto nos permitira integrar el cambio de unidades del TYPE57 ubicada en la misma carpeta Utility en la carpeta Unit Conversion Routine. Se une cada uno de los Type, sobre cada línea de color azul se presiona dos veces para especificar la función que requerimos. (trnsys, 2009)

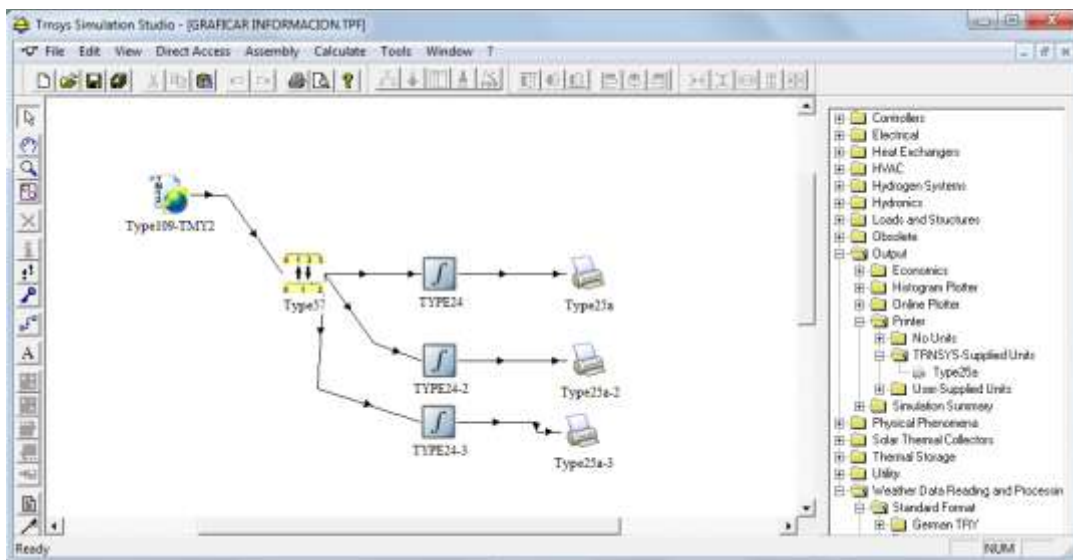


ILUSTRACIÓN 16 Pantalla proyecto TRNSYS con Type 25a, Type 24, Type 57

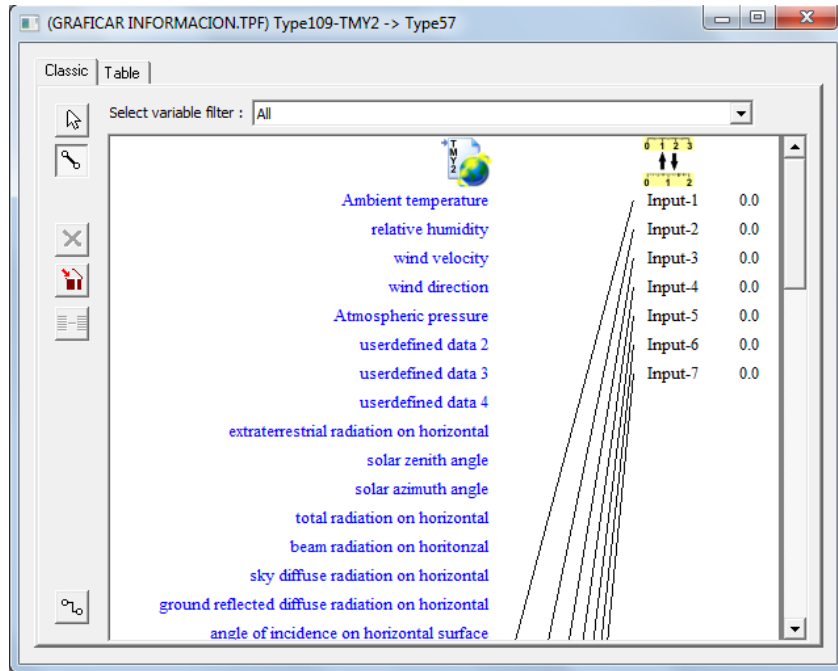


ILUSTRACIÓN 17 Pantalla graficar información TRNSYS



ILUSTRACIÓN 18 Pantalla graficar información TRNSYS

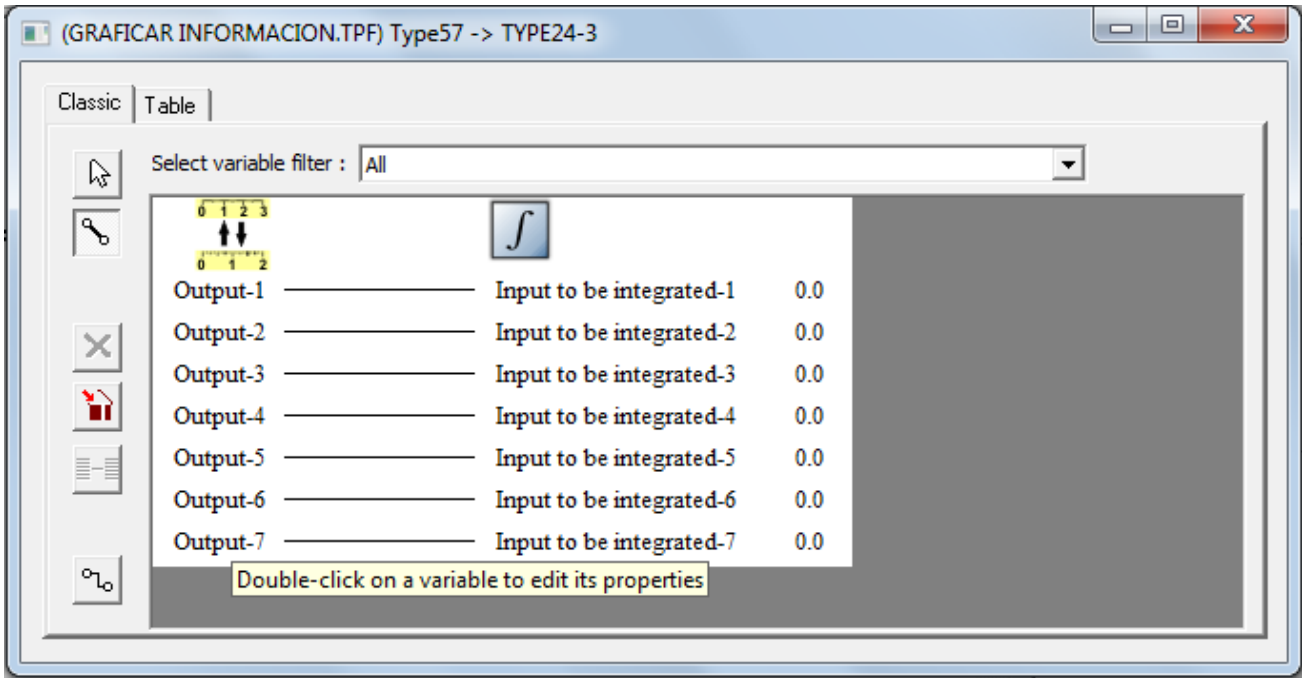


ILUSTRACIÓN 19 Pantalla graficar información Type57-Type24 TRNSYS

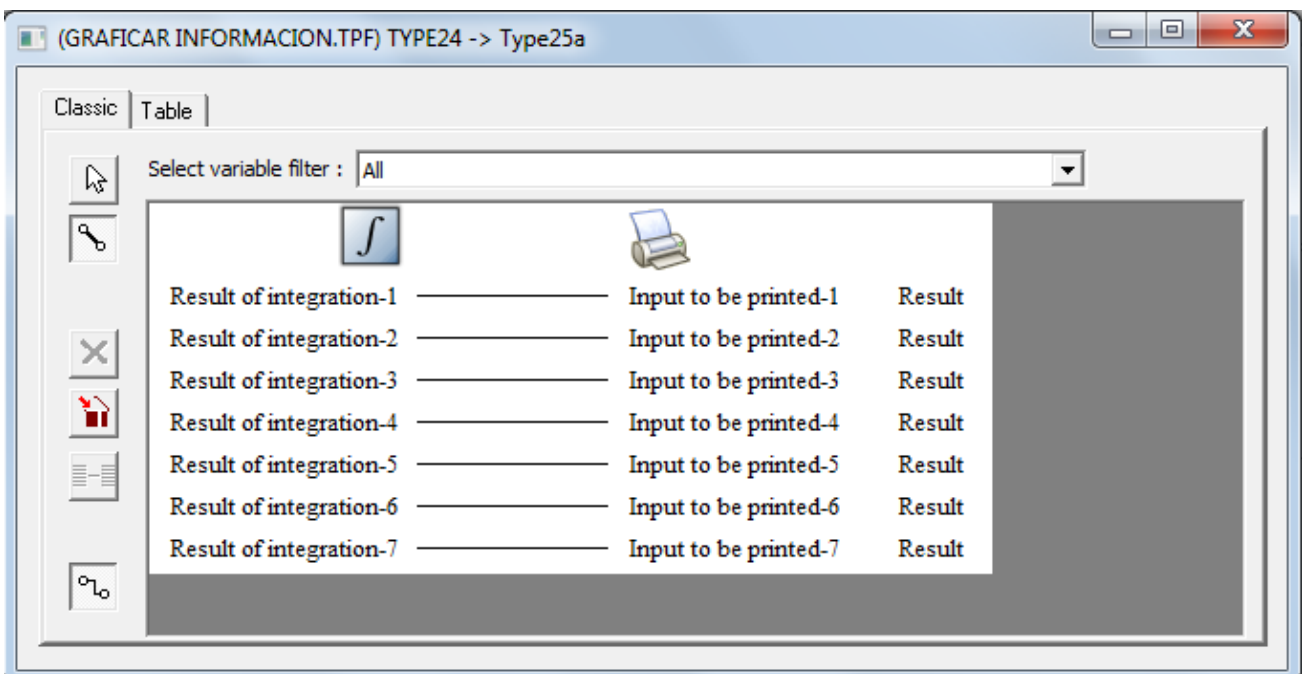


ILUSTRACIÓN 20 Pantalla graficar información Type24a-Type25a TRNSYS

En cada Type25a indicaremos los datos de salida a evaluar en este caso son los datos de radiación anual, mensual y diaria. (trnsys, 2009)

Los datos serán ingresados como se muestran en las siguientes imágenes.

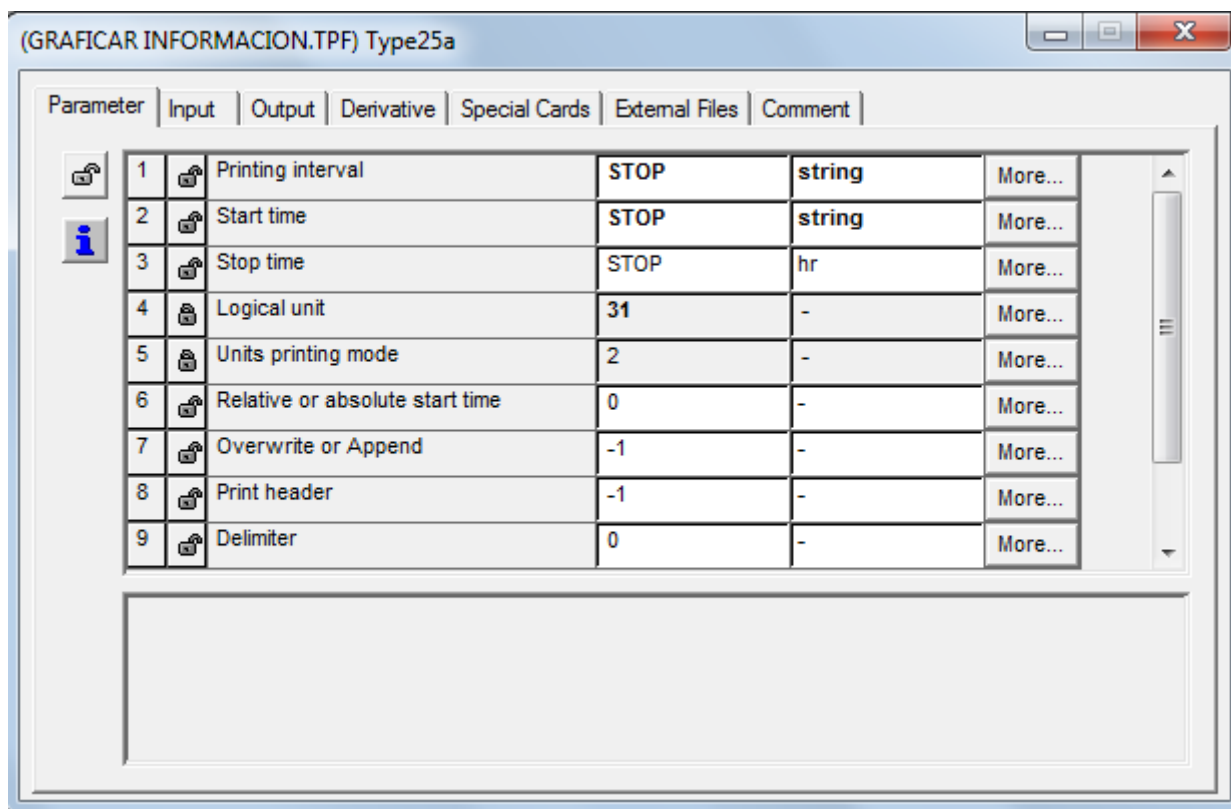


ILUSTRACIÓN 21 Pantalla graficar información Type25a anual TRNSYS

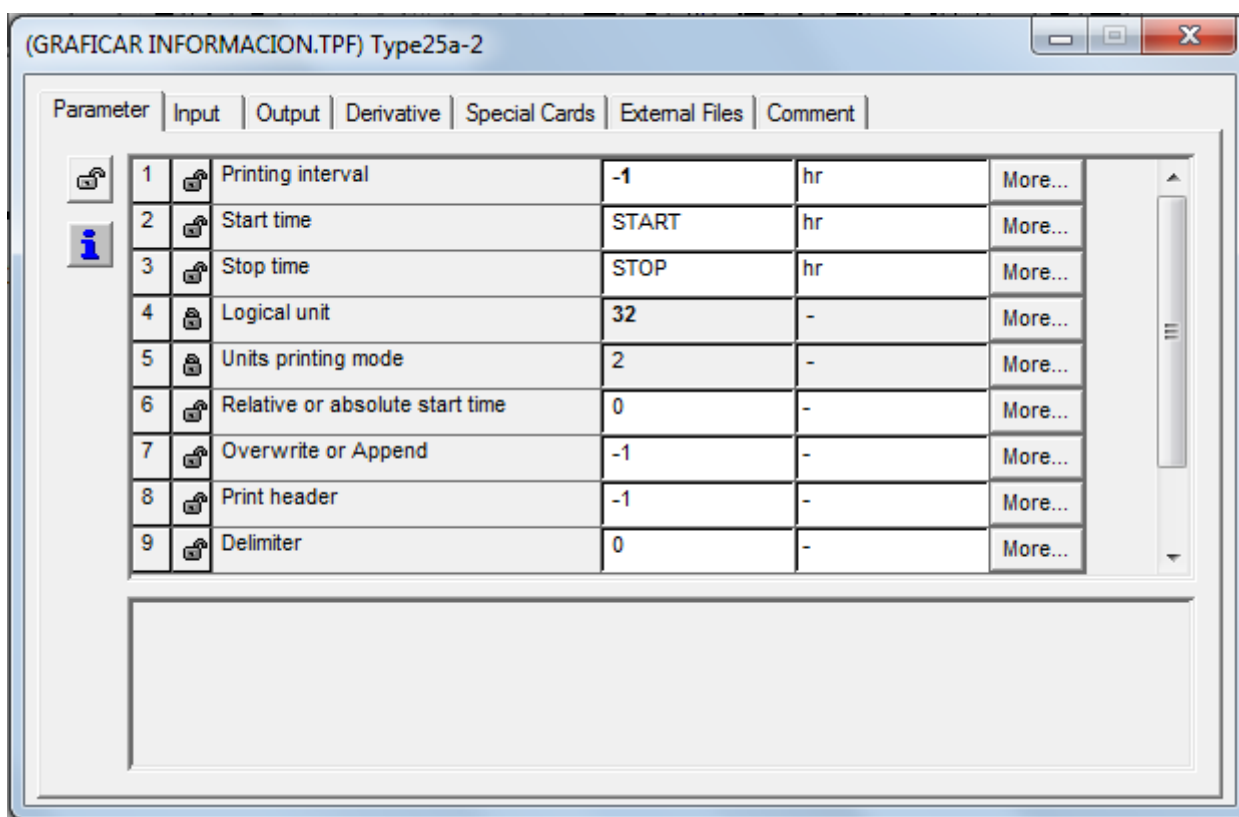


ILUSTRACIÓN 22 Pantalla graficar información Type25a mensual TRNSYS

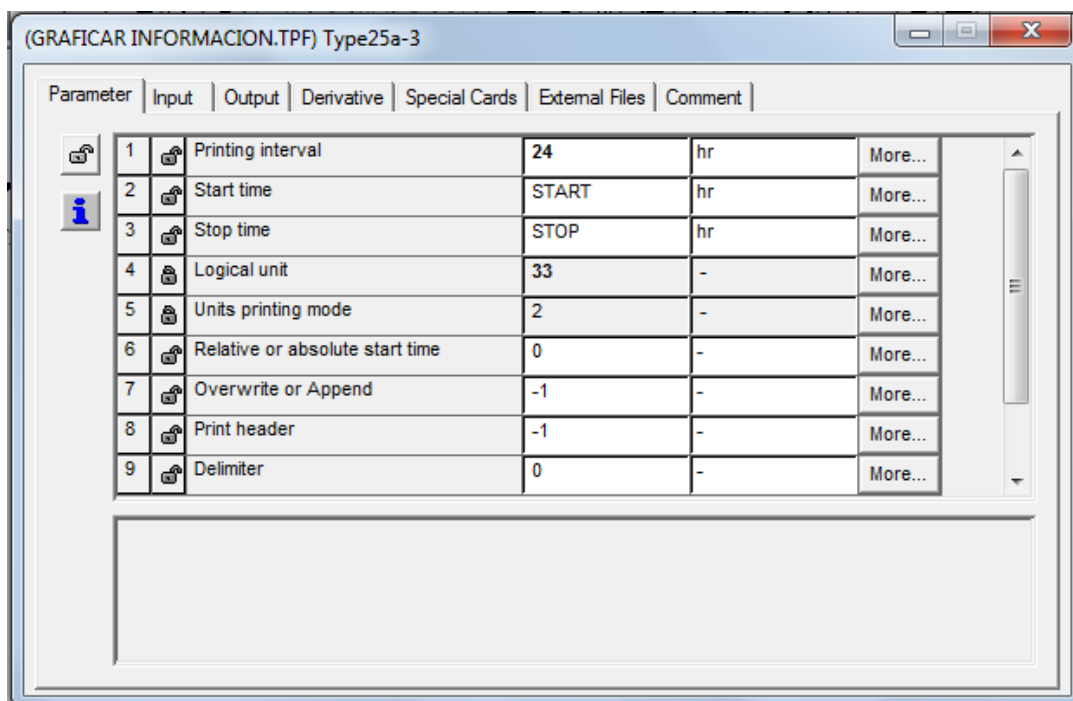


ILUSTRACIÓN 23 Pantalla graficar información Type25a diario TRNSYS

En printing interval se indicara STOP para que nos arroje los datos anuales, para el mensual -1 y para el diario 24. (trnsys, 2009)

Después de realizar lo anterior se seleccionara external files, en la cual indicaremos que los datos de salida los requerimos en extensión .xls

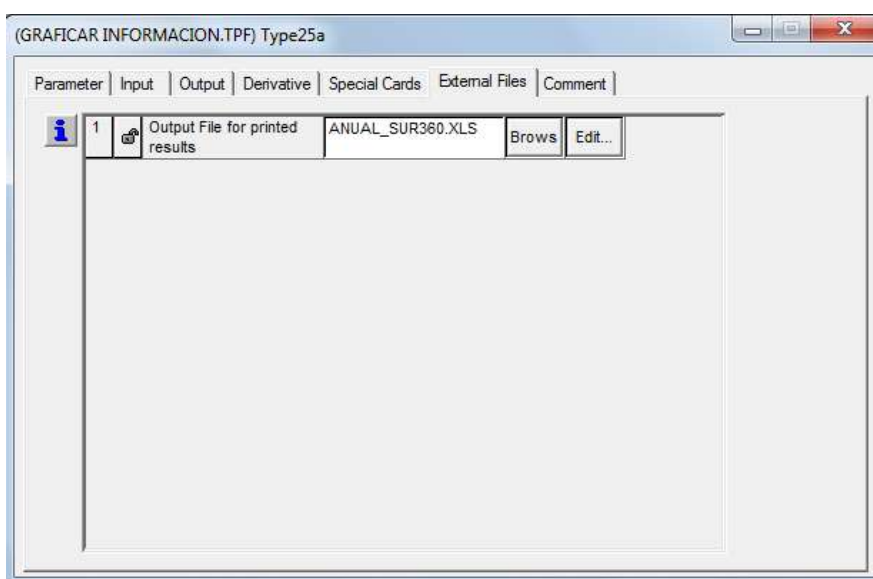


ILUSTRACIÓN 24 Pantalla graficar información Type25a datos de salida TRNSYS

Corremos el programa y aparecerá la siguiente ventana.

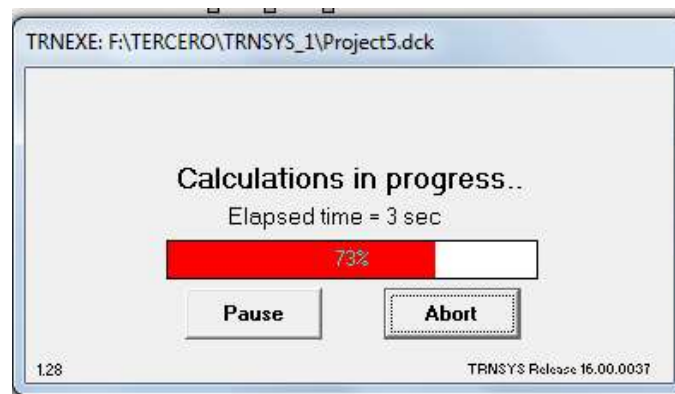


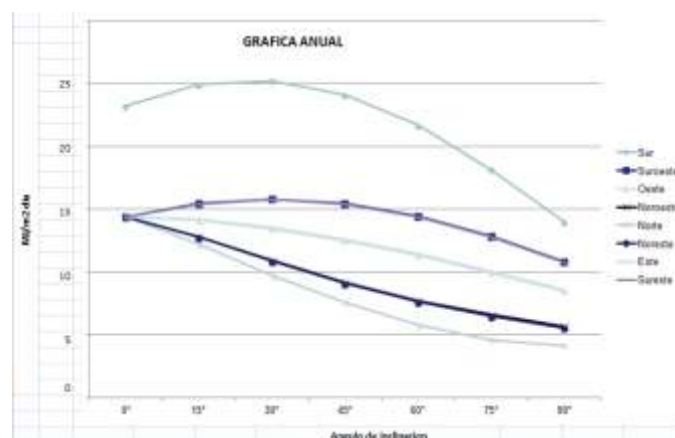
ILUSTRACIÓN 25 Pantalla cálculos TRNSYS

El programa automáticamente realizara la evaluación del sistema a evaluar con los datos que ingresamos en formato .xls

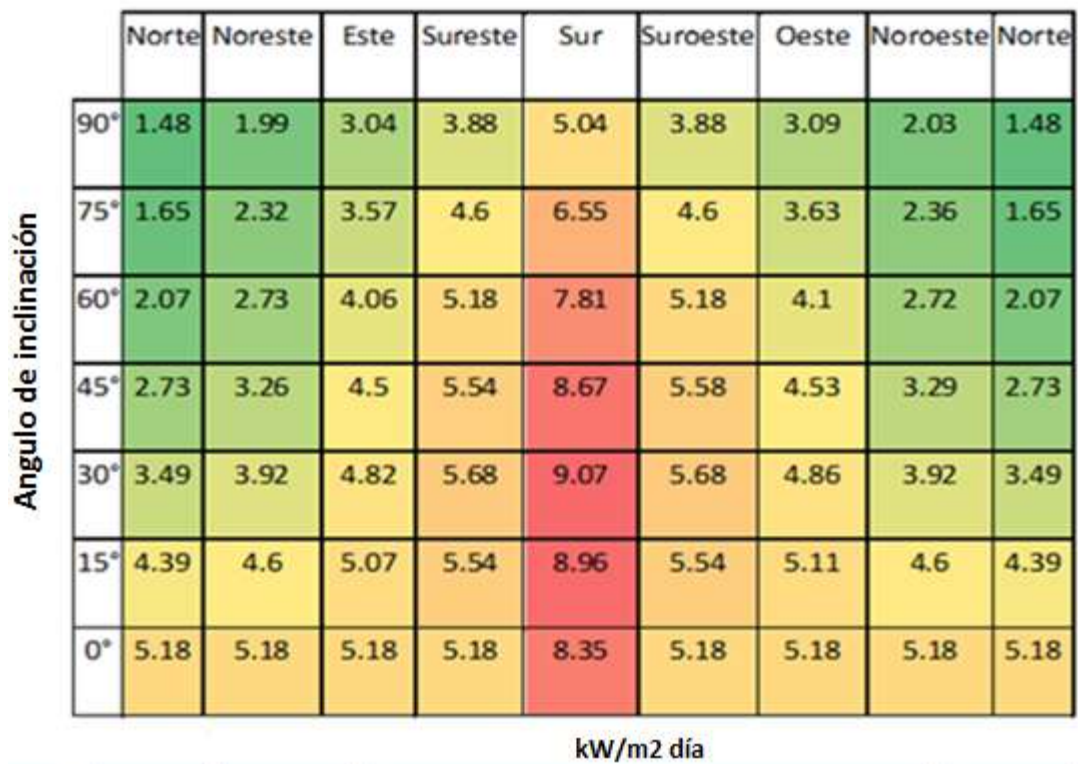
Aprovechando las propiedades del software también se determino cual es el ángulo de inclinación optimo para el mejor aprovechamiento de la energía recibida.

Como se ve en la grafica, la mejor orientación del colector solar es al SUR. La inclinación del sistema si se deseara dejar fijo durante todo el año para la ciudad de Durango está entre 15° y 30° según la grafico con orientación sur. Si la inclinación del sistema se cambiara con respecto a los meses se tendría que del mes de Enero al mes de Abril se colocaría con una inclinación de 30°, del mes de Abril al mes de Agosto se colocaría con una inclinación de 0° y del mes de Agosto a Diciembre se colocaría con una inclinación de 45°. Datos que no varían mucho en relación a las inclinaciones sacadas con el método matemático S_1 , S_2 y S_3 . Los valores de radiación expresados en la grafica están en kWh/m^2 .

GRAFICA 4 Grafica anual



GRAFICA 5 Grafica anual



La inclinación óptima de mayor captación de acuerdo a los análisis se puede apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 21 Potencia de acuerdo a los análisis

Angulo	Modelo Cooper y Liu Jordan	Potencia (MJ/m ² día)	Angulo	Meteonorm y TRNSYS	Potencia (MJ/m ² día)
24.03°	Anual S1	7.32	30°	Anual	9.03
36.04°	Invierno S2	7.17	45°	Invierno	8.67
12.01°	Verano S3	7.25	15°	Verano	8.96

En base a estos datos, el mes de mayor irradiación solar diaria corresponde a mayo, siendo esta de 7.15 Kwh/m².día.

No obstante lo anterior, se dimensionará la instalación teniendo en cuenta la media mensual de mayor radiación, tal como se muestra a continuación.

Los resultados mensuales medios se recogen en la siguiente tabla, donde se ha considerado que los paneles se disponen en orientación Sur, con una inclinación de 30°.

TABLA 22 Radiación global en el plano horizontal diario promedio mensual (HG,H,d)

Mes	kWh/m ² día
Enero	4.42
Febrero	5.35
Marzo	6.62
Abril	7.01
Mayo	7.15
Junio	6.64
Julio	5.97
Agosto	5.84
Septiembre	5.34
Octubre	5.4
Noviembre	4.81
Diciembre	4.17

Ahora es necesario introducir un concepto muy importante, las horas de pico solar HPS (h), definido como las horas de luz solar por días equivalentes, pero definidas en base a una radiación I (kW/m²) constante de 1kW/m², a la cual está siempre medida la potencia de los paneles solares. Es un modo de estandarizar la curva diaria de radiación solar:

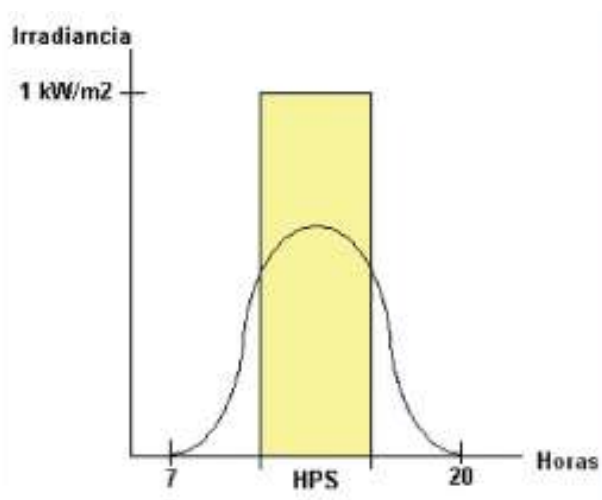


ILUSTRACIÓN 26 Definición de las horas solar pico

Como puede verse en la figura, el área definida por el rectángulo (radiación en base a las horas de pico solar), es igual al área definida por la curva horaria de radiación real.

La irradiación H (kWh/m²) es igual al producto de la irradiación de referencia I (1kW/m²) por las horas de pico solar HPS (h). Luego entonces los valores numéricos de la radiación y horas de pico solar son iguales.

$$H \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) = I(1\text{kW}/\text{m}^2) \cdot \text{HPS}(\text{h}) \quad (\text{ec.26})$$

Según la ecuación 1, los valores numéricos de la tabla siguiente son igualmente válidos para las horas de pico solar.

TABLA 23 Horas pico solar (h)

Mes	kWh/m ² día
Enero	4.42
Febrero	5.35
Marzo	6.62
Abril	7.01
Mayo	7.15
Junio	6.64
Julio	5.97
Agosto	5.84
Septiembre	5.34
Octubre	5.4
Noviembre	4.81
Diciembre	4.17

Como se puede ver en la tabla de radiación, los valores de las horas de pico solar varían cada mes.

Configuraremos la instalación fotovoltaica a instalar, eligiendo el inversor y paneles adecuados, para generar 20 kW.

Dimensionado de la instalación fotovoltaica

Inversor

Partiremos de la potencia nominal a instalar 20 kW y dimensionaremos el inversor en función de ella (<http://www.jema.es/cas/catalogo/inversorfotovoltaicostringycentral/>).

Se instalara una potencia pico entre 10 y 20 % superior a dicha potencia nominal, ya que la producción real casi nunca alcanza dicho valor pico. En función de la potencia y valores de entrada del inversor, escogeremos la disposición de los módulos en string.



ILUSTRACIÓN 27 *Inversor JEMA SOLAR IF-20*

TABLA 24 *Características del Inversor JEMA SOLAR IF-20*

Tensión de entrada máxima MPP	750 V
Tensión de entrada mínima MPP	410 V
Tensión máxima c.d	900 V
Corriente máxima	60 A
Potencia nominal	20 kW

El inversor elegido es el modelo Inversor JEMA SOLAR IF-20 fabricado por la empresa JEMA es líder en el sector de electrónica de potencia. entre sus características generales ofrece un rendimiento energético máx. 98%, distorsión armónica menor del 3%, vigilancia anti-isla con desconexión automática, protecciones contra sobre-tensiones, sobre-temperatura, control y monitorización: comunicaciones de serie RS485 MODBUS y protocolos abiertos, regulación del factor de potencia.

Panel solar



ILUSTRACIÓN 28 Panel S60PC SOLARTEC

156mm Polycrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Policristalino										
Model / Modelo	S60PC-225		S60PC-230		S60PC-240		S60PC-245		S60PC-250	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Open circuit voltage (V _{oc}) / Voltaje de circuito abierto	37.00 V	34.10 V	37.17 V	34.30 V	37.51 V	34.60 V	37.68 V	34.80 V	37.85 V	35.00 V
Optimum operating voltage (V _{mpp}) / Voltaje en el punto de máxima potencia	29.12 V	27.10 V	29.32 V	27.40 V	29.72 V	28.10 V	29.92 V	28.30 V	30.12 V	28.60 V
Short circuit current (I _{sc}) / Corriente de cortocircuito	8.23 A	6.66 A	8.31 A	6.73 A	8.48 A	6.86 A	8.57 A	6.94 A	8.65 A	7.00 A
Optimum operating current (I _{mpp}) / Corriente en el punto de máxima potencia	7.73 A	6.07 A	7.84 A	6.14 A	8.08 A	6.29 A	8.19 A	6.37 A	8.30 A	6.45 A
Maximum power (P _{max}) / Potencia máxima	225 W	164.4 W	230 W	168.2 W	240 W	176.5 W	245 W	180.4 W	250 W	184.5 W
Module efficiency / Eficiencia del módulo	13.76%		14.07%		14.68%		14.98%		15.29%	

ILUSTRACIÓN 29 Características panel S60PC

El modulo solar SOLARTEC S60PC utiliza 60 celdas solares de última generación, ofrece una eficiencia de hasta 15.29%. Entrega una mayor energía en condiciones de potencia máxima, debido al reducido valor de coeficiente de voltaje-temperatura. (<http://www.solartec.mx/doctos/modulos/poli/S60PC.pdf>)

Numero de paneles

Debemos tener en cuenta que a partir de 20 kW nominales calcularemos la potencia pico que debemos instalar un 10% superior a dicho valor, de modo que la potencia pico de la instalación será de unos 22 kWp.

Se determinara el número adecuado de paneles, que nos permita aproximarnos a la potencia pico admitida por el inversor.

$$\text{Numero de paneles} = \frac{22\,000\,W}{230\frac{W}{\text{panel}}} = 95.6521 \quad (\text{ec.27})$$

Debemos tener cuidado de no sobre pasar el valor máximo de tensión admitida a la entrada del inversor. Seleccionaremos un valor de 96 paneles.

Calculamos el numero de paneles por string a emplear en la instalación, teniendo en cuenta que la tensión máxima y mínima del string no puede ser superior o inferior a la del MPP (punto máximo de potencia) del inversor. Considerando que la temperatura de la celda varía entre -15 °C y 70 °C.

$$V_{oc}(T_{min}) = 34.30 + \left(-\left(\frac{0.38}{100}\right) * 36.9\right)(-15 - 25) = 38.82\,V \quad (\text{ec.28})$$

$$V_{MPP}(T_{max}) = 27.4 + \left(-\left(\frac{0.38}{100}\right) * 27.4\right)(70 - 25) = 27.2515\,V \quad (\text{ec.29})$$

Con los datos anteriores obtenemos, el número mínimo y máximo de paneles que podemos emplear, teniendo en cuenta que la tensión máxima no debe sobrepasar los 750 V del inversor y la tensión mínima no debe ser menor a 410 V del inversor.

$$\frac{750V}{38.82\frac{V}{\text{panel}}} = 19.31\,paneles \quad (\text{ec.30})$$

$$\frac{410V}{27.2515\frac{V}{\text{panel}}} = 15.04\,paneles \quad (\text{ec.31})$$

De igual forma se obtiene el número de paneles en serie, paralelo y el número de ramas que conformarían nuestro sistema.

$$N_{ps} = \frac{750V}{37.17 \frac{V}{\text{paneles}}} = 20.17 \text{ paneles} \quad (\text{ec.32})$$

$$N_{pp} = \frac{60A}{8.31 \frac{A}{\text{panel}}} = 7.22 \text{ paneles} \quad (\text{ec.33})$$

$$N^{\circ} \text{ ramas} = \frac{96 \text{ paneles}}{20 \text{ paneles}} = 5 \text{ ramas} \quad (\text{ec.34})$$

Conexión entre módulos fotovoltaicos

El dimensionado de los conductores que constituyen el subsistema de transporte de la energía eléctrica, se realizara cumpliendo las prescripciones indicadas en la normativa de aplicación vigente.

Para la instalación se han escogido cables formados por conductores flexibles de Cu, aislados con polietileno reticulado (XLPE), y cubiertos de policloruro de vinilo (PVC). De acuerdo con lo especificado en la normativa vigente, la temperatura máxima admisible en los conductores de estos cables, en servicio permanente es de 90°C, y en cortocircuito puede llegar hasta 250°C. Las intensidades máximas, en régimen permanente, para estos cables aislados, instalados al aire, para una temperatura ambiente de 40°C son las indicadas en la siguiente tabla.

TABLA 25 Intensidad máxima admisible en amperios a temperatura ambiente de 75°C y 90°C

Sección nominal (mm ²)	Intensidad máxima (A) (Tmax conductor: 90°C) Dos cables unipolares	Intensidad máxima (A) (Tmax conductor: 75°C) Dos cables unipolares
1,5	27	18
2,5	36	25
4	48	33
6	64	44
10	85	59
16	115	80
25	155	108
35	190	133
50	225	157

Conexión entre inversor

Las intensidades de cortocircuito ($I_{sc,mod}$), y las tensiones en circuito abierto ($V_{oc,mod}$) de los módulos fotovoltaicos facilitadas por los fabricantes, corresponden a unas condiciones de ensayos estandarizadas, de $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^2$ de irradiancia, AM = 1,5 G y a una temperatura del módulo fotovoltaico de 25°C . Teniendo en cuenta que la irradiancia puede alcanzar valores de $1200 \text{ W}\cdot\text{m}^2$ y la temperatura habitual de funcionamiento de los paneles puede ser de 75°C o superior, la intensidad máxima suministrada por los módulos debe estar sobredimensionada en un 25%.

Por consiguiente la intensidad máxima suministrada por los módulos se tomara igual a:

$$I_{max, mod} = 1.25 * 8.31 \text{ A} = 10.3875\text{A} \quad (\text{ec.35})$$

Hay que considerar que la caída de tensión del cable ha de ser del 2 % y que la distancia entre las cajas string y el inversor serán de unos 20 metros.

- Sección nominal de los cables de conexionado el inversor es:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \phi}{\Delta V} = \frac{2 * 0.01724 * 20 * 10.3875 * 0.9}{0.02 * 230} \approx 2.5 \text{ mm}^2 \quad (\text{ec.36})$$

$$I_{sc, max} = \frac{\Delta V}{R_{cable}} = \frac{0.02 * 230}{\frac{2 * 0.01724 * 20 * 0.9}{2.5}} = 18.53\text{A} \quad (\text{ec.37})$$

Elección del cable a utilizar

Para esta parte de la instalación, se utilizaran cables de PIRELLI modelo PERIPLO FLEXIBLE H05V-K / H07V-K, el conductor es de cobre electrolítico, con una flexibilidad de clase 5 y una temperatura máxima de 70°C en servicio permanente y 160°C en cortocircuito, el aislamiento esta hecho de mezcla de policloruro de vinilo (PVC), tipo T11. Según marca la normativa actual, los conductores circularán por el interior de tubos empotrados, los tubos podrán ser rígidos, flexibles o curvables y sus características mínimas se describen en la siguiente tabla.

TABLA 26 Características técnicas del cable PIRELLI modelo PERPLO FLEXIBLE H05V-K/H07-K

Sección nominal 2mm	Espesor del aislamiento en mm	Diámetro exterior mm	Peso total Kg/Km	Resistencia del conductor a 20°C. Ω /Km
1 x 0,5	0,6	2,5	9	39
1 x 0,75	0,6	2,7	12	26,5
1 x 1	0,6	2,8	14	19,5
1 x 1,5	0,7	3,4	20	13,3
1 x 2,5	0,8	4,1	31	7,98
1 x 4	0,8	4,8	45	4,95
1 x 6	0,8	5,3	64	3,3
1 x 10	1	6,8	110	1,91
1 x 16	1	8,1	160	1,21
1 x 25	1,2	10,2	250	0,78
1 x 35	1,2	11,7	350	0,554
1 x 50	1,4	13,9	510	0,386
1 x 70	1,4	16	700	0,272
1 x 95	1,6	18,2	900	0,206

Aparte de las pérdidas eléctricas calculadas, existen otros motivos por los cuales decrece el rendimiento de un sistema fotovoltaico, y los podemos enumerar de la siguiente manera:

- Rango de potencia del módulo fotovoltaico.
- Efecto de la temperatura.
- Pérdidas por suciedad.
- Pérdidas por inclinación y acimut.
- Pérdidas por sombras.
- Degradación fotónica.
- Pérdidas eléctricas.

Dimensionado del sistema de protección

Las funciones de maniobra (es decir, conexión y desconexión) y protección contra sobreintensidades, sobrecargas y cortocircuitos, van a recaer sobre un único dispositivo que será un interruptor diferencial. Estos dispositivos, actuarán como protecciones suplementarias ya que los convertidores instalados ya disponen de dispositivos de maniobra y protección. Debe tenerse en cuenta que estos dispositivos deben actuar diseñados para su empleo en corriente continua. Los dispositivos de protección deben cumplir los siguientes criterios:

Protección contra sobrecarga: $-I_B \leq I_N \leq I_Z - 1.45 I_Z \geq I_F$

Siendo: I_N : Intensidad nominal del dispositivo de protección I_B : Intensidad de utilización del cable o aparato I_Z : La intensidad máxima que puede soportar el cable o aparato I_F : La intensidad convencional del dispositivo de protección.

Protección contra cortocircuitos

El poder de corte del dispositivo de protección (PdC), debe de ser superior a la máxima intensidad de cortocircuito prevista en el punto de instalación.

$PdC \geq I_{sc,m\acute{a}x}$

Puesta a tierra

La toma de tierra estará formada por un electrodo, que se clavara horizontalmente en el suelo. Será de acero y recubierto de cobre, con un diámetro de 1,4 cm y longitud de 1500 cm. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra de los electrodos.

TABLA 27 Puesta a tierra de los electrodos

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad (Ωm)
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos.	50
Terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes.	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables.	3000

Por lo tanto la resistencia de la puesta a tierra de los electrodos será de:

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 50}{15m} = 6.7 \text{ohm} \quad (\text{ec.38})$$

Línea principal de tierra

Las líneas principales de tierra estarán constituidas por conductores aislados de cobre con un mínimo de sección de 16 milímetros cuadrados, según normativa vigente. Las conexiones en los conductores de tierra serán realizadas mediante dispositivos, con tornillos de apriete u otros similares, que garanticen una continua y perfecta conexión entre ellos.

Pararrayos

Ya que la instalación se encuentra situada en lugar elevado y tiene un riesgo muy alto de recibir descargas eléctricas (rayos), se ha tenido en cuenta como un posible riesgo de destrucción de la instalación, así que se ha optado por la utilización de pararrayos o descargadores, para protegerla. Se utilizaran una autoválvula de óxido metálico, que consiste en una resistencia variable con la tensión, unida a tierra. La sobretensión hace disminuir el valor de la resistencia y cuando la tensión sobrepasa el nivel de umbral, la autoválvula pasa al estado de conducción, estableciendo contacto con tierra. La autoválvula debe montarse lo más cerca posible de los paneles fotovoltaicos para así protegerlos y la toma de tierra debe ser inferior a 10, (en nuestro caso será de 6,7ohm)

Diodos de protección

Evita que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce una sombra. Los diodos de bypass protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie. Mientras que los diodos de bloqueo evitan que un grupo de paneles en serie absorba flujo o corriente de otro grupo conectado a él en paralelo, los diodos de bypass impiden que

cada modulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce sombra.

Diodos bypass

No será necesaria la colocación externa de este tipo de diodos, ya que los propios paneles que hemos seleccionado disponen de ellos en su caja de conexiones. Si no se colocasen estos paneles sería necesaria la colocación de estos diodos a no ser que los paneles los lleven incorporados para evitar que cada modulo adsorba corriente de otros por posibles sombras parciales.

Diodos de Bloqueo

Será necesaria la colocación de este tipo de diodos en cada una de las ramas en serie de 24V, para evitar que la corriente de otras ramas se descarguen a través de ella. Estos diodos tienen que ser capaces de soportar una corriente directa de 15 A y una corriente en inversa de 30 A.

Diseño en AutoCad y diagrama unifilar

Los módulos fotovoltaicos se instalaran con una orientación sur, con un ángulo de inclinación de 30° por razones de máximo aprovechamiento de la radiación solar. Los módulos serán montados sobre una estructura metálica resistente a la corrosión atmosférica, anclada a una cimentación sobre puesta en el suelo, suficiente para evitar el vuelco por la acción del viento (Messenger Roger A, 2003), (envisionsolar, 2012)

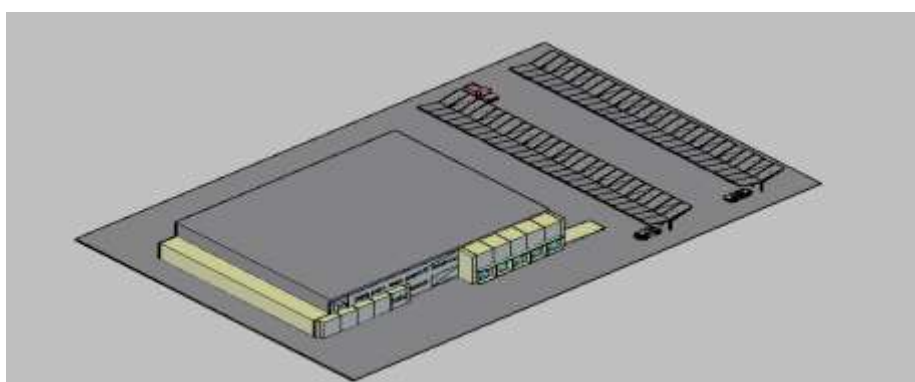


ILUSTRACIÓN 30 Vista superior estacionamiento CIERMAD

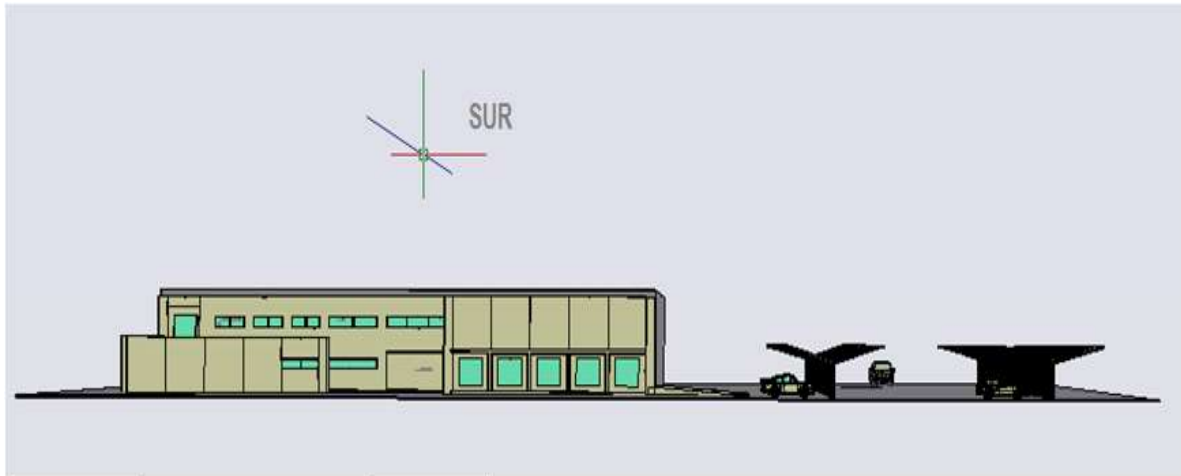


ILUSTRACIÓN 31 *Vista lateral estacionamiento CIERMAD*

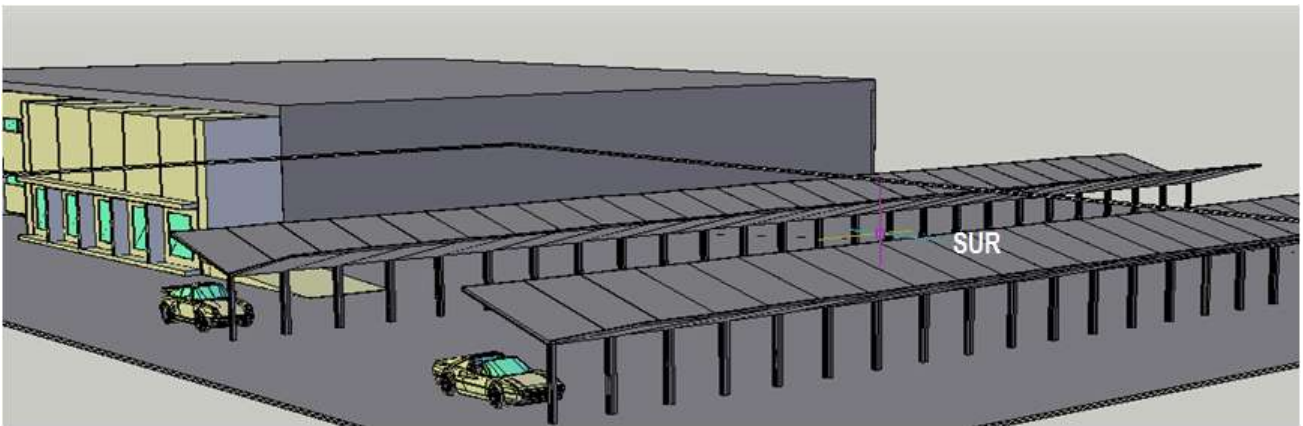


ILUSTRACIÓN 32 *Diseño estacionamiento CIERMAD*

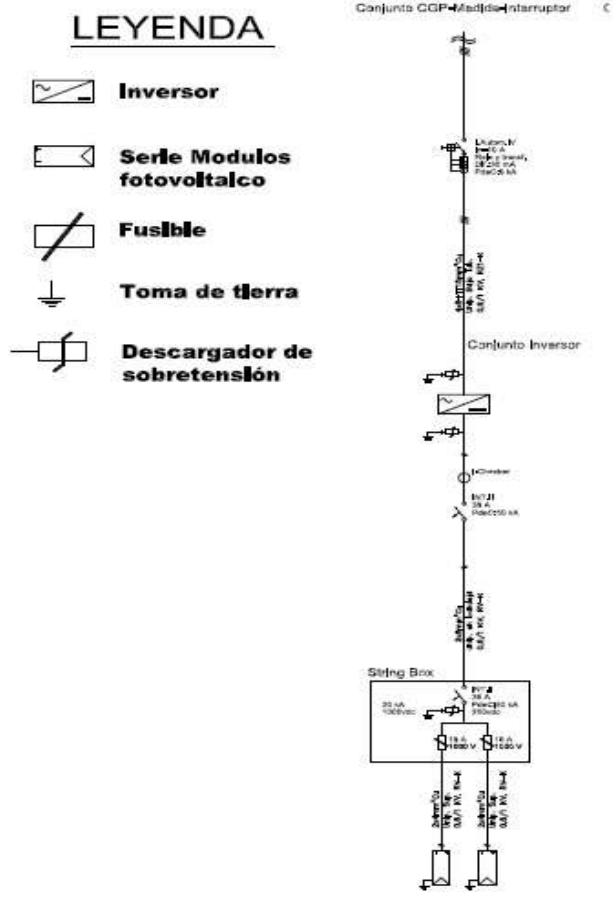


ILUSTRACIÓN 33 *Diagrama unifilar SFV*

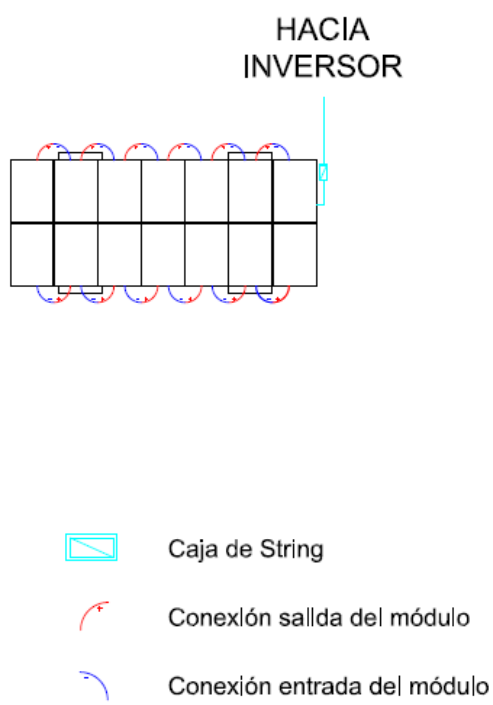


ILUSTRACIÓN 34 *String*

Tensión de interconexión

De acuerdo a la especificación **CFE G0100-04** el número de fases en la salida del inversor debe ser servicio trifásico a consumidores mayores de 10 kW. Con una tensión de 220 V/127 V. (CFE, 2012) (renovables, 2012)

Requisitos y especificaciones técnicas para la interconexión

La instalación debe cumplir con todas las consideraciones técnicas expuestas en el contrato de interconexión para fuente de energía renovable y cogeneración en baja tensión (BT) (ANEXO 1) que celebran Comisión Federal de Electricidad y el generador.

La Fuente de Energía Distribuida (FED) no deberá regular la tensión en el punto de interconexión. Así mismo no debe causar que la tensión de suministro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) salga de lo requerido por CFE.

Para la interconexión de la FED con el SEN, se requerirá contar con los dispositivos necesarios para sincronizar ambos sistemas.

Para los casos de esquemas de cogeneración, la FED entrará en paralelo con el SEN sin causar fluctuación de tensión mayor a $\pm 5\%$ de los niveles de tensión del SEN en el punto de interconexión y deberá cumplir con los requerimientos de disturbios que establezca CFE. La FED no debe energizar el SEN cuando el SEN esté desenergizado.

El FED deberá contar con los dispositivos de protección adecuados para desconectarse del SEN en caso de fallas en el propio SEN al cual se encuentra conectado, como se muestra a continuación.

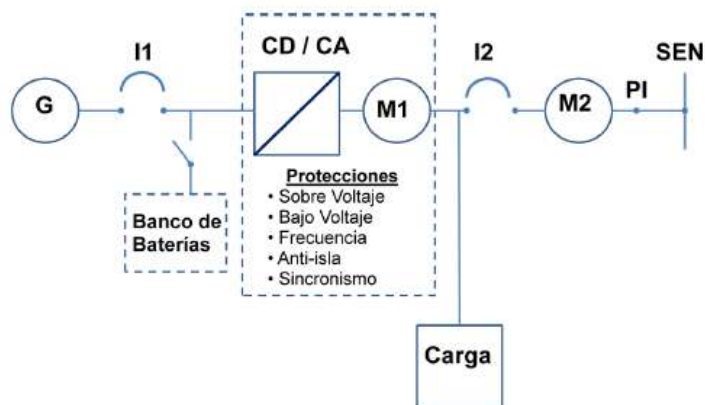


ILUSTRACIÓN 35 Dispositivos de protección

El uso del banco de baterías es opcional. El convertidor CD/CA es opcional de acuerdo al equipo usado para generar.

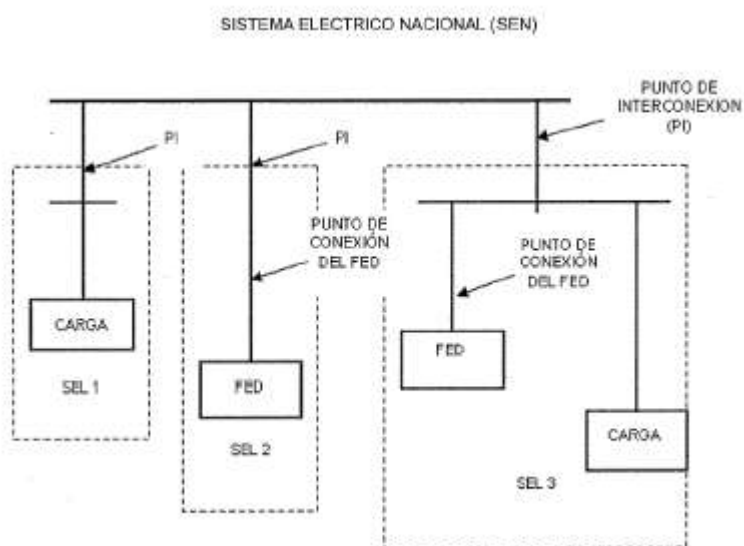


ILUSTRACIÓN 36 SEN

Debido a la magnitud de la capacidad de generación, este tipo de proyectos no requiere de dispositivos especiales de protección en el SEN

El generador debe asegurarse que sus instalaciones cuenten con dispositivos de control y protección, diseñados para prevenir la formación de una isla eléctrica involuntaria al ocurrir cualquier disturbio eléctrico. No se aceptará el uso de fusibles para proveer esta función.

El medidor M1 que se indica en la ilustración 36 tiene la función de registrar la generación total en kWh de la FED y deberá ser suministrado por el generador o integrado como parte del FED. El medidor M2 es el medidor de facturación.

El generador será responsable de operar, mantener y reparar sus instalaciones a fin de que éstas cumplan en todo momento con los requisitos de seguridad y confiabilidad de la operación en paralelo con el sistema.

Entre algunos puntos destacan:

- Se deberá contar dispositivos de desconexión accesibles.
- Deberá contar con dispositivos de protección adecuada para desconectarse del SEN.

- La protección en el PI deberá detectar el valor rms o a frecuencia fundamental de cada voltaje de fase a fase.
- Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los rangos dados, la protección en el PI deberá operar en los tiempo de rangos indicados en la misma.
- Después de un disturbio, el FED no deberá reconectarse hasta que el voltaje en el SEN este dentro de los limites pre-establecidos por CFE.

Practicas recomendadas

El *NEC* exige que se utilicen conductores de calibre 12 American Wire Gage (AWG) o superior, en los sistemas con tensiones por debajo de 50 voltios. Los cálculos de ampacidad derivados del Artículo 690, que den lugar a tamaños más pequeños de conductores, podrían invalidar las consideraciones del Artículo 720, pero algunos inspectores siguen las exigencias del Artículo 720 para los circuitos de continua, y el Código da poca información acerca de tamaños de conductores inferiores a 14 AWG, aunque la sección 690-31d facilita algunos consejos. (alternativaenergetica, 2009)

Los cables permitidos para la interconexión de módulos son: conductor simple, Tipo UF (Ramal Bajo Tierra –Identificado como Resistente a la Luz del sol), Tipo SE (Entrada del Servicio), o tipo USE (Entrada Bajo Tierra del Servicio). Se recomienda el uso de cable con hilos, para facilitar el mantenimiento de los módulos después de la instalación y por durabilidad. Desafortunadamente, el cable de conductor simple, con hilos, UF resistente a la luz del sol, no es fácil de conseguir y hay dudas sobre el uso del aislamiento de PVC encontrado en los cables UF, en circuitos de continua y en presencia de humedad.

Se recomiendan los terminales grimpados en forma de anillo dentro de la caja de conexiones del modulo para asegurar que todos los hilos del conductor se conectan al terminal de tornillo. Si se usan tornillos de fijación, entonces pueden utilizarse terminales con forma de horquilla, pero no deberían juntarse más de dos en un tornillo.

Cuando se emplean conductores bajo tubo, estos deben tener un aislamiento de al menos 90°C, como RHW-2 o XHHW-2. Los tubos instalados en lugares desprotegidos se consideran como si se instalaran en lugares húmedos. Estos tubos pueden retener agua en puntos bajos y, por tanto, en tubos al aire o enterrados sólo se permiten conductores

especificados para lugares húmedos. El tubo puede ser tubo eléctrico metálico (EMT) de pared gruesa o delgada, y si es rígido, se usa tubo no metálico, debiendo usarse tubo eléctrico (gris) de PVC (Lista 40 o Lista 80), en vez de tubo de fontanería de PVC.

El cable UF bipolar (con conductor de tierra) y resistente a la luz del sol, se usa frecuentemente entre el cableado de interconexión del módulo y el dispositivo desconectador del campo FV. El color preferido es el negro, debido a su superior resistencia a la luz ultravioleta, pero el de color gris resulta duradero debido al aislante asociado con la cubierta del cable. Los empalmes de este cable, cuando se hagan en el exterior, deben protegerse en una caja de conexiones a prueba de lluvia, como la NEMA tipo 3R. También hay que usar abrazaderas. Los agujeros para los tornillos deberían sellarse con goma de silicona. Las abrazaderas usadas con esta caja deben estar homologadas para su uso en exteriores.

El tendido interior de cable al aire sólo se puede realizar con tipos de cable aislado como NM, NMC y UF. El cable no debería someterse a abusos físicos. Hay que proteger los cables que puedan verse sometidos a abusos físicos. El cable al aire de un solo conductor (usado normalmente entre las baterías y los inversores) no se usará excepto para la interconexión de módulos.

El Artículo 690-5 del *NEC* exige un dispositivo de detección de falla a tierra, interrupción y desconexión del campo FV, como protección contra incendios, si los paneles se montan en los tejados de casas particulares. Los paneles montados sobre el terreno no precisan este dispositivo. Se están desarrollando varios dispositivos que cumplan estos requerimientos, pero no hay ninguno comercialmente disponible. Estos aparatos pueden necesitar que el conductor de protección pase a través de ellos. Para minimizar costes, los dispositivos en desarrollo pueden sustituir al interruptor desconectador del campo FV e incorporar las siguientes funciones:

- Desconectador manual del campo FV
- Detección de falla a tierra
- Interrupción de falla a tierra
- Desconexión del campo FV
- Protección del cableado del campo FV contra sobreintensidades

Los dispositivos de detección de falla a tierra, interrupción y desconexión del campo deben llevar a cabo automáticamente las siguientes acciones, dependiendo del diseño particular:

- Detectar las corrientes de falla a tierra que excedan un valor determinado
- Interrumpir o reducir de forma significativa las corrientes de falla
- Abrir el circuito entre el campo y la carga
- Cortocircuitar el campo o subcampo FV

Estas acciones reducirían las tensiones del campo a valores casi nulos (minimizando los riesgos de descargas para las personas y el daño de los equipos) y servirían para que las corrientes de falla dejaran el camino de falla y volvieran a los conductores normales. Para la localización y reparación de la falla, habría que abrir el dispositivo que cortocircuita el campo.

Se han desarrollado dispositivos de falla a tierra para algunos sistemas con inversores conectados a la red y sistemas aislados, y otros están en fase de desarrollo. Si una versión del *NEC* especifica algún equipo no disponible comercialmente, la autoridad que tenga jurisdicción puede facilitar una suspensión del requerimiento

La práctica normal de instalaciones eléctricas exige que el equipo de entrada del servicio tenga dispositivos de protección contra fallas de corriente que puedan interrumpir las posibles corrientes de cortocircuito. Este requerimiento se aplica a cualquier sistema de acondicionamiento de potencia en el lado de la compañía suministradora, en una instalación FV. Si el servicio es capaz de entregar corrientes de falla superiores al poder de corte de los dispositivos contra sobreintensidades usados para conectar el inversor al sistema, entonces deben usarse dispositivos limitadores de corriente.

Hay muchas consideraciones a la hora de configurar los desconectores de un sistema FV. El Código Eléctrico Nacional trata primero la seguridad y luego otras exigencias. El diseñador FV también debe considerar el daño causado en el equipo por sobretensiones, opciones de rendimiento, limitaciones de equipo y coste. Un sistema fotovoltaico es un sistema de generación de potencia y es necesario un número mínimo de desconectores para tratar esa potencia. Los sistemas se mantienen por personal sin experiencia; por tanto, el sistema de desconexión debe diseñarse para proporcionar seguridad, fiabilidad y fácil ejecución.

Cada parte del equipo del sistema FV debe tener desconectadores para desconectarla de todas las fuentes de potencia. Los desconectadores deben ser cortacircuitos y deben cumplir con todas las previsiones del Artículo 690-17. Los interruptores de continua son caros; por tanto, la disponibilidad de interruptores de continua, de precio moderado, con especificaciones de hasta 48 voltios y 70 amperios podría incentivar su uso en todos los sistemas de 12 y 24 voltios. Los cortacircuitos pueden servir tanto de dispositivo de desconexión como de limitadores de corriente, cuando se colocan adecuadamente y se usan con sus especificaciones aprobadas. En sistemas sencillos, un interruptor que desconecte el campo FV y otro que desconecte la batería puede ser todo lo necesario.

Un inversor de 2 000 vatios en un sistema de 12 voltios puede entregar casi 200 amperios a plena carga. Los desconectadores deben estar especificados para soportar esta carga y tener un poder de corte adecuado. De nuevo, un cortacircuito para continua, homologado por *UL*, puede resultar menos costoso y más compacto que un interruptor y un fusible con las mismas características.

La autoridad de inspección local tiene la última palabra para determinar lo que es necesario y lo que es seguro y lo que no. Los razonamientos pueden conducir a una libre interpretación del Código. En una residencia nueva, parece apropiado instalar un sistema completo de corriente alterna, como se exige en el *NEC*.

Con esto se cumplirán los requisitos de la autoridad de inspección, la compañía financiera y la industria de seguros. Luego puede añadirse el sistema FV y su sistema de distribución de corriente continua. Si se usa un inversor, puede conectarse a la entrada del servicio de alterna. Los circuitos ramales y las tomas de continua se pueden añadir donde se necesiten. Si, o cuando, la energía de la red esté disponible, se puede integrar en el sistema con una dificultad mínima. Si más adelante se vende el edificio, cumplirá con las exigencias del *NEC* si tiene que inspeccionarse. El uso de centros de potencia homologados por *UL*, como el APT Power Center, facilitarán la instalación y la inspección.

Disposiciones legales y normas aplicadas

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Diario oficial de la federación 22 de diciembre de 1975, reformada en diciembre de 1993.

Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.

Diario Oficial de la Federación del jueves 31 de mayo de 1993, reformada el 25 de julio de 1997.

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en Materia de Aportaciones.

Diario Oficial de la Federación 10 de noviembre de 1998.

Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

Diario Oficial de la Federación 31 de octubre de 1995, reformada el 28 de noviembre de 2008.

Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

Diario Oficial de la Federación 28 de noviembre 2008.

Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

Diario Oficial de la Federación 2 de septiembre de 2009.

Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Diario Oficial de la Federación 3 de noviembre de 2005.

Norma Oficial Mexicana NOM-001 SEDE 2005, Relativa a las Instalaciones Destinadas al Suministro y Uso de la Energía Eléctrica.

Sistema General de Unidades de Medida (NOM 008-SCFI-1993).

Procedimiento para Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución. GOM-1520. CFE.

Normas de Distribución, Construcción de Líneas Aéreas. CFE.

Normas de Distribución, Construcción de Líneas Subterráneas. CFE.

Procedimiento para la Construcción de Obras por Terceros (PROTER). CFE.

Norma NRF-041 “Esquemas de Protección para Líneas de Transmisión y Distribución”.

Especificaciones CFE G0000-81 Características técnicas para relevadores de protección.
Abril 2008.

Especificaciones CFE GWH00-78 Watthorímetros Monofásicos y Polifásicos Eléctricos,
Clase de Exactitud 0.5

Resolución RES/054/2010 Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en mediana escala, y sustituyendo el modelo de contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala por el modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala. DOF. 08-04-2010.

Guía L0000-70 Calidad de la Energía: Característica y Límites de las Perturbaciones de los Parámetros de la Energía Eléctrica.

NEC 2002. Código Eléctrico Nacional / métodos de cableado (completa)

IEEE 928. IEEE Criterios recomendados para Terrestre sistemas de energía fotovoltaica

IEEE 929. Práctica recomendada para la interfaz de utilidad de los sistemas fotovoltaicos residenciales e Intermedio

IEEE 1262. Práctica recomendada para la calificación de los módulos fotovoltaicos

IEEE 1373. Recomendaciones Prácticas para los métodos de ensayo de campo y procedimientos para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

IEEE 1374. Seguridad Terrestre fotovoltaica de potencia del sistema

IEEE 1479. Prácticas para la Evaluación de la producción de Energía Fotovoltaica Módulo

IEEE 1513. Práctica recomendada para la calificación de las secciones Concentrador Receptor y módulos fotovoltaicos

IEC TC-82 IEC TC-82. Compendio de 25 de las normas relativas a las pruebas de rendimiento eléctrico y mecánico y la medición de los sistemas fotovoltaicos

ISO 9001. Norma de calidad internacional, compuesto por 20 segmentos, que trata todos los aspectos de diseño, fabricación y entrega de servicio

UL 1741. Norma para Inversores estáticos y carga los controladores para su uso en sistemas de energía fotovoltaica

ASTM. Compendio de ensayos y normas que pueden aplicarse a la construcción de sistemas fotovoltaicos integrados

ASCE 7-02. Carga mínima de diseño para edificios y otras estructuras

NEC-690 (métodos de cableado, puesta a tierra, tamaños y tipos de interruptores, fusibles y especifica la ubicación de los elementos en el sistema.)

CONCLUSIONES

Se determino mediante el modelo de **Cooper y Liu Jordan** y empleando el software de simulación **TRNSYS y Meteonorm**, que para el máximo aprovechamiento de la radiación, la inclinación optima de los paneles solares se recomienda sea de 30° orientado al sur. Con esta inclinación se estará captando una radiación de 9.03 kW/m² día.

Se logro el dimensionamiento y recomendaciones de instalación para el sistema SFV cumpliendo con la especificación **CFE G0100-04**.

Con la instalación se amortizara parte del consumo energético del **CIERMAD**, en especifico la iluminación de exteriores ya que se prevé será de 35.620 kW.

Existe cierta desinformación por parte de personal de CFE en cuestiones de interconexión de sistemas SFV al SEN, en media y alta tensión.

Bibliografía

ada consultores. (23 de julio de 2007). Recuperado el 8 de julio de 2012, de *ada consultores*:
<http://www.ada-c.com/es/conversor-co2.html>

alternativaenergetica. (2 de febrero de 2009). *alternativaenergetica*. Recuperado el 2 de marzo de 2012, de *alternativaenergetica*: <http://www.alternativaenergetica.com.mx/aplicaciones/contratointerconexion.html>

apsvalencia. (22 de febrero de 2010). *apsvalencia*. Recuperado el 4 de mayo de 2012, de *apsvalencia*:
<http://apsvalencia.com/2010/02/22/eficiencia-y-rendimiento-de-un-panel-solar-certificaciones/>

Benito, T. P. (2012). *Guía del Instalador de Energía sRenovables*. Madrid.

CFE. (29 de marzo de 2012). *CFE*. Recuperado el 30 de marzo de 2012, de CFE:
http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/Desarrollo_Sustentable/Paginas/Energia-renovable.aspx

Comunica RSE. (25 de julio de 2011). Recuperado el 3 de febrero de 2012, de *Comunica RSE*:
<http://comunicarseweb.com.ar/?Electricidad+en+la+oficina+con+paneles+solares+del+estacionamiento&page=ampliada&id=4202>

Durango Gobierno del Estado. (1 de enero de 2010). Recuperado el 23 de 2 de 2012, de *Durango Gobierno del Estado*: http://www.durango.gob.mx/es/ubicacion_geografica

el corazon es el ojo. (5 de septiembre de 2011). Recuperado el 23 de mayo de 2012, de *el corazon es el ojo*:
<http://elcorazoneselejoo.blogspot.mx/2011/09/estacionamientos-con-paneles-solares.html>

Electricidad, C. F. (2008). Especificación G0100-04. *INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW*. Mexico DF.

Elsevier. (9 de enero de 2010). *journals*. Recuperado el 19 de febrero de 2010, de *journals*:
<http://www.journals.elsevier.com/applied-energy>

energetica, a. (3 de diciembre de 2009). *alternativa energetica*. Recuperado el 5 de marzo de 2012, de *alternativa energetica*: <http://www.alternativaenergetica.com.mx/interconexionared.html>

Energía, S. d. (22 de mayo de 2012). RESOLUCION Núm. RES/119/2012. *RESOLUCION Núm. RES/119/2012*. Mexico, DF, Mexico.

envisionsolar. (23 de junio de 2012). Recuperado el 14 de julio de 2012, de *envisionsolar*:
<http://envisionsolar.com/solar-tree-array/>

erenovable. (14 de junio de 2007). Recuperado el 23 de mayo de 2012, de *erenovable*:
<http://erenovable.com/estacionamientos-con-paneles-solares-en-los-techos/>

Farias. (1 de octubre de 2012). Irradiancia Solar. Un Modelo para estimar radiación solar en la superficie terrestre. (N. L. D., Entrevistador)

gstriatum. (3 de diciembre de 2010). Recuperado el 4 de febrero de 2012, de *gstriatum*:
<http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2009/04/05/la-universidad-estatal-de-arizona-es-el-tercer-campus-solar/>

Hom, H. (2001). Solar radiation model. *applied energy*, 46.

Hom, H. (2001). Solar radiation model. *applied energy* , 16-32.

Juarez, A. S. (s.f.). Tecnología Fotovoltaica Aplicada al Bombeo. Mexico: FIRCO.

Lamigueiro, O. P. (2010). Energía Solar Fotovoltaica. En O. P. Lamigueiro, *Energía Solar Fotovoltaica* (pág. 7). Madrid España: Creative Commons.

Madison, t. U. (1 de enero de 2009). *transsolar*. Recuperado el 6 de febrero de 2010, de transsolar: http://www.transsolar.com/__software/download/en/trnsys_shortinfo_en.pdf

(2004). Manual del Instalador Energía Solar Fotovoltaica. En *Manual del Instalador Energía Solar Fotovoltaica* (pág. 43). Valladolid: Manual del Instalador Energía Solar Fotovoltaica.

(marzo 2009). *Revista de Energías Renovables ANES* .

Maza, M. A. (2012). Energía Solar Fotovoltaica. En M. A. Maza, *Energía Solar Fotovoltaica* (págs. 16-17). LIMUSA.

Messenger Roger A, V. J. (2003). Photovoltaic Systems Engineering. En V. J. Messenger Roger A, *Photovoltaic Systems Engineering* (pág. 480). CRC Press.

Messenger, R. A., & Ventre, J. (2000). *Photovoltaic Systems Engineering*. CRC Press.

Miguel, P. A. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica*. Barcelona: Marcombo.

Muñiz, J. M. (2007). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: Fundacion Confemental.

ocw. (s.f.). Recuperado el 25 de mayo de 2012, de ocw: <http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/tema-3>

Paul W. Stackhouse, J. P. (4 de Septiembre de 2012). *Recurso de energía renovable sitio web (versión 6.0)*. Recuperado el 9 de 02 de 2012, de Recurso de energía renovable sitio web (versión 6.0): <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

Perez, V. R. (2003). Radiacion Solar. En V. R. Perez, *Radiacion Solar*.

Plataforma urbana. (4 de septiembre de 2011). Recuperado el 5 de febrero de 2012, de Plataforma urbana: <http://www.plataformaurbana.cl/archive/2011/09/04/estacionamientos-con-paneles-solares/>

renovables. (12 de junio de 2012). *renovables*. Recuperado el 3 de agosto de 2012, de renovables: <http://www.renovables.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1657&lang=1>

SEMARNAT. (2010). Recuperado el 2 de enero de 2012, de SEMARNAT: http://smn.cna.gob.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=180:durango&catid=14:normales-por-estacion

Solartec. (5 de febrero de 2010). *Solartec*. Recuperado el 29 de enero de 2012, de Solartec: <http://www.solartec.mx/doctos/modulos/poli/S60PC.pdf>

Solartec. (2 de diciembre de 2009). *Solartec Energía Renovable*. Recuperado el 4 de febrero de 2012, de Solartec Energía Renovable: <http://www.solartec.mx/mod-policristalinos.html>

Solartronic. (2 de Diciembre de 2003). Recuperado el 6 de mayo de 2012, de solartronic:
<http://www.solartronic.com/download/radiacion.pdf>

SOLARTRONIC. (2003). Irradiacion global, directa y difusa, en superficies horizontales e inclinadas, asi como irradiacion directa normal, para la republica mexicana. Mexico.

Solartronic. (1 de diciembre de 2003). *Solartronic*. Recuperado el 3 de febrero de 2010, de Solartronic:
http://www.solartronic.com/download/mn_descripcion.pdf

Son, J. W. (2003). Handbook of Photovoltaic and Engineering. En J. W. Son, *Handbook of Photovoltaic and Engineering* (pág. 1168). WILEY.

Stuart R. Wenham, M. A. (2007). Applied Photovoltaics. En M. A. Stuart R. Wenham, *Applied Photovoltaics* (pág. 5). Washington, DC: ARC Center for Advanced Silicon Photovoltaica Photonics.

travelbymexico. (s.f.). Recuperado el 10 de septiembre de 2012, de travelbymexico:
<http://mr.travelbymexico.com/682-estado-de-durango/>

trnsys. (2009). trnsys 16 documentation. *trnsys 16 documentation* .

V., D. A. (s.f.). Curso de Solarimetria. *Curso de Solarimetria* .

Vallina, M. M. (2010). Instalaciones Solares Fotovoltaicas. En M. M. Vallina, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas* (pág. 12). Madrid, España: Paraninfo, SA.

Viloria, J. R. (2012). *Energias Renovables Lo que hay que saber*. Paraninfo.

Viloria, J. R. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Madrid: Paraninfo.

wikipedia. (29 de julio de 2011). Recuperado el 3 de mayo de 2012, de
<http://es.wikipedia.org/wiki/Estacionamiento>

zacatecas on line. (6 de enero de 2012). Recuperado el 23 de mayo de 2012, de zacatecas on line:
<http://zacatecasonline.com.mx/noticias/nacional/19092-inauguran-estacionamiento-solar.html>