



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

INSTITUTO DE INGENIERÍA

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS SUPERIORES JURIQUILLA

ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LAS PLANTAS SOLARES  
FOTOVOLTAICAS DEL IER-UNAM Y SU IMPACTO EN SU  
CONSUMO ELÉCTRICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA EN ENERGÍAS RENOVABLES

PRESENTA:

CAROLINA SENAHÍ AVENDAÑO PÉREZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

Temixco, Morelos, a 2 de septiembre de 2022



**IER**

Instituto de Energías  
Renovables



INSTITUTO  
DE INGENIERÍA  
**UNAM**



**ENES  
JURIQUILLA**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# Resumen

El Instituto de Energías Renovables de la UNAM (IER-UNAM) tiene instaladas 7 Plantas Solares Fotovoltaicas (PSFV) completando una potencia pico instalada de 162.28 kWp. Sin embargo, no se ha realizado un estudio de su generación, ni de su aportación hacia el consumo eléctrico de la institución.

Debido a esto, se realizó una estimación de la energía promedio diario mensual y anual, utilizando un modelo matemático con el 98 % de confianza. Empleando los datos climatológicos medidos en una superficie horizontal durante los años 2019, 2020 y 2021, proporcionados por la Estación Solarimétrica y Meteorológica del IER-UNAM, se obtuvo el recurso solar incidente en un módulo fotovoltaico (MFV) inclinado y orientado, disponiendo del modelo de Liu y Jordan. Además, se obtuvo el rendimiento térmico promedio diario en la potencia máxima a través del cálculo de la temperatura del MFV, con el cual se validó un modelo para la estimación de éste, resultando en un valor de confianza del 95 %.

En el 2019, año previo a la pandemia con una facturación eléctrica normal, se determinó un 37.3 % de aportación fotovoltaica. En consecuencia, considerando una tarifa GDMTH (Gran Demanda Media Tensión Horaria), se obtuvo un ahorro económico del 32.1 %.

**OF/IER/LIER/101/2022**  
**ASUNTO:** Notificación de jurado y  
fecha para examen profesional.

**LIC. IVONNE RAMÍREZ WENCE**  
**DIRECTORA GENERAL DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR**  
**Presente.**

Por medio de la presente le informo que el día viernes 2 de septiembre de 2022, a las 12:00 h, en el Instituto de Energías Renovables, la C. CAROLINA SENAHI AVENDAÑO PÉREZ, con número de cuenta 417007896 de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, llevará a cabo la presentación del trabajo de tesis y examen profesional titulado:

**“Análisis energético de las plantas solares fotovoltaicas del IER-UNAM  
y su impacto en su consumo eléctrico”**

Debido a que la alumna ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, el Comité Académico de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, le asigna el Jurado de Examen Profesional integrado por los siguientes académicos.

**PRESIDENTE: DR. HUMBERTO RAÚL JIMÉNEZ GRAJALES**  
**VOCAL: DRA. TERESA DE JESÚS RUIZ SÁNCHEZ**  
**SECRETARIO: DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ**  
**SUPLENTE: MTRO. JOSÉ ORTEGA CRUZ**  
**SUPLENTE: DR. CARLOS ALBERTO PÉREZ RÁBAGO**

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

Atentamente,  
**“Por mi raza hablará el espíritu”**  
Temixco, Mor., a 15 de agosto de 2022



**Dr. Jorge Alejandro Wong Loya**  
**Coordinador de la LIER**  
**IER-UNAM**

JAWL´mfp



Priv. Xochicalco s/n,  
Col. Centro,  
62580 Temixco, Morelos, México  
T. 01 (777) 362 00 90  
(52) 55 56 22 97 00

[ier.unam.mx](http://ier.unam.mx)



*A mi familia; Patricia, Lorenzo y Karen ...*

# Agradecimientos

Quiero agradecer primeramente a mi papá y a mi mamá, Lorenzo y Patricia, porque sin su amor y apoyo incondicional, nada de esto sería posible. Agradezco por sus sabios consejos, porque creer en mi y por siempre impulsarme a ir más allá de mis límites.

Quiero agradecer a mi hermana Karen, por ser mi compañera de vida, mi alegría en momentos difíciles, mi sabia consejera y mi ejemplo más grande de perseverancia y fuerza.

Quiero agradecer a mi director de tesis, el Dr. Aarón Sánchez, por todo su tiempo, dedicación, paciencia, esfuerzo y compromiso que me brindó en la elaboración de esta tesis.

Quiero también agradecer a mi Universidad y especialmente al IER por brindarme una excelente educación y llevarme a descubrir lo que realmente me apasiona. Agradezco al IER por permitirme explotar mis habilidades y por inspirarme a comunicar la ciencia. Agradezco a las y los investigadores que siempre estuvieron con la disposición de enseñarme y permitirme colaborar con ellos.

Quiero agradecer a Ilse, Emmanuel, Chucho y Medel, por hacer estos cuatro años de estudio más bonitos e inolvidables. También agradezco a Ángel, Samuel, Salvador, Edson, Prof. Quiñones, Dr. Camilo, Medel, Mtro. José y a la Dra. Teresa por su tiempo y por compartir su conocimiento conmigo cuando lo necesité.

Agradezco también al Dr. Karunakaran Nair y al Dr. Aarón Sánchez por brindarme la oportunidad de ser ayudante de investigación a través del CONACyT, ya que esta experiencia marcó mi formación tanto académica como personal.

Agradezco a la SEP y a la UNAM por darme la oportunidad de realizar una estancia de investigación en el extranjero, ya que marcó el camino que quiero seguir en mi desarrollo profesional.

# Índice general

<b>1</b>	<b>Conceptos básicos de energía solar</b>	<b>1</b>
§1.1	La radiación solar	1
§1.2	Geometría solar	8
§1.3	Radiación solar en superficies inclinadas y orientadas	14
<b>2</b>	<b>Aspectos generales de la tecnología fotovoltaica</b>	<b>18</b>
§2.1	La celda solar	18
§2.2	El módulo fotovoltaico	24
§2.3	Efecto de la temperatura en los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico	27
§2.4	Efecto de la irradiancia en los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico	31
§2.5	Efectos por orientación e inclinación del módulo	33
§2.6	Cadena y arreglos fotovoltaicos	36
§2.7	Sistemas fotovoltaicos	40
<b>3</b>	<b>Descripción de las plantas solares fotovoltaicas del IER-UNAM</b>	<b>43</b>
§3.1	Requerimientos eléctricos normativos en instalaciones fotovoltaicas	43
§3.2	Localización y ubicación de las PSFV en el IER-UNAM	45
§3.3	PSFV-Edificio 3.1	47
§3.4	PSFV-Auditorio Tonatiuh	53
§3.5	PSFV-Laboratorio de Hidrógeno	59
§3.6	PSFV-Simulador Solar	63
§3.7	PSFV-Cubos D	67
§3.8	PSFV-Cubos E	72
§3.9	PSFV-Palapas	77
§3.10	Recomendaciones para el cumplimiento normativo	83

<b>4 Estimación energética de las PSFV del IER-UNAM</b>	<b>85</b>
§4.1 Parámetros que afectan la generación de energía	85
§4.1.1 Recurso solar	85
§4.1.2 Rendimiento Térmico ( $R_T$ )	90
§4.1.3 Potencia máxima instantánea ( $P_M$ )	93
§4.2 Energía generada en un MFV	94
§4.3 Establecimiento del modelo matemático	95
§4.4 Estimación energética de las PSFV del IER-UNAM	103
§4.5 Análisis de resultados	109
<b>5 Aportación de las PSFV al consumo del IER</b>	<b>111</b>
§5.1 Perfil horario del consumo energético del IER	111
§5.2 Aportación energética de las PSFV	115
§5.3 Análisis de facturación	116
§5.4 Análisis de resultados	120
<b>6 Conclusiones</b>	<b>121</b>
<b>A Diagrama bifilar PSFV Edificio 3.1</b>	<b>123</b>
<b>B Diagrama bifilar PSFV Tonatiuh</b>	<b>125</b>
<b>C Diagrama bifilar PSFV Hidrógeno</b>	<b>127</b>
<b>D Diagrama bifilar PSFV Simulador Solar</b>	<b>129</b>
<b>E Diagrama bifilar PSFV Cubos D</b>	<b>131</b>
<b>F Diagrama bifilar PSFV Cubos E</b>	<b>136</b>
<b>G Diagrama bifilar PSFV Palapas</b>	<b>138</b>

# Capítulo 1

## Conceptos básicos de energía solar

En este primer capítulo se dará a conocer un panorama general de la irradiancia solar y como ésta llega a nuestra superficie terrestre en un plano horizontal e inclinado, específicamente un módulo fotovoltaico. Así mismo, se presenta el modelo matemático que se usará para estimar la irradiación solar incidente en una superficie inclinada y orientada.

### 1.1. La radiación solar

La **radiación solar** es la energía emitida por el Sol que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas, con un espectro que abarca longitudes de onda ( $\lambda$ ) de 0.2 hasta  $2.6\mu\text{m}$  [1]. Esta energía emitida por el Sol se genera a partir de las reacciones de fusión que ocurren en su núcleo, en las que el hidrógeno se transforma en helio. Esta energía es emitida en forma de **fotones**, los cuales se transportan hacia la Tierra con una energía igual a

$$E(eV) = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (1.1)$$

donde  $h$  es la constante de Planck,  $6.6262 \times 10^{-34}$  Js,  $\nu$  es frecuencia la cual puede ser definida por  $c/\lambda$ , donde  $c$  es la velocidad del fotón igual a la velocidad de la luz de  $3 \times 10^8$  m/s y  $\lambda$  la longitud de onda en micrometros ( $\mu\text{m}$ ) [2].

El concepto de radiación solar debe entenderse como una magnitud física que se puede cuantificar por

la potencia instantánea en la unidad de área y su efecto acumulado en un periodo de tiempo dado. La potencia instantánea en la unidad de área recibida en un captador solar se le llama **irradiancia**, representada por la letra **G**, y tienen unidades de potencia entre la unidad de área, es decir:

$$[G] = \text{W/m}^2 \quad (1.2)$$

La acumulación de la irradiancia en dicho captador por la unidad de tiempo se le llama la **irradiación solar**, representado por **H**, con unidades de la irradiancia por unidad de tiempo. Dado que la unidad de tiempo en el sistema internacional de medida es el segundo (s), y como el producto de la unidad de potencia por la unidad de tiempo (Ws) es 1 Joule, entonces la irradiación tendrá unidades de:

$$[H] = \text{J/m}^2 \quad (1.3)$$

Debido a que el Joule es una unidad pequeña, en electricidad se cuantifica la energía producida o acumulada por hora (h), por lo tanto a la irradiación se le puede asignar unidades de:

$$[H] = \text{Wh/m}^2 \quad (1.4)$$

Considerando el espacio Sol-Tierra, se puede decir que los rayos solares se reciben en la Tierra en forma paralela y que el flujo de la radiación solar es constante. Esta irradiancia solar fuera de la atmósfera se le llama la **constante solar** ( $G_o$ ), y tiene un valor de  $1367 \text{ W/m}^2 \pm 7 \text{ W/m}^2$ , según el Centro de referencia radiométrica mundial (WRR por sus siglas en inglés).

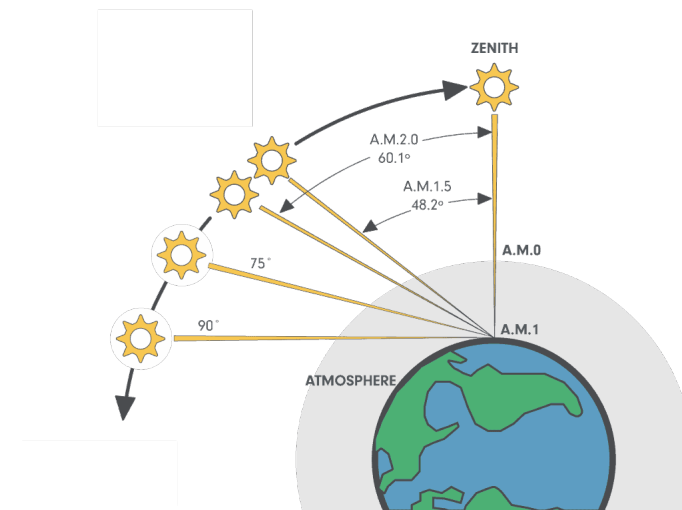
Cuando esta radiación entra a la atmósfera terrestre, se absorbe, refleja y dispersa debido a los gases que la componen (aire, moléculas de agua, ozono, bióxido de carbono) y a las partículas que se encuentran suspendidas en el aire, lo que ocasiona que la irradiancia extraterrestre se atenúe en la atmósfera y llegue a la superficie terrestre con valores menores al de la constante solar.

Esta atenuación depende de la distancia que recorre la radiación solar a través de la atmósfera, para llegar al captador. Debido a que el medio es el aire, el grado de atenuación depende del espesor de la **masa de aire** (AM, por sus siglas en inglés). Los efectos de esta atenuación son muy tangibles ya que es de conocimiento común que la intensidad de la radiación solar es cero durante el amanecer

y anochecer, y toma un valor máximo al medio día solar. Por convención internacional, para asociar el efecto del espesor de la masa de aire sobre la intensidad de la radiación luminosa, para cualquier instante del día, se utilizan la siglas AMx donde x está definido por la siguiente relación:

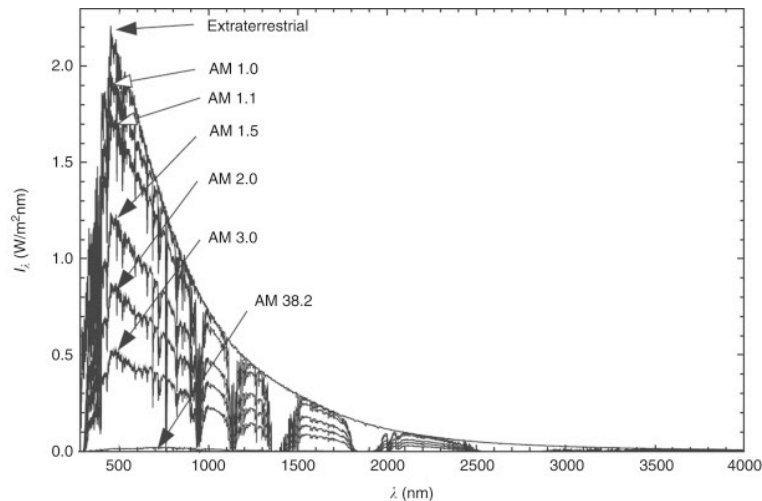
$$x = \sec \theta_z \quad (1.5)$$

donde  $\theta_z$  es el ángulo cenital, formado entre el rayo solar y la recta ortogonal. En consecuencia de lo anterior, para un ángulo cenital de  $0^\circ$ , se hace referencia a una masa de aire AM1 ya que  $\sec(0)=1$ . AM2 representa un ángulo cenital igual a  $60^\circ$ ; mientras que, por convención internacional, AM0 se establece como la radiación extraterrestre. La Fig. 1.1 representa de forma gráfica, el valor que puede tomar la masa de aire, según lo antes mencionado. Para el caso del amanecer y anochecer en donde  $\theta_z$  es igual a  $90^\circ$ , la secante toma un valor infinito, implicando una masa de aire con un espesor que atenúa el 100% de la intensidad de la radiación solar.



**Figura 1.1:** Representación de la masa de aire [4]

En la Fig. 1.2 se muestra la distribución espectral de la intensidad de la radiación solar respecto a la longitud de onda de la radiación electromagnética, en donde se puede apreciar la atenuación de la radiación solar debido a la dispersión y absorción atmosférica para diferentes valores de masa de aire.



**Figura 1.2:** Radiación espectral global en superficie horizontal basada en diferentes valores de masa de aire [5]

Considerando un cielo completamente despejado y estando a nivel del mar, el valor de la irradiancia para condiciones AM1 es de  $956 \text{ W/m}^2$ ; con las mismas condiciones y un ángulo cenital de  $75.5^\circ$  se presenta una masa de aire AM4 con una irradiancia de  $595.2 \text{ W/m}^2$ .

La magnitud de la irradiancia también varía dependiendo de la latitud geográfica ( $\phi$ ), temporada y tiempo del día, debido a las diferentes posiciones aparentes del Sol [6]. Para un día específico un captador solar horizontal absorbe la radiación solar compuesta por rayos directos y por radiación que proviene de la bóveda celeste; y si éste está inclinado, también capta el reflejo de rayos solares provenientes de superficies que lo rodean. En forma general, se ha convenido clasificar a la radiación solar recibida en una superficie horizontal ( $G_T$ ), como la suma de la radiación directa ( $G_b$ ) y la radiación difusa ( $G_d$ ) [7], es decir :

$$G_T = G_b + G_d \quad (1.6)$$

La **radiación directa**  $G_b$  es aquella radiación que llega directamente del Sol sin que haya sufrido algún cambio en la dirección de su trayectoria, mientras que la **radiación difusa**  $G_d$  es la radiación que pasa a través de la atmósfera y es consumida, dispersada o reflejada por diversas partículas como vapor de agua o bióxido de carbono [8].

Para cuantificar la magnitud de la irradiancia global, directa y difusa de un sitio, se ocupan dos



instrumentos: el piranómetro y el pirheliómetro.

El piranómetro es un equipo que mide la radiación total ( $G_b + G_d$ ) el cual debe tener una respuesta independiente del ángulo de incidencia así como de la longitud de onda en el espectro de radiación solar. Su funcionamiento se basa en una termopila, la cual está constituida por termopares conectados eléctricamente en serie. Una de las uniones del termopar aumenta su temperatura debido a la radiación térmica absorbida mientras que la otra unión se mantiene a una temperatura de referencia fija. La diferencia de temperatura entre estas dos uniones produce una tensión el cual es convertido a unidades de irradiancia a partir del factor de sensibilidad del sensor con unidades de  $\mu\text{V}$  por cada  $\text{W}/\text{m}^2$  medido [9].

De igual forma, el pirheliómetro usa una termopila para obtener valores de radiación solar directa normal, por lo que tiene un campo de visión de  $5^\circ$  para capturar el rayo de Sol y parte del circumsolar (se explica en la Sección 1.3). Este instrumento mide la radiación solar directa en el espectro solar de 300 nm a 3000 nm a través de un absorbedor negro con baja reflectancia.

Ya que el pirheliómetro mide la componente normal de la irradiancia directa ( $G_{bN}$ ), es necesario obtener la irradiancia directa horizontal ( $G_{bH}$ ) para cumplir lo enunciado en la Ec. 1.6, a través de la siguiente ecuación,

$$G_{bH} = G_{bN} * \cos \theta_z \quad (1.7)$$

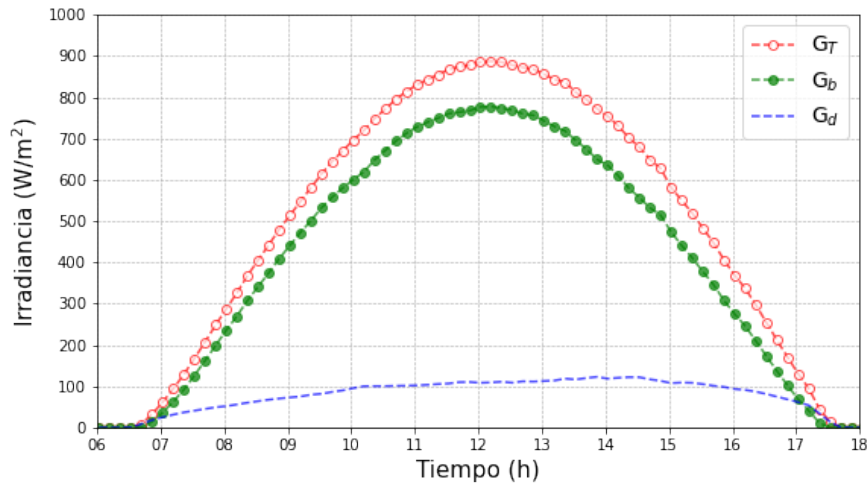
Donde  $\theta_z$  es **ángulo cenital**, el cual es el ángulo formado entre la vertical y la línea del Sol.

Por último, el piranómetro con una “banda de sombreado”, permite medir la radiación difusa. La banda sombreadora, a través de un sistema de seguimiento solar, elimina la componente directa en cada instante del día, así como una mínima parte de la misma radiación difusa. En consecuencia, se utiliza un factor de corrección el cual varía con respecto a la banda que se utilice. En la Tabla 1.1 se presentan los valores de corrección para cada mes de la banda de sombreado usada en el IER-UNAM.

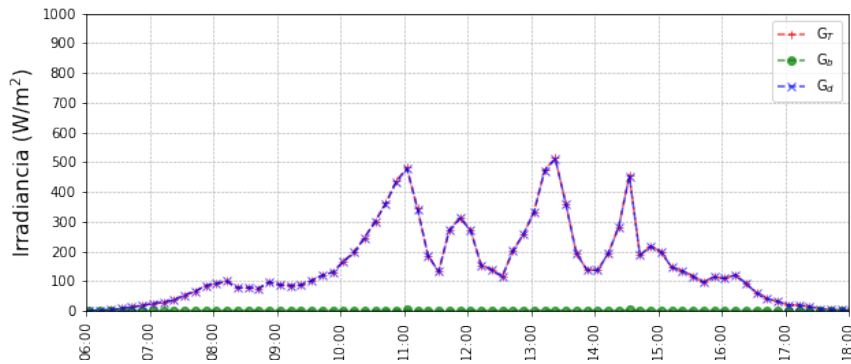
**Tabla 1.1:** Factores de corrección de banda de sombreado para medición de radiación difusa [11]

Latitud N	En.	Febr.	Mzo.	Abr.	My.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Latitud S	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	En.	Febr.	Mzo.	Abr.	My.	Jun.
0	1.17	1.21	1.24	1.22	1.19	1.16	1.17	1.2	1.23	1.21	1.19	1.16
10	1.15	1.19	1.23	1.23	1.2	1.18	1.19	1.21	1.23	1.2	1.16	1.14
20	1.13	1.16	1.21	1.23	1.21	1.19	1.2	1.21	1.22	1.18	1.14	1.12
30	1.11	1.14	1.19	1.22	1.21	1.2	1.21	1.21	1.2	1.15	1.12	1.1
40	1.09	1.12	1.17	1.2	1.21	1.2	1.21	1.21	1.18	1.13	1.2	1.08
50	1.07	1.1	1.14	1.18	1.2	1.2	1.2	1.19	1.15	1.11	1.08	1.06
60	1.05	1.07	1.11	1.15	1.19	1.2	1.19	1.17	1.13	1.09	1.06	1.04
70	-	1.05	1.08	1.13	1.18	1.21	1.19	1.14	1.11	1.06	1.04	-
80	-	-	1.06	1.11	1.19	1.22	1.2	1.14	1.09	1.04	-	-
90	-	-	1.05	1.11	1.2	1.23	1.21	1.15	1.07	-	-	-

En la Fig. 1.4 se muestran los valores reportados de irradiancia global ( $G_T$ ), directa ( $G_b$ ) y difusa horizontal ( $G_d$ ) de un día despejado, obtenidos de la Estación Solarimétrica ubicada en el IER-UNAM. Como se observa,  $G_T$  es la mayor en cada instante del día ya que es la suma de la  $G_b$  y  $G_d$ . En un día despejado,  $G_b$  es predominante mientras que  $G_d$  representa menos del 15% de  $G_T$ . En días nublados, el valor de  $G_T$  puede disminuir más del 50% en comparación de días despejados y  $G_d$  predomina más que  $G_b$ .



**Figura 1.3:** Irradiancia en un día despejado. Elaboración propia con datos de ESOLMET del día 06/02/2019. [3]



**Figura 1.4:** Irradiancia en un día nublado. Elaboración propia con datos de ESOLMET del día 29/09/2019. [3]

Si se obtiene el área bajo la curva de la irradiancia global de la Fig 1.4, se tiene la irradiación diaria de ese día en específico, expresada en unidades de  $\text{Wh}/\text{m}^2$ . Esta irradiación diaria expresada como un promedio diario mensual o anual se define como **recurso solar** [1].

Una de las formas de presentar el recurso solar de una localidad es a través del concepto unitario de **hora solar pico (HSP)**. Una HSP es una unidad de medición de energía para especificar la irradiación bajo el supuesto de que la irradiancia recibida en el captador es de  $1,000 \text{ W}/\text{m}^2$ , que para fines estimativos se le conoce con el nombre de **irradiancia pico**. A continuación se muestra la equivalencia de una HSP.

$$1 \text{ HSP} = 1000 \text{ Wh/m}^2 \quad (1.8)$$

Así, el recurso solar en unidades de HSP es la división entre el valor de irradiación y el pico de la irradiancia. Por lo tanto, para una irradiación de  $8000 \text{ Wh/m}^2$  se tiene una equivalencia de 8 HSP, donde las horas pico representan las horas en las que el captador estuvo aparentemente recibiendo el valor pico de la irradiancia [1].

El recurso solar de México se presenta en la Fig. 1.5 en unidades de irradiación global horizontal de 1999-2018. De acuerdo a este mapa, la zona del noroeste de México tiene valores de promedio diario de irradiación entre 6 y  $6.2 \text{ kWh/m}^2$ . Mientras que al suroeste del estado de Puebla y Morelos, se alcanzan valores de irradiación promedio diarios de hasta  $6.6 \text{ kWh/m}^2$ .

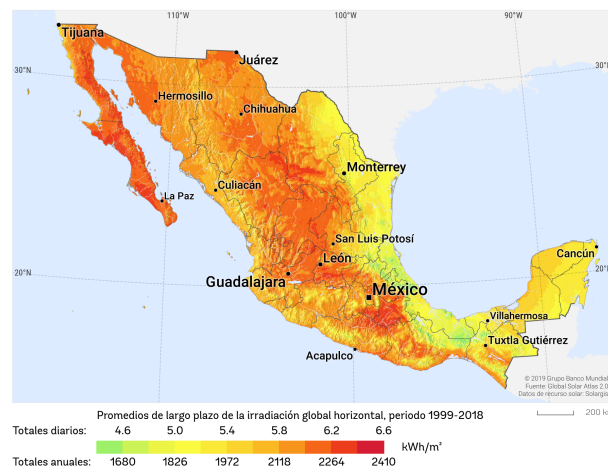


Figura 1.5: Mapa de recurso solar dado por irradiación global horizontal [12]

## 1.2. Geometría solar

El Sol es una esfera de materia gaseosa intensamente caliente con un diámetro de  $1.39 \times 10^9 \text{ m}$  y a una distancia promedio de la Tierra de  $1.496 \times 10^{11} \text{ m}$ , con una variación del 1.7%, ver Fig. 1.6 [3].

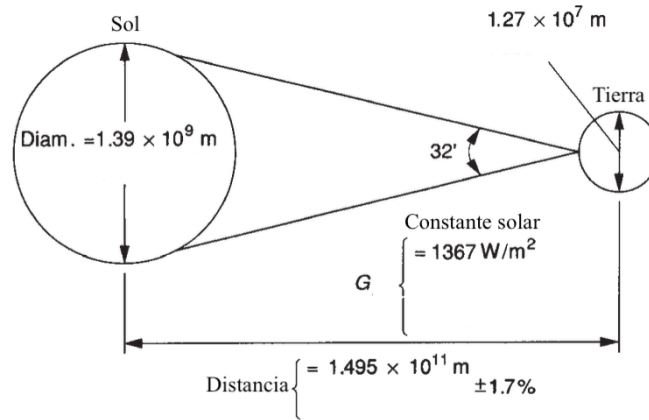


Figura 1.6: Geometría del sistema Sol-Tierra [3]

La Tierra realiza una rotación en su propio eje en 24 h y completa una vuelta al Sol en aproximadamente 365 días. El plano en donde la Tierra hace este movimiento de rotación y traslación se le conoce como eclíptica, es decir, el plano formado entre la línea Tierra-Sol. La Tierra tiene un **ángulo de declinación** igual a  $23.45^\circ$  con respecto al plano de la eclíptica, tal como se muestra en la Fig. 1.7. En el hemisferio norte, durante los equinoccios de primavera (21 de marzo) y otoño (21 de septiembre) este ángulo es cero debido a que el plano del ecuador coincide con el plano de la eclíptica. Mientras que en el solsticio de verano (21 de junio) e invierno (21 de diciembre), presenta los máximos valores del ángulo de declinación de  $23.45^\circ$  y  $-23.45^\circ$ , respectivamente.

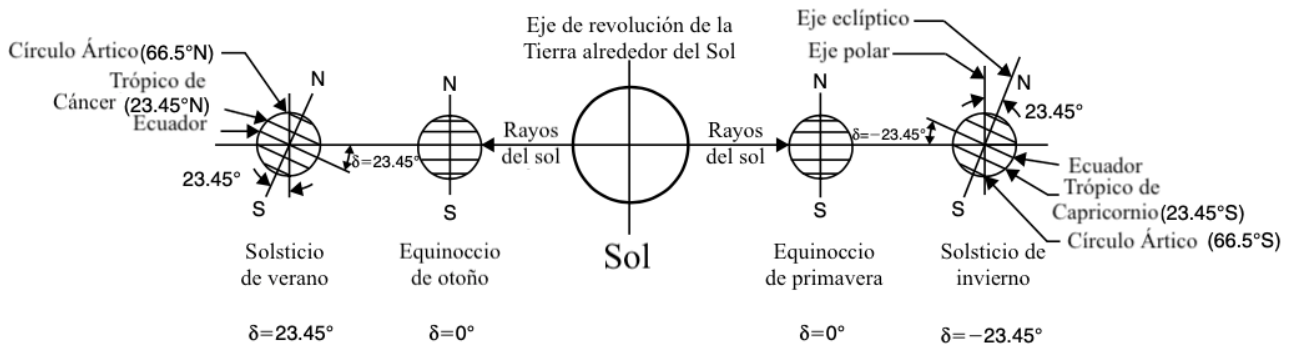


Figura 1.7: Variación anual del ángulo de declinación solar

[14]

Este ángulo de declinación solar, representa la variación diaria del ángulo entre el plano de la eclíptica y el plano del ecuador, y puede estimarse con la ecuación de Cooper (1969),

$$\delta = 23.45 \operatorname{sen} \left( 360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1.9)$$

donde  $n$  representa el día del año; para enero 1 corresponde  $n=1$  y así sucesivamente.

Para poder ubicar con exactitud un lugar en la superficie de la Tierra, se usan las coordenadas geográficas representadas por la latitud y longitud. La **latitud** ( $\phi$ ) es la distancia angular entre el paralelo del ecuador y el paralelo del lugar en cuestión, la cual puede estar ubicada al norte o sur. La **longitud** indica la distancia angular entre el meridiano de Greenwich y el meridiano del lugar en cuestión, la cual puede estar ubicada al este u oeste, ver Fig. 1.8. Por convención se ha determinado un valor (+) para las latitudes al norte y (-) para las latitudes al sur, y un valor (+) para las longitudes al este y (-) para las longitudes al oeste.

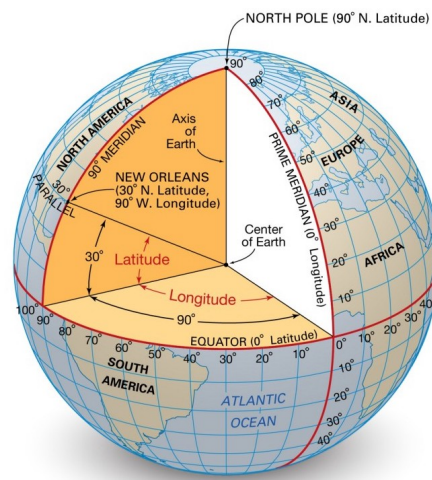


Figura 1.8: Sistema de coordenadas geográficas [15]

En energía solar existen dos conceptos para definir el tiempo, el tiempo estándar y el tiempo solar. El **tiempo estándar** es usado para expresar el tiempo hoy en día, el que muestra el reloj. Por otra parte, el **tiempo solar** se basa en el movimiento angular aparente del Sol, considerando como **medio día solar** el momento en el cual el Sol cruza el meridiano del observador.

La mayoría de veces el medio día solar no coincide con las 12:00 h y es por ello que Duffie y Beckman (2006), hacen dos correcciones para convertir el tiempo estándar a tiempo solar. La primera corrección se hace debido a la diferencia que existe entre la longitud en la que se encuentra el observador y la longitud de la zona horaria local, considerando que el Sol tarda 4 min en recorrer 1° de longitud [3].

Como se muestra en la Fig. 1.9, la longitud de la zona horaria local que le corresponde a México es de 90° oeste.

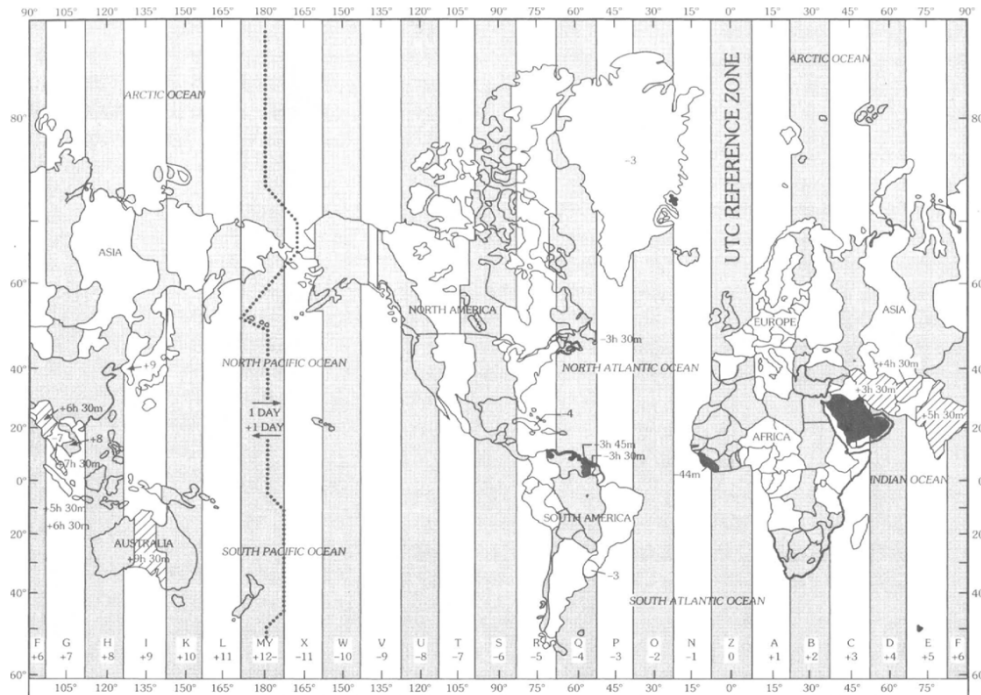


Figura 1.9: Zonas horarias del mundo [16]

La segunda corrección es la ecuación del tiempo, la cual considera las variaciones en la velocidad de rotación de la Tierra, afectando así el tiempo en el que el Sol cruza el meridiano del observador. La ecuación del tiempo solar en minutos se define de la siguiente forma:

$$\text{Tiempo solar [min]} = \text{Tiempo estándar [min]} + 4(L_{\text{est}} - L_{\text{loc}}) + E + V \quad (1.10)$$

donde  $L_{\text{est}}$  representa el meridiano correspondiente a la zona horaria local y  $L_{\text{loc}}$  la longitud de la locación en cuestión, ambas longitudes se expresan en grados. La Ec. 1.10 se usa para longitudes ubicadas al oeste. La variable  $V$  es igual a  $-60$  si hay horario de verano, de lo contrario es igual a  $0$ . Según Spencer (1971) y después citado por Duffie (2006), la ecuación del tiempo en minutos  $E$ , se define como:

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868\cos B - 0.032077\text{sen } B - 0.014615\cos 2B - 0.04089\text{sen } 2B) \quad (1.11)$$

donde B es:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \tag{1.12}$$

y n representa el día del año. Es decir,  $0 \leq n \leq 365$ .

Este tiempo solar también puede expresarse en ángulos. El **ángulo horario** transforma el tiempo solar de minutos a grados, considerando que  $15^\circ$  equivalen a 1 h. También se visualiza al ángulo horario como la distancia angular entre el meridiano del observador y el meridiano en donde se encuentre el Sol [17]. Es por ello que en el medio día solar, este ángulo solar es cero ya que el meridiano del Sol coincide con el meridiano del observador. Se puede determinar el ángulo horario con la Ec. 1.13, donde los ángulos horarios antes del medio día solar son negativos y después del medio día solar, positivos.

$$\omega = 15(T_{\text{sol[horas]}} - 12) \tag{1.13}$$

La relación geométrica entre un colector de cualquier orientación en proporción a la Tierra, en cualquier momento, y a la radiación directa incidente, es decir, la posición del Sol en relación al colector, puede ser descrito a partir de algunos ángulos los cuales se muestran en la Fig 1.10.

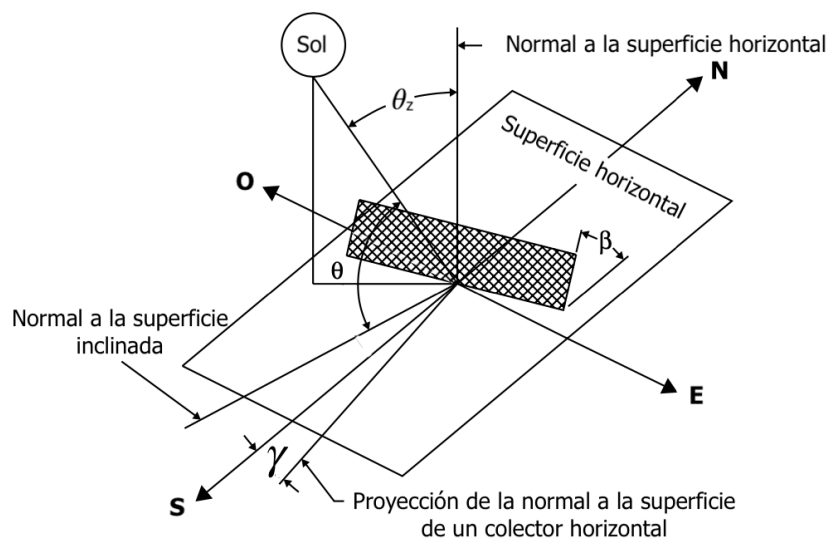


Figura 1.10: Diagrama de ángulos solares [14]



La **inclinación del colector** ( $\beta$ ) representa el ángulo formado entre el plano del colector en cuestión y la horizontal, donde toma valores  $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ .

El **ángulo azimutal de la superficie** ( $\gamma$ ) es el ángulo que hay entre la proyección de la normal a la superficie de un colector horizontal y el sur geográfico. Este ángulo es cero si está totalmente orientado al sur, (-) si la superficie está desviada hacia el este, y (+) si está desviado al oeste. Por lo tanto, el ángulo azimutal de la superficie puede tener valores  $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ .

El **ángulo de incidencia** ( $\theta$ ) es el ángulo entre la radiación directa que llega al colector y la normal de la superficie de este colector. La expresión general para el ángulo de incidencia de una superficie de cualquier orientación es,

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \quad (1.14) \end{aligned}$$

Para superficies horizontales el ángulo de incidencia es el ángulo cenital, donde  $\beta$  es  $0^\circ$ , la Ec. 1.14 se reduce a,

$$\cos \theta_z = \cos \theta = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (1.15)$$

La trayectoria solar permite estudiar la inclinación y orientación óptima para que el captador reciba la mayor irradiancia en un periodo de tiempo. Se conoce que en el hemisferio norte, la orientación óptima del módulo solar es viendo al sur geográfico, es decir  $\gamma = 0$  ya que la energía recibida se acumulará desde el amanecer hasta el anochecer. El ángulo óptimo de inclinación depende de la latitud y del día del año, es por ello que, si se desea favorecer la incidencia de energía en el módulo en invierno, el ángulo de inclinación debe ser la latitud  $+ 15^\circ$ , mientras que en verano debe ser la latitud  $- 15^\circ$  [18]. En la práctica, se colocan los módulos orientados al sur y con un ángulo de inclinación igual a la latitud del sitio de instalación, para maximizar la energía promedio generada durante un año [25].

### 1.3. Radiación solar en superficies inclinadas y orientadas

Según Duffie y Beckman, la irradiancia total que incide sobre la superficie de un captador inclinado de área  $A_c$  puede describirse como,

$$A_c G_{Tt} = G_{bH} R_b A_c + G_{d,iso} A_s F_{s-c} + G_{d,cs} R_b A_c + G_{d,hz} A_{hz} F_{hz-c} + \sum_{i=1} G_i \rho_i A_i F_{i-c} \quad (1.16)$$

donde los subíndices iso, cs y hz hacen referencia a la irradiancia difusa isotrópica, circumsolar y debido al horizonte. El primer término de la Ec. 1.16 corresponde a la irradiancia directa, donde  $R_b$  es la proporción de la irradiancia que incide en una superficie inclinada con respecto a una superficie horizontal en cualquier hora. El segundo término corresponde a la irradiancia difusa isotrópica la cual se recibe de manera uniforme en toda la esfera celeste y se multiplica por el área del cielo ( $A_s$ ) y por un factor de vista del cielo al colector,  $F_{s-c}$ . El tercer término es la difusa circumsolar, la cual surge de la dispersión de la irradiancia solar debido a las partículas suspendidas en el aire, las cuales se concentran en el área cercana al Sol, y se trata como si viniera de la misma dirección que la irradiancia directa ( $R_b A_c$ ). El cuarto término es la aportación de la irradiancia difusa debido al horizonte de un área  $A_{hz}$ . El quinto termino es la irradiancia reflejada de todas las estructuras o superficies (numeradas por i) que rodean al colector inclinado.

En general, no es posible calcular la irradiancia total que incide en una superficie inclinada a partir de la Ec. 1.16, debido a que no se conoce el área del cielo y tampoco se puede calcular la irradiancia reflejada a detalle. Es por ello que se asume que el suelo es la única superficie que rodea al colector, por lo que la única reflectancia corresponde al suelo ( $\rho_g$ ). Y, debido a la reciprocidad que hay en los factores de vista,  $A_s F_{s-c}$  es igual a  $A_c F_{c-s}$ , quedando lo siguiente.

$$A_c G_{Tt} = G_{bH} R_b A_c + G_{d,iso} A_c F_{c-s} + G_{d,cs} R_b A_c + G_{d,hz} A_c F_{c-hz} + G \rho_g A_c F_{c-g} \quad (1.17)$$

Debido a que en cada término se contempla el área del colector, éste se elimina quedando de la siguiente manera,

$$G_{Tt} = G_{bH} R_b + G_{d,iso} F_{c-s} + G_{d,cs} R_b + G_{d,hz} F_{c-hz} + G \rho_g F_{c-g} \quad (1.18)$$

La Ec. 1.18 es la base para los métodos que calculan la irradiancia solar que incide en una superficie inclinada.

Para obtener la aportación dada por la irradiancia directa, según la Ec. 1.18, es necesario obtener el valor de  $R_b$ , el cual es un factor geométrico que representa la proporción de la irradiancia que incide en una superficie inclinada con respecto a una superficie horizontal en cualquier hora.

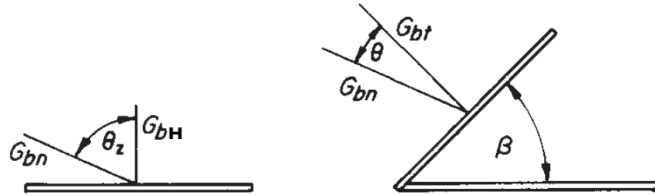


Figura 1.11: Radiación directa en una superficie horizontal e inclinada [3]

La Fig. 1.11 muestra el ángulo de incidencia en una superficie horizontal e inclinada. La contribución de interés es la que incide normal a la superficie ya que es donde se recibe la máxima cantidad de irradiancia solar [26], por ello se toma la componente  $G_{bH}$  de la superficie horizontal y  $G_{bt}$  de la superficie inclinada de modo que,

$$R_b = \frac{G_{bt}}{G_{bH}} = \frac{G_{bn} \cos \theta}{G_{bn} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (1.19)$$

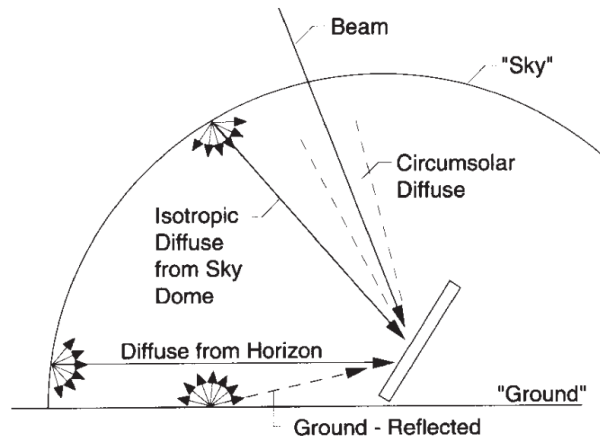
Por lo tanto, la irradiancia directa que incide en una superficie inclinada ( $G_{b,t}$ ), definida en el primer término de la Ec. 1.18, y tomando en cuenta la definición de  $G_{bH}$  en la Ec. 1.7, se tiene que,

$$\begin{aligned} G_{b,t} &= R_b G_{bH} \\ G_{b,t} &= R_b * G_{bN} \cos \theta_z \\ G_{b,t} &= \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} * G_{bN} \cos \theta_z \end{aligned} \quad (1.20)$$

Por lo que la irradiancia directa es,

$$G_{b,t} = G_{bN} * \cos \theta \quad (1.21)$$

Con respecto a la irradiancia difusa, la cual no tiene un ángulo de incidencia definido o único, existen diversos modelos para determinarla. Los modelos isotrópicos consideran que la intensidad de irradiancia difusa en el cielo es uniforme en toda la esfera celeste. Por lo tanto, la irradiancia difusa incidente en una superficie inclinada, depende de la fracción de la esfera celeste que la superficie vea. Por otro lado, los modelos anisotrópicos consideran la existencia de la irradiancia difusa circumsolar y la aportación de la irradiancia difusa debido al horizonte (ver Fig. 1.12), la cual se concentra cercano a éste y toma relevancia en día despejados [3].



**Figura 1.12:** Radiación directa, difusa y reflejada por el suelo en una superficie inclinada [3]

Unos de los modelos isotrópicos es el desarrollado por Liu & Jordan, donde la irradiancia total en una superficie inclinada consta de tres partes, la directa, la difusa y la reflejada por el suelo. Como la difusa es isotrópica, los términos tres y cuatro de la Ec. 1.18 son igual a cero. Liu & Jordan considera que una superficie con una inclinación  $\beta$  desde la horizontal, tiene un factor de vista al cielo ( $F_{c-s}$ ) y un factor de vista al suelo ( $F_{c-g}$ ) igual a,

$$F_{c-s} = \frac{1 + \cos\beta}{2} \quad (1.22)$$

$$F_{c-g} = \frac{1 - \cos\beta}{2} \quad (1.23)$$

Se considera que el suelo que rodea al colector tiene una reflectancia difusa de  $\rho_g$  con respecto a la irradiancia solar total. De modo que la irradiancia total que incide en una superficie inclinada es la

siguiente,

$$G_{Tt} = G_{bN} \cos\theta + G_d \left( \frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + G_T \rho_g \left( \frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (1.24)$$

Si se considera una irradiancia difusa y una irradiancia reflejada por el suelo como isotrópicas, entonces estas irradiancias serán las mismas que incidan sobre una superficie inclinada sin importar la orientación de la superficie, según Hottel y Woerts (1942) [3].

El modelo propuesto por Liu y Jordan se usará para estimar la energía que incide en un módulo fotovoltaico instalado con un ángulo de inclinación y ángulo de orientación específicos.

# Capítulo 2

## Aspectos generales de la tecnología fotovoltaica

Los módulos fotovoltaicos son dispositivos que aprovechan el recurso solar para generar energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico, donde es necesario saber sus parámetros eléctricos para poder estimar la generación eléctrica que éstos tendrán, así como considerar los efectos por temperatura.

En el presente capítulo se aborda el efecto fotovoltaico así como el concepto de celda solar y sus parámetros eléctricos. De igual forma se presenta el impacto de la temperatura en la generación de energía de la celda solar.

### 2.1. La celda solar

El dispositivo encargado de transformar la energía del sol (en forma de fotones) en energía eléctrica se conoce como **celda solar**. La celda solar se compone de dos semiconductores, un tipo  $n$ , el cual se caracteriza por tener un exceso de electrones como portadores de carga; y un tipo  $p$ , el cual tiene un exceso de huecos o ausencia de electrones. Estos dos semiconductores se juntan íntimamente para formar un dispositivo conocido como unión  $p-n$ . Este dispositivo ocasiona que los electrones en el material tipo  $n$  migren por difusión a los huecos del semiconductor tipo  $p$ , provocando la formación de un campo eléctrico en la zona de la unión de estos semiconductores.

Bajo condiciones de oscuridad y al aplicarle una polarización externa tanto en sentido directo como

inverso, el comportamiento de dicha unión es el de un diodo rectificador de corriente. Sin embargo, en condiciones de iluminación natural, donde la luz solar incide por la cara del semiconductor  $n$  o  $p$ , los electrones de valencia de ambos semiconductores absorben la energía de la radiación solar en forma de fotones. Si el proceso de absorción se lleva a cabo, los fotones son absorbidos por los electrones los cuales ganan energía y se liberan de su enlace, convirtiéndose en electrones de conducción, los cuales se difunden a través de los semiconductores. Los electrones cerca del campo eléctrico formado por la unión  $p-n$ , son arrastrados por dicho campo hacia el semiconductor tipo  $n$ , acumulándose en éste y creando un potencial negativo; y para el caso de los huecos que dejaron los electrones que pasaron de la banda de valencia a la banda de conducción al absorber el fotón, éstos se difunden al semiconductor tipo  $p$ , acumulándose en éste por la acción del mismo campo eléctrico, creando un potencial positivo. El efecto macroscópico que se obtiene por la absorción de la radiación solar es que en los extremos de la unión  $p-n$  se generan una diferencia de potencial, la cual, si se interconecta ambas caras a través de una resistencia, la diferencia de potencial enviará una corriente de electrones manifestándose en el funcionamiento de la resistencia.

El fenómeno descrito anteriormente es conocido como **efecto fotovoltaico**, el cual se puede definir como la generación de una potencia eléctrica, en Corriente Directa (CD), en los extremos de la unión  $p-n$  derivado del proceso de absorción de la radiación solar. A la unidad mínima de conversión del efecto fotovoltaico se le llama celda solar. Una representación esquemática del efecto fotovoltaico se muestra en la Fig. 2.1.

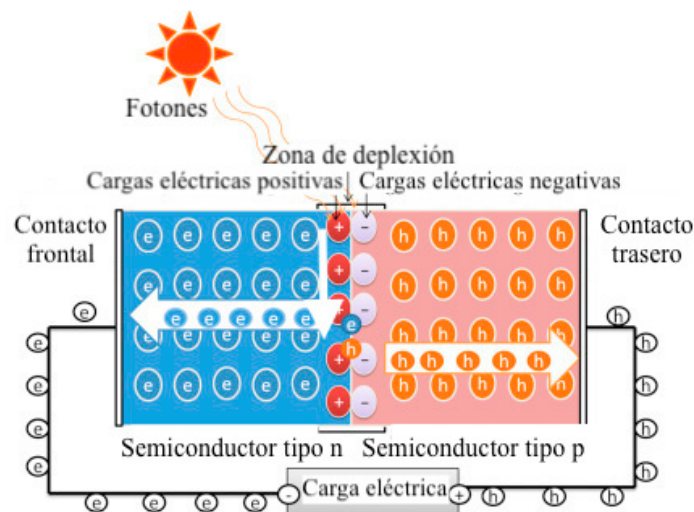


Figura 2.1: Efecto fotovoltaico [19]

El comportamiento eléctrico de una celda solar puede ser representado en un diagrama cartesiano, corriente contra tensión (curvas I-V), tal como el mostrado en la Fig. 2.2. En ella se puede definir los siguiente parámetros eléctricos:

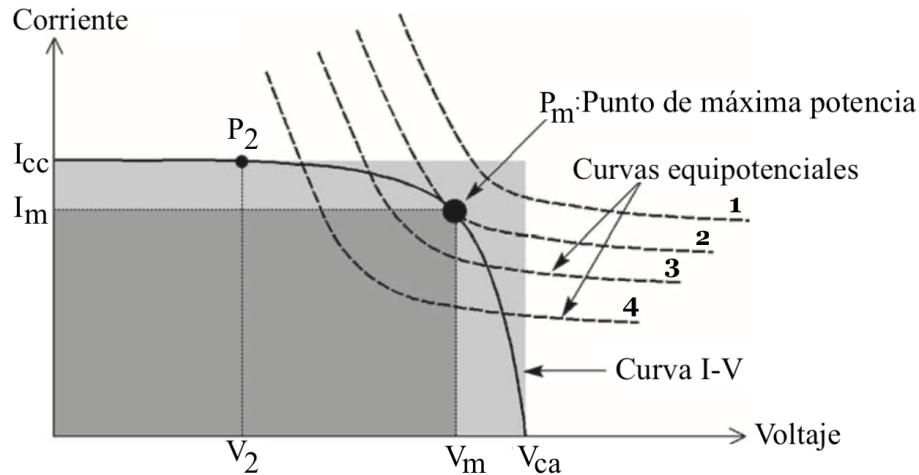


Figura 2.2: Potencia máxima en una curva I-V [24]

- a) **Corriente de corto circuito.** El punto por donde la curva corta al eje vertical se le llama corriente de corto circuito, la cual es la máxima corriente que genera una celda solar de determinada área, cuando sobre ella incide una determinada potencia de radiación solar (potencia de la radiación solar = irradiancia  $\times$  área de la celda). La corriente de corto circuito representada por el símbolo  $I_{cc}$  es la corriente que genera la celda bajo iluminación y considerando el concepto de corto circuito, la condición implica una tensión igual a cero.
- b) **Tensión a circuito abierto.** Simbolizado por  $V_{ca}$ , es el punto por donde la curva corta al eje horizontal y proporciona la máxima tensión generada por la celda. Dado que es un punto sobre el eje horizontal, su ordenada es cero, es decir, corriente igual a cero, a esto se le llama condiciones de circuito abierto.
- c) Generación de **potencia eléctrica.** Cuando la terminal negativa (semiconductor tipo n) y la terminal positiva (semiconductor tipo p) de la celda solar se conectan a través de una resistencia  $R$ , la diferencia de potencial fotogenerada (tensión) en la celda solar, debido al efecto fotovoltaico, generará una corriente eléctrica  $I$  a través de la resistencia  $R$ , siendo la magnitud de la corriente dada por la Ley de Ohm ( $I=V/R$ ). En consecuencia, dicha resistencia  $R$  estará disipando una potencia eléctrica  $P$  dada por la Ec. 2.1. Debido a que la magnitud de la resistencia



R es la que determina la potencia que se puede extraer de la celda solar; así que, para  $R=0$  se estará bajo las condiciones de corto circuito y para  $R = \infty$  se estará bajo las condiciones de circuito abierto, en ambos casos la potencia es cero. Para  $0 < R < \infty$ , existe un punto donde la potencia que consume la resistencia es máxima, bajo condiciones de iluminación determinadas. Este punto, simbolizado por  $P_m$ , está determinado por un valor de tensión ( $V_m$ ) y un valor de corriente ( $I_m$ ) para el cual su producto es máximo.

$$P = VI = RI^2 \quad (2.1)$$

Por otra parte, tanto la  $I_{cc}$  como el  $V_{ca}$  representan puntos donde no hay generación de potencia eléctrica, ya que la potencia es el producto de la tensión y corriente, según la Ec. [2.1](#).

- d) **Eficiencia de conversión ( $\eta$ )**. Se define como el cociente entre la potencia máxima  $P_m$  generada por la celda, entre la potencia de la radiación solar que incide en ella. Si el área activa es  $A$ , y  $G$  es la irradiancia incidente en unidades de  $W/m^2$ , la eficiencia es,

$$\eta = \frac{P_m}{A \times G} \quad (2.2)$$

- e) **Factor de Forma (FF)**. Una manera de conocer qué tan eficiente es una celda solar es a través de la curva I-V; entre más cuadrada sea la curva I-V, mayor será la eficiencia de la celda solar. Esta propiedad de cuadratura se cuantifica con el concepto de factor de forma el cual de define como:

$$FF = \frac{P_m}{V_{ca} \times I_{cc}} \quad (2.3)$$

Además de la curva I-V mostrada en la Fig. [2.2](#), se muestran curvas hiperbólicas, cada una de potencia constante. La ecuación que describe a estas curvas es  $I=P \times 1/V$  (curvas punteadas), las cuales indican si una carga eléctrica, diseñada para que opere a determinada potencia, puede ser puesta en operación por la celda solar. Si la curva hiperbólica de la carga eléctrica (curvas punteadas numeradas del 1 al 4 en la Fig. [2.2](#)), interseca la curva I-V, la carga eléctrica funcionará; de lo contrario no funcionará [\[1\]](#).

Las características eléctricas de la celda solar antes mencionadas, se obtienen bajo condiciones estándares conocidas como **Condiciones Estándares de Prueba (STC)** por su siglas en inglés), las cuales se enlistan a continuación:

1. Irradiancia solar = 1,000 W/m<sup>2</sup>
2. Temperatura de la celda solar, T<sub>c</sub> = 25 °C
3. Espectro de la masa de aire= 1.5

El comportamiento eléctrico de una celda solar se explica a partir del circuito equivalente mostrado en la Fig. 2.3, en donde se puede obtener la corriente total de salida I en las terminales del circuito, la cual está dada por la Ec. 2.4.

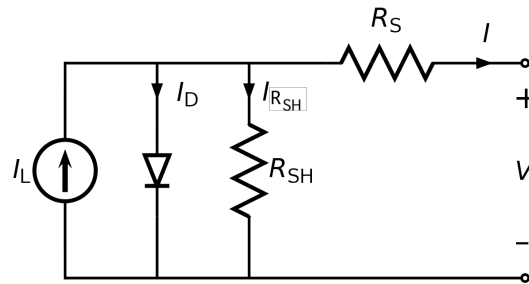


Figura 2.3: Circuito equivalente de una celda solar

$$I = I_L - I_D - I_{R_{sh}} \tag{2.4}$$

donde la I<sub>D</sub> y la I<sub>R<sub>sh</sub></sub> están determinadas por la siguientes ecuaciones:

$$I_D = I_o \left( e^{\frac{q(V+I R_s)}{nKT}} - 1 \right) \tag{2.5}$$

$$I_{R_{sh}} = \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \tag{2.6}$$

En las Ec. 2.4, 2.5 y 2.6, I<sub>L</sub> es la corriente fotogenerada, I<sub>o</sub> es la corriente inversa de saturación, q es la carga elemental del electrón (q=1.6×10<sup>-19</sup>C), V es la tensión en las terminales del circuito (ver Fig. 2.3), n es un factor que describe la calidad de la unión p-n, k es la constante de Boltzman igual a

$1.38 \times 10^{-23}$  J/K, T es la temperatura de la celda, y  $R_s$  y  $R_{sh}$  son las resistencias en serie y paralelo, respectivamente.

En consecuencia la ecuación que describe el comportamiento I vs V de una celda solar bajo iluminación está dada por,

$$I = I_L - I_o \left( e^{\frac{q(V+IR_s)}{nKT}} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (2.7)$$

De la Ec. 2.7 se obtiene que:

- a) Bajo condiciones de corto circuito, la tensión de salida es cero ( $V=0$ ); por lo que

$$I = I_L \approx I_{cc} \quad (2.8)$$

- b) Condiciones de circuito abierto; bajo dichas condiciones la corriente de salida es nula ( $I=0$ ) y de la Ec. 2.7 se tiene que la tensión de circuito abierto  $V_{ca}$  de la celda solar está dada por

$$V_{ca} = \frac{nkT}{q} \ln \left( \frac{I_L}{I_o} + 1 \right) \quad (2.9)$$

Cuando la celda solar se expone a temperaturas mayores a las de STC, ésta incrementa su temperatura debido a la absorción de radiación solar, afectando su desempeño eléctrico, según lo establecido en la Ec. 2.7. En la Fig. 2.4 se muestra la variación del  $V_{ca}$ ,  $I_{cc}$  y  $\eta$  con la temperatura, en una celda solar de silicio. Se observa que, hay rectas con pendientes negativas para el caso del  $V_{ca}$  y  $\eta$ , y una recta con pendiente positiva para la  $I_{cc}$ . Para cada una de estas pendientes se puede establecer el concepto de **coeficiente de temperatura**.

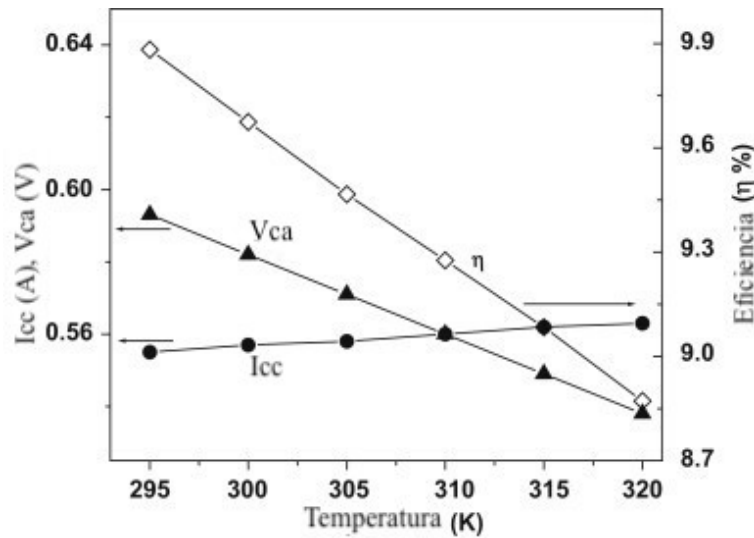


Figura 2.4: Variación de  $V_{ca}$ ,  $I_{cc}$  y  $\eta$  con la temperatura [35]

La Tabla 2.1 muestra los valores comunes de coeficientes de temperatura para las celdas de silicio cristalino, en donde se observa que la ligera ganancia en  $I_{cc}$  y la disminución en  $V_{ca}$  cuando la temperatura de la celda solar aumenta, trae como consecuencia cambios en la potencia generada y la eficiencia de la celda solar. Los valores de estos coeficientes son proporcionados por el fabricante del MFV en su respectiva ficha técnica.

Parámetro	Símbolo	Efecto	Valor
Corriente a corto circuito	$\alpha$	Aumenta	$\sim 0.04-0.08 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$
Tensión a circuito abierto	$\beta$	Disminuye	$\sim 0.2-0.4 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$
Potencia	$\gamma$	Disminuye	$\sim 0.3-0.5 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$

Tabla 2.1: Coeficientes de temperatura para celdas de silicio cristalino [36] [37]

## 2.2. El módulo fotovoltaico

Dado que una celda solar genera electricidad en CD, y en el caso de las de Silicio se produce una tensión de 0.7 V (Balch, 2003), éstas se pueden interconectar en serie y en paralelo para poder generar mayores tensiones y corrientes. De acuerdo a las leyes de Kirchhoff, al conectar celdas solares eléctricamente idénticas en serie, la tensión se incrementa a una magnitud igual a la suma de las tensiones de cada una de las celdas, conservando una corriente igual a la corriente de cualquiera de

la celdas; mientras que al conectar celdas solares eléctricamente idénticas en paralelo, incrementa la corriente a una magnitud igual a la suma de las corrientes de cada una de las celdas manteniendo una tensión constante [1].

El arreglo de estas celdas solares se encapsulan comunmente con un material conocido como Etileno Vinil Acetato (EVA), polivinil butiral (PVB) o poliolefina termoplástica (TPO) para evitar la degradación por corrosión y absorción de agua. Como cubierta frontal, se usa vidrio templado el cual funciona como protección contra los impactos y las condiciones que pueda tener el ambiente. Tanto el encapsulante como el vidrio, deben transmitir la radiación solar en el rango de longitudes de onda en donde el material del cual está hecho la celda solar, tenga su respuesta espectral (para el silicio es de 0.35 a 1.2  $\mu\text{m}$ ). Como capa posterior se usa un polímero, comúnmente Tedlar o Poliéster, el cual funciona como protector contra la degradación. Por último, el marco de aluminio es el encargado de dar rigidez a la estructura [23], ver Fig. 2.5.

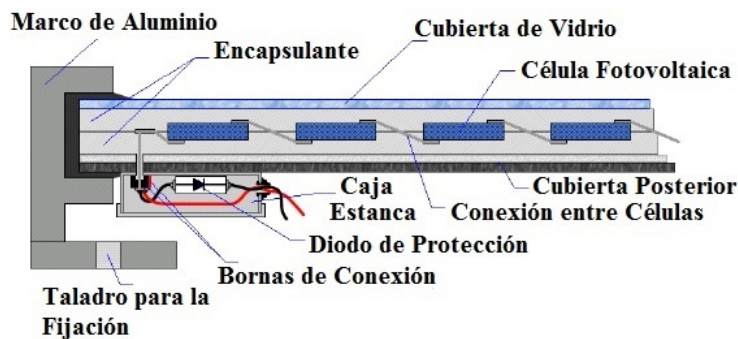
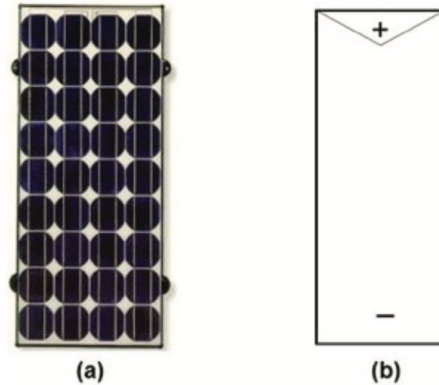


Figura 2.5: Partes de un módulo fotovoltaico [21]

La estructura conformada por todos los materiales antes mencionados se le conoce como el **módulo fotovoltaico (MFV)** [21], siendo este la unidad mínima de potencia eléctrica fotovoltaica y sirve como base para la conformación de los sistemas fotovoltaicos.

La Fig. 2.6 muestra una fotografía de un módulo típico de silicio cristalino y el símbolo que se usa convencionalmente para representar al módulo en un diagrama eléctrico fotovoltaico.



**Figura 2.6:** En (a) Fotografía de un módulo típico de silicio cristalino y en (b) Símbolo convencional para MFV [22].

Para garantizar su durabilidad, seguridad eléctrica y desempeño eléctrico los MFV deben someterse a pruebas que evalúen la conformidad sobre su construcción, desempeño eléctrico, seguridad y durabilidad.

Las normas internacionales que proporcionan el marco normativo para la observancia y cumplimiento de las propiedades eléctricas son de la International Electrotechnical Commission (IEC); o las respectivas normas internacionales como las de Underwriter laboratories (UL), o bien las normas voluntarias mexicanas (MXN). Para la fabricación y etiquetación de los MFV se debe cumplir con lo siguiente:

1. Fabricante cumpliendo la norma IEC 61730-1 (2016) *Photovoltaic (PV) module safety qualification Part 1: Requirements for construction* o UL 1703; UNE-EN-50380-2003; NMX-J-618/1 (2010).
2. Ostentar la etiqueta de identificación que contenga referencias o datos respecto de su desempeño eléctrico (UNE-EN-50380), seguridad, confiabilidad y durabilidad.

Los datos de placa provenientes de un laboratorio de ensayo avalado por una entidad certificadora, en donde la etiqueta debe contener el logo de la entidad certificadora así como el número de serie. La Fig. 2.7 muestra un ejemplo común de una etiqueta de identificación con los datos de placa del producto.

KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULE			
MODEL KD220GX-LFBS			
IRRADIANCE AND CELL TEMPERATURE	1000Wm <sup>-2</sup> AM 1.5 25° C	800Wm <sup>-2</sup> AM 1.5 47.9° C	MAXIMUM SYSTEM VOLTAGE
P <sub>max</sub>	220 W	156 W	600 V
V <sub>pmax</sub>	26.6 V	23.6 V	
I <sub>pmax</sub>	8.28 A	6.62 A	MASS
V <sub>oc</sub>	33.2 V	-	
I <sub>sc</sub>	8.98 A	-	18.6 Kg
SERIAL NO.	11YPSY0545		Q
<b>WARNING</b> -Photovoltaic modules generate electricity when exposed to light. Hazardous Electricity can shock, burn or cause death. -Do not touch terminals when exposed to light. -When connected or disconnected to the output cable, upper surface should be shaded from light. -Must comply with local safety standards prior to installation.			
	FIRE RATING	CLASS C	SERIES FUSE 15 A
	FIELD WIRING	STRANDED COPPER ONLY 10~14AWG INSULATED FOR 90°C MIN.	

Figura 2.7: Ficha técnica de un módulo de 220 W

Las medidas de comportamiento eléctrico o curvas I-V deben realizarse de acuerdo a la norma IEC 60904-1, 2020 *Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of PV current voltage characteristics*.

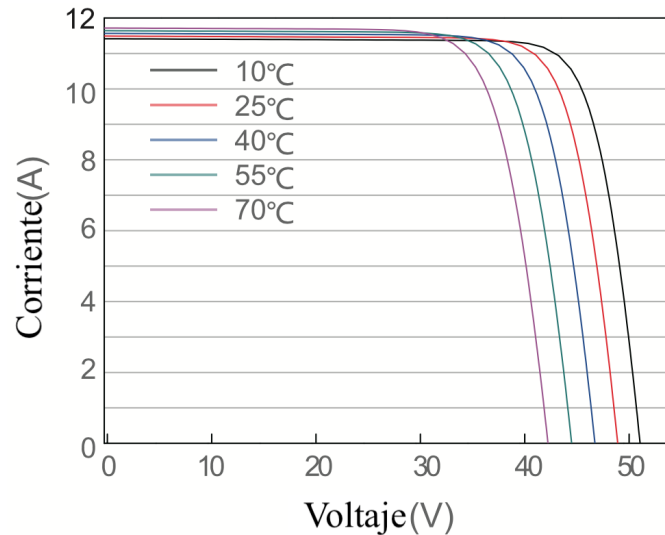
Para garantizar seguridad eléctrica, mecánica y durabilidad se debe satisfacer la norma IEC 61215-1: (2021) *Terrestrial photovoltaic (PV) modules, Design and qualification and type approval. Part 1: Test requirements*. Homologada como: NMX-J-618/4-ANCE-2011. *Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules* así como la norma IEC 61215-2:2021 *Terrestrial photovoltaic modules (PV) Design and qualification and type approval- Part 2: Test procedures*.

Para seguridad eléctrica, mecánica y propagación de fuego la norma IEC 61730-2 (2017) Ed 2.0: *Photovoltaic (PV) module safety qualification Part 2: Requirements of testing*. Homologada como NMX-J-618/2-ANCE-2011.

### 2.3. Efecto de la temperatura en los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico

Un módulo típico convierte del 15-22% de la irradiancia que incide sobre él en energía, dependiendo del tipo de celda solar y las condiciones climáticas [38]. El resto de la radiación solar incidente se

convierte en calor, lo cual incrementa la temperatura de las celdas solares afectando así los parámetros eléctricos del MFV, el  $V_{ca}$ , la  $I_{cc}$ , el FF y la  $\eta$ , tal y como se explicó en la sección 2.1. La Fig. 2.8 muestra una simulación de las curvas I-V para un módulo de 455 W donde se observa la dependencia de los parámetros eléctricos con respecto a la temperatura; observándose que  $I_{cc}$  aumenta ligeramente mientras que el  $V_{ca}$  disminuye a una razón mayor. Es muy importante que los fabricantes de MFV proporcionen los coeficientes de temperatura de sus productos.



**Figura 2.8:** Efecto de la irradiancia en curva I-V [31]

Dado que los MFV, bajo condiciones de operación, no trabajan nunca bajo las condiciones estándares de prueba, que son las de laboratorio, se ha convenido internacionalmente usar como referencia las condiciones llamadas condiciones normales de operación de la celda (NOCT por sus siglas en inglés) o condiciones normales de operación del módulo (NMOT por sus siglas en inglés) [32]. Estas condiciones son:

1. Irradiancia solar =  $800 \text{ W/m}^2$
2. Temperatura ambiente =  $20^\circ\text{C}$
3. Espectro de la masa de aire = 1.5
4. Velocidad de viento =  $1 \text{ m/s}$

Bajo estas condiciones y en circuito abierto, el fabricante debe medir la temperatura que alcanza el MFV bajo condiciones termodinámicas estables, la cual, simbolizada como  $T_{\text{NOCT}}$ , es el valor



que se utiliza como referencia para estimar el comportamiento eléctrico del MFV en función de la temperatura ambiente y su temperatura de operación que puede tener cuando recibe una irradiancia diferente a las condiciones STC. Por otro lado,  $T_{NMOT}$  se estima considerando que el MFV está conectado a las cargas eléctricas, y que éste funciona como un seguidor de máxima potencia. Debido a que la  $T_{NMOT}$  está en función de la velocidad del viento, se ocupa otra expresión matemática diferente a la que se expone a continuación para determinar la temperatura de operación del MFV [32].

De acuerdo a experimentos realizados al aire libre, la temperatura de placa ( $T_c$ ) que alcanza un MFV, cuando está recibiendo una irradiancia constante bajo condiciones de velocidad de viento de 1 m/s, está dada por [33]:

$$T_c = T_a + C_1 G \quad (2.10)$$

En la Ec. 2.10,  $C_1$  es la constante de propagación de temperatura del MFV, la cual se establece mediante la siguiente expresión

$$C_1 = \frac{T_{NOCT} - 20}{800} \quad \left[ \frac{^{\circ}Cm^2}{W} \right] \quad (2.11)$$

Una vez definida la temperatura de operación del módulo, se determinan sus parámetros eléctricos. Para tener una aproximación del comportamiento de dichos parámetros pueden usarse datos de fabricante como los mostrados anteriormente en la Tabla 2.1 de la Sección 2.1.

Los coeficientes de temperatura son la razón a la cual el módulo pierde potencia cuando la temperatura de las celdas es mayor a la temperatura de referencia ( $dP/dT$ ), es decir,  $T_{c(STC)}=25^{\circ}C$ . Este aumento de temperatura se da como consecuencia del efecto de absorción de la irradiancia, la temperatura ambiente y la manera en la que el módulo disipa el calor debido a la convección propiciados por una corriente de aire.

De esta forma, como ya se ha mencionado, un MFV trabajando a una temperatura ambiente  $T_{amb}$  y con una irradiancia de  $G$ , se calentará a una temperatura  $T_c$  dada por la Ec. 2.10, por lo que el gradiente de incremento en la temperatura será,

$$\Delta T = T_c - T_{(STC)} \quad (2.12)$$

Como  $dP/dT$  es el coeficiente de temperatura en la potencia, en unidades de  $\%/^{\circ}\text{C}$ , éste es negativo, entonces al aumento de la temperatura del módulo, la potencia pico disminuye proporcionalmente al incremento de su temperatura y la magnitud de pérdida ( $PP_p$ ) estará dada por la relación,

$$PP_p = P_p(STC) \frac{\gamma}{100} \times \Delta T, \quad (2.13)$$

donde  $\gamma = dP/dT$ .

Lo anterior, permite tener una relación para estimar la Potencia Pico ( $P_p$ ) que puede producir un MFV a diferentes temperaturas ( $T_c$ ), manteniendo una irradiancia constante de  $1000 \text{ W/m}^2$  (la relación es válida para cualquier irradiancia que sea constante); así se tiene que:

$$P_p(T_c) = P_p(STC) - PP_p = P_p(STC) \left[ 1 + \left( \frac{\gamma}{100} \right) \Delta T \right] \quad (2.14)$$

y como consecuencia

$$P_p(T_c) = P_p(STC) \left[ 1 + \left( \frac{\gamma}{100} \right) \Delta T \right] \quad (2.15)$$

Si a la expresión  $(1 + (\gamma/100)\Delta T)$  se le llama Rendimiento Térmico del módulo en la potencia, simbolizado por  $R_T$  entonces,

$$R_T = 1 + \left( \frac{\gamma}{100} \right) \Delta T \quad (2.16)$$

y en consecuencia, la  $P_p$  del MFV cuando está caliente a la temperatura  $T_c$  será

$$P_p(T_c) = R_T P_p(STC) \quad (2.17)$$

La expresión anterior permite conocer cual es la Potencia Pico ( $P_p$ ) que genera un MFV a diferentes

temperaturas  $T_c$  manteniendo la irradiancia constante.

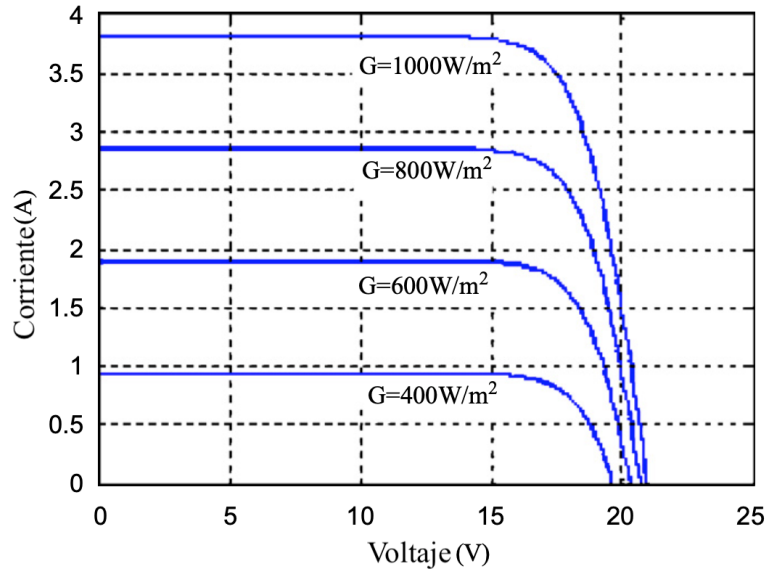
## 2.4. Efecto de la irradiancia en los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico

Así, como los parámetros eléctricos de los MFV son afectados por los cambios en la temperatura, también las variaciones en la irradiancia producen modificaciones en ellos. En la Fig. 2.9 (a) se muestra el comportamiento típico de la curva I-V para valores de irradiancia  $G$  de 400 a 1,000  $W/m^2$  para un módulo con una Potencia Pico de 60 W. La relación entre el  $V_{ca}$  y la  $I_{cc}$  con la irradiancia se muestra en la simulación de la Fig. 2.9(b). En esta simulación se observa que a partir de la gráfica  $V_{ca}$  vs  $G$ , el valor máximo de  $V_{ca}$  es aquel generado a una  $G=1,000 W/m^2$  pero si ésta disminuye, la magnitud de  $V_{ca}$  lo hará también siguiendo la Ec. 2.9. Sin embargo, la disminución no es significativa en el rango para  $G$  entre 200 y 1,000  $W/m^2$ , comparado con el decremento en la  $I_{cc}$  donde se observa que la forma en la que cambia la corriente de corto circuito (corriente de iluminación  $I_L$ , siguiendo la Ec. 2.8) es proporcional al valor de la irradiancia. Como ya se mencionó con anterioridad, la corriente que genera un MFV con celdas conectadas en serie es igual a la corriente que produce una celda, por lo que el efecto de la irradiancia sobre el MFV es el mismo que para un celda, considerando que  $I_{cc(m)}$  es la corriente de corto circuito del MFV, entonces

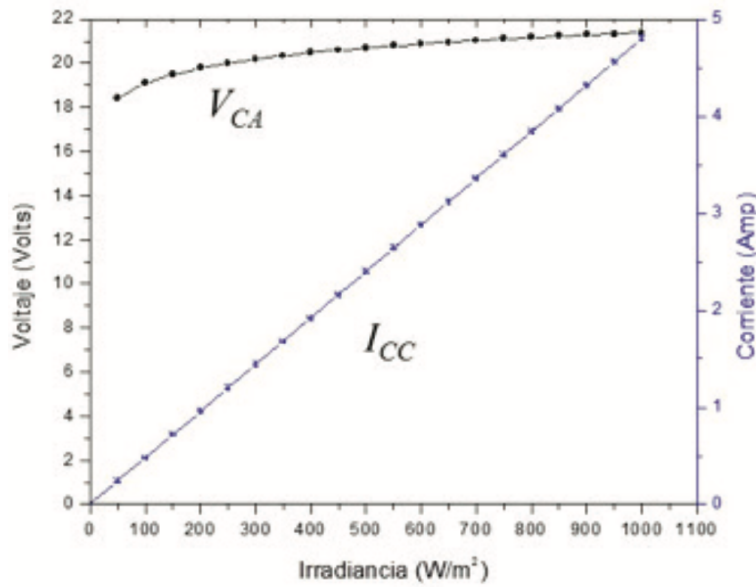
$$I_{cc(m)} = bG \quad (2.18)$$

donde la constante  $b$  es,

$$b = \frac{I_{cc(m)}(STC)}{1000} \quad (2.19)$$



(a) De una celda solar a una  $T_c = 25^\circ\text{C}$



(b) De un MFV en función de la magnitud de la irradiancia.

**Figura 2.9:** Curvas I-V [31]

Debido a que la  $I_{cc}$  es directamente proporcional a la irradiancia, se puede determinar si un módulo genera la corriente que especifica el fabricante, o estimar la corriente que dará el módulo bajo una irradiancia conocida. Esto, con base en que a una irradiancia  $G$  de  $1,000 \text{ W/m}^2$  el módulo debe generar la corriente  $I_{cc}$  especificada en la placa, al medir simultáneamente el valor de la  $G$  y el valor de  $I_{cc}$  en un instante dado, se normaliza el valor real de la corriente de corto circuito y se compara

con la placa. A este procedimiento se le conoce como **normalización** el cual verifica los datos de placa del módulo en campo o en el sitio de la instalación [1].

La potencia máxima  $P_M$  que genera un MFV a una temperatura constante ( $T_c=25^\circ\text{C}$ ) para irradiancias mayores a  $200 \text{ W/m}^2$  sigue un comportamiento casi proporcional con la magnitud de la irradiancia, por lo cual se puede establecer la siguiente relación

$$P_{M(G)} = \frac{G}{G_{(\text{STC})}} \times P_{P(\text{STC})} \quad (2.20)$$

Si ahora se combina los efectos de irradiancia y temperatura del MFV, se tendrá que la  $P_M$  que genera un MFV para cualquier irradiancia y cualquier temperatura del MFV se puede estimar por la siguiente relación:

$$P_M(G, T_c) = \frac{G}{G_{(\text{STC})}} \times P_{P(\text{STC})} \times R_T \quad (2.21)$$

es decir,

$$P_M(G, T_c) = \frac{G}{G_{(\text{STC})}} \times P_{P(\text{STC})} \times \left[ 1 + \left( \frac{\gamma}{100} \right) \Delta T \right] \quad (2.22)$$

## 2.5. Efectos por orientación e inclinación del módulo

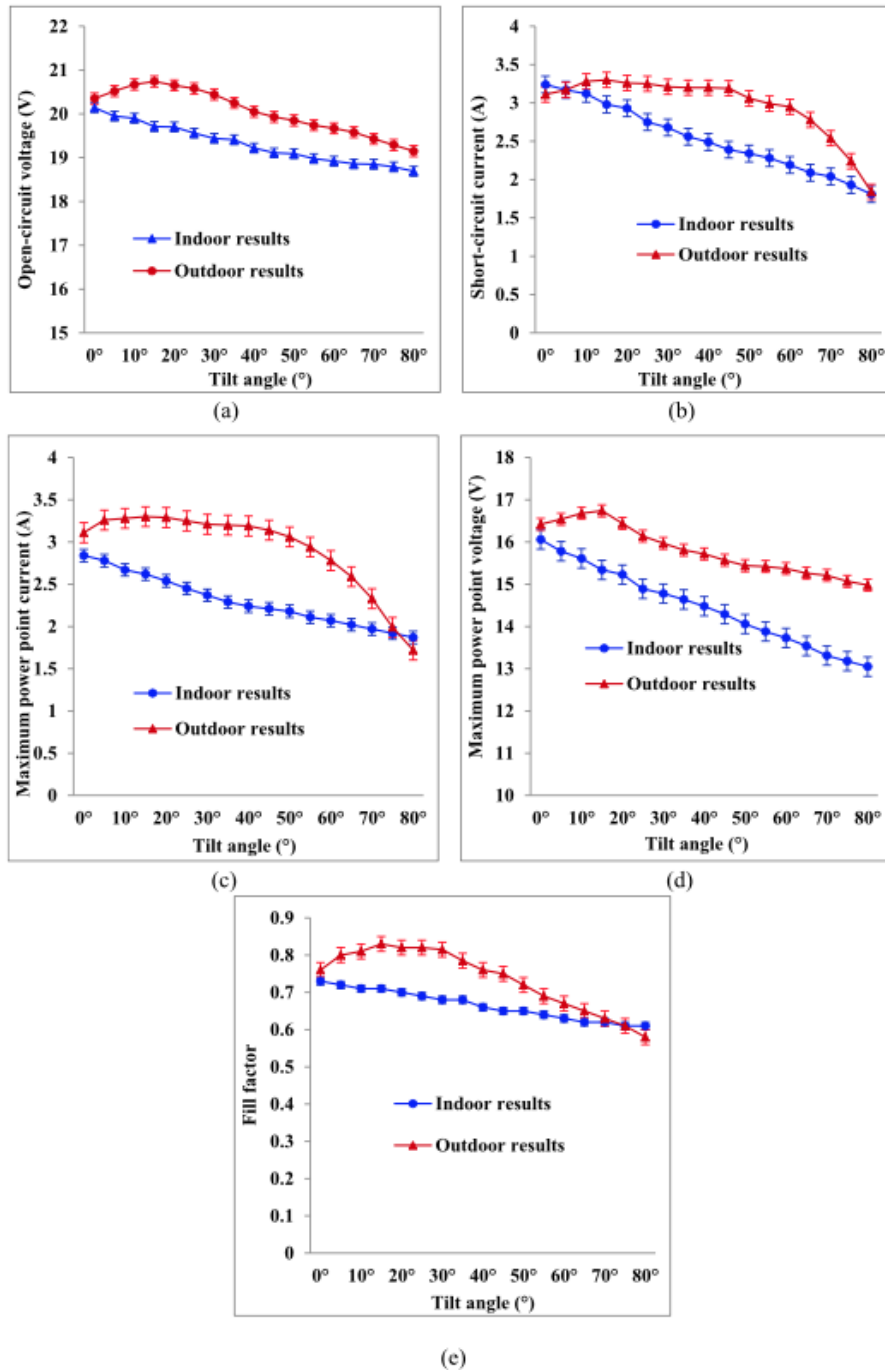
Como se demostró en la sección anterior, entre mayor irradiancia incida sobre el módulo solar, mayor será la corriente y la tensión y por lo tanto, la potencia de salida. Para obtener la mayor irradiancia posible, el módulo debe ser colocado de tal modo que los rayos del sol incidan perpendicularmente sobre éste, es decir, que sean normales a la superficie [40]. Una manera de lograr que el módulo esté orientado normal a los rayos solares, es usar un sistema de seguimiento solar el cual seguirá la trayectoria del sol en todo momento. Sin embargo, estos seguidores solares son complejos, costosos y requieren reparación así como mantenimiento, por lo tanto, no siempre es apropiada su aplicación. Es por ello que, hoy en día la industria fotovoltaica fija los MFV basándose en un ángulo de inclinación óptimo para maximizar la energía promedio generada durante un año [25].

Convencionalmente, los MFV son alineados con la latitud de la región pero para que reciban la máxima radiación; es importante que haya una orientación exacta. Así, se usan principalmente dos

ángulos para definir la orientación de un módulo, el ángulo de inclinación y el ángulo azimutal [38] los cuales fueron definidos en el Capítulo 1.

Varios modelos teóricos han sido propuestos para determinar el ángulo óptimo de inclinación donde Hussein et al, Benghanem, Chang, y Arbi y Pillay [38] han obtenido que éste debe estar entre el valor de la latitud de la locación ( $\phi$ ) y ( $\phi \pm 15^\circ$ ). Según Shukla et al. [18] el ángulo de inclinación es mayor en invierno ( $\text{latitud} + 15^\circ$ ) mientras que en verano es menor ( $\text{latitud} - 15^\circ$ ). Esta aproximación del ángulo en el rango  $\pm 15^\circ$  implica una pérdida menor del 5% en la potencia de salida [38].

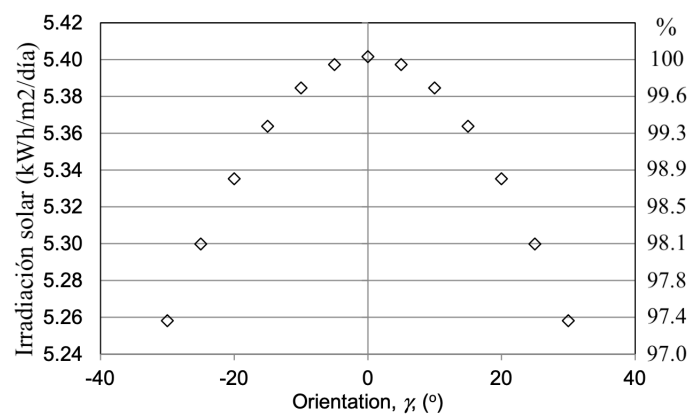
En la Fig. 2.10 se muestra el efecto que tiene el ángulo de inclinación en un módulo de silicio monocristalino de 90 W a una irradiancia de  $750 \text{ W/m}^2$ . Se hicieron dos simulaciones, la primera (indoor results) fue dentro de un laboratorio donde la temperatura ambiente se mantuvo constante a  $25^\circ\text{C}$  y se hizo uso de un simulador solar manteniendo una irradiancia de  $750 \text{ W/m}^2$ . La segunda simulación (outdoor results) se realizó a la intemperie, con temperaturas ambiente de  $29^\circ\text{C}$  a  $35^\circ\text{C}$  e irradiancias de 200 a  $1000 \text{ W/m}^2$ , en un lugar ubicado en el hemisferio norte .



**Figura 2.10:** Parámetros eléctricos en función del ángulo de inclinación a  $750 \text{ W/m}^2$  (a) Tensión a circuito abierto (b) Corriente de corto circuito, (c) Corriente en el punto máximo de potencia, (d) Tensión en el punto máximo de potencia, (e) Factor de Forma [38]

Como se observa en la Fig. 2.10, bajo condiciones dentro del laboratorio, los parámetros eléctricos mayores se presentaron en el ángulo de inclinación óptimo, es decir, el ángulo de latitud del sitio en donde se realizó el experimento ( $3.11^\circ$ ).

Como ya se mencionó, para maximizar la radiación solar incidente en un módulo, éste debe estar orientado hacia el Sur, siempre y cuando éste se encuentre en el hemisferio norte, es decir  $\gamma = 0$ . En la Fig. 2.11 se muestra la radiación anual promedio diaria mensual que incide sobre una superficie inclinada, donde se observa que el valor máximo se encuentra cuando la superficie está orientada hacia el sur. Pero si la superficie está orientada  $15^\circ$  este u oeste con respecto al sur, hay una disminución del 0.6 % con respecto al valor máximo. Esto indica que en caso de que no se logre la orientación óptima (cuando la geometría del sitio donde se instalarán los MFV no lo permita), no habrá una reducción significativa en la radiación solar incidente.



**Figura 2.11:** Radiación solar anual promedio en una superficie inclinada para diferentes orientaciones [41]

Por lo tanto, en la práctica se colocan los MFV orientados al sur y con un ángulo de inclinación igual a la latitud del sitio de instalación para maximizar la energía promedio generada durante un año [25].

## 2.6. Cadena y arreglos fotovoltaicos

Los MFV se establecen como la **unidad mínima de potencia eléctrica**. Comúnmente los MFV no generan la potencia necesaria para poder alimentar una carga eléctrica residencial, es por ello que, considerando que se tiene una generación de electricidad en CD, los MFV se conectan en serie o en paralelo para incrementar la potencia de trabajo y formar una nueva estructura que lleva por nombre **arreglo fotovoltaico** (AFV) [1].

La conexión de MFV en serie resulta en un arreglo que proporcionan una tensión en las terminales de salida igual a la suma de cada una de las tensiones de cada módulo, mientras que la corriente es igual



a la corriente que genera un módulo, a esta nueva asociación se le conoce como **cadena fotovoltaica** (CFV). La CFV se construye para proporcionar la tensión eléctrica que requiere el aparato eléctrico que se acople a dicho arreglo, en consecuencia a la CFV se le conoce como Unidad mínima de tensión eléctrica. La Fig. 2.12 muestra la conexión de 3 MFV en serie.

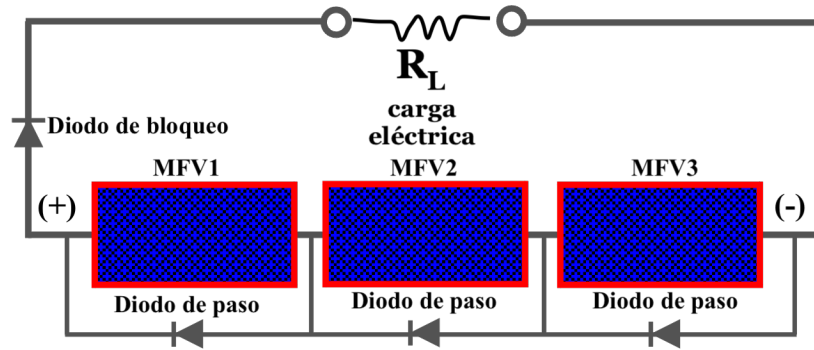


Figura 2.12: Conexión en serie de 3 MFV [1]

En dicha figura se tiene: si respectivamente,  $V_{ca}$  (CFV) y  $V_m$  (CFV) son, la tensión a circuito abierto, y la tensión de la máxima potencia de la conexión de los 3 MFV en serie, entonces:

$$V_{ca}(\text{CFV}) = 3V_{ca}(\text{MFV}) \tag{2.23}$$

$$V_m(\text{CFV}) = 3V_m(\text{MFV}) \tag{2.24}$$

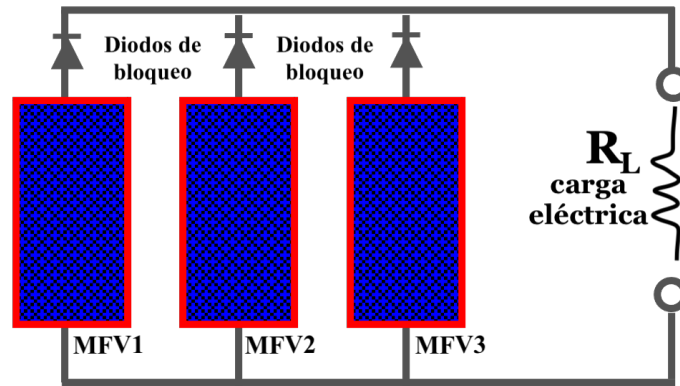
Y si respectivamente,  $I_{cc}$  (CFV) e  $I_m$  es la corriente a corto circuito y la corriente en el punto de máxima potencia de la conexión en serie de los 3 MFV, entonces

$$I_{cc}(\text{CFV}) = I_{cc}(\text{MFV1}) = I_{cc}(\text{MFV2}) = I_{cc}(\text{MFV3}) \tag{2.25}$$

$$I_m(\text{CFV}) = I_m(\text{MFV1}) = I_m(\text{MFV2}) = I_m(\text{MFV3}) \tag{2.26}$$

Por otra parte, la conexión en paralelo de MFV idénticos formará una asociación cuya corriente de salida sea igual a la suma de las corrientes individuales de cada módulo. La Fig. 2.13 muestra una

representación esquemática de la conexión en paralelo de MFV idénticos.



**Figura 2.13:** *Conexión en paralelo de 3 MFV*

Es decir, si respectivamente,  $V_{ca}(P)$  y  $V_m(P)$  es la tensión a circuito abierto y la tensión en el punto de la máxima potencia de la conexión de los 3 MFV en paralelo, entonces:

$$V_{ca}(P) = V_{ca}(\text{MFV1}) = V_{ca}(\text{MFV2}) = V_{ca}(\text{MFV3}) \quad (2.27)$$

$$V_m(P) = V_m(\text{MFV1}) = V_m(\text{MFV2}) = V_m(\text{MFV3}) \quad (2.28)$$

Y si respectivamente,  $I_{cc}(P)$  e  $I_m(P)$  es la corriente a corto circuito de la conexión en paralelo de los 3 MFV, entonces

$$I_{cc}(P) = 3I_{cc}(\text{MFV}) \quad (2.29)$$

$$I_m(P) = 3I_m(\text{MFV}) \quad (2.30)$$

Para evitar el flujo de corriente en la dirección opuesta cuando se conectan los MFV en paralelo, se utilizan diodos de bloqueo en todos los MFV o CFV conectados en paralelo. Los diodos de paso, integrados por el fabricante en los MFV evitan la formación de “puntos calientes” ya que proporcionan un camino de alivio para evitar que circule corriente por un módulo que esté sombreado total o

parcialmente por alguna nube u objeto. Las Fig. 2.12 y 2.13 muestran esquemáticamente la posición de los diodos antes mencionados. La conexión en paralelo de las CFV permite visualizar el concepto general de AFV. La Fig. 2.14 muestra el diagrama esquemático de un AFV en donde se muestran los diodos de paso y de bloqueo.

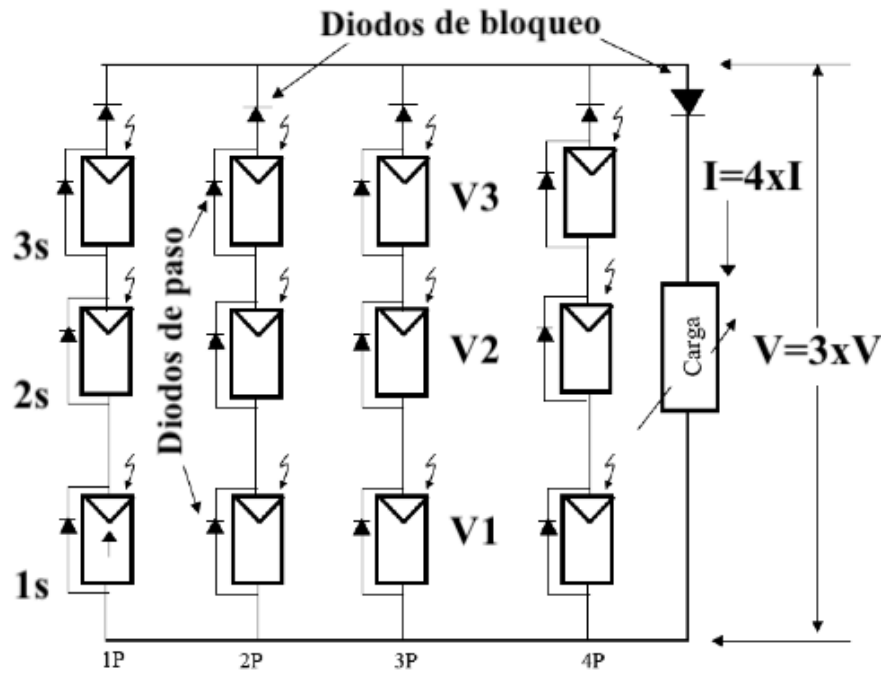


Figura 2.14: Arreglo fotovoltaico [1]

La configuración eléctrica de este AFV está formada por 3 MFV conectados en serie y 4 CFV conectadas en paralelo. A esta configuración suele especificarse como 3S x 4P. Estos AFV deben construirse usando MFV cuyas características eléctricas sean idénticas para evitar los desbalances eléctricos y la probabilidad de formación de los puntos calientes [1].

Con base a lo anterior, los AFV se suelen especificar por su configuración eléctrica de conexión de la siguiente manera:

$$NS \times MP \tag{2.31}$$

Donde ,

- a) N es el número de MFV que se conectan en serie para integrar el concepto de CFV la cual

determina la tensión de generación que deberá de ser equivalente a la tensión nominal con el cual operarán las cargas eléctricas que se conecten al AFV.

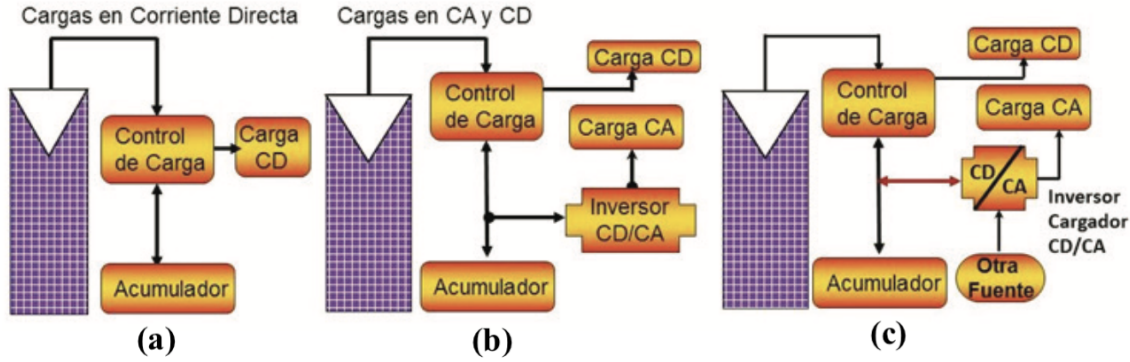
- b)  $M$  es el número de CFV que se conectan en paralelo para proporcionar la potencia eléctrica que requerirán las cargas que se conecten al AFV.

## 2.7. Sistemas fotovoltaicos

Como ya se mencionó, un MFV genera electricidad en CD y se realiza durante las horas sol, lo que aparentemente limitaría sus aplicaciones a cargas en CD que operarían durante el día, sin embargo, se han desarrollado controladores electrónicos que han permitido regular el estado de carga de las baterías y como consecuencia, los MFV suministran la energía requerida por las cargas en CD. Así, su funcionamiento no está limitado a las horas solares, sino a las necesidades del usuario. Con el avance de la electrónica, se han diseñado convertidores electrónicos como los inversores de carga que transforman la CD en Corriente Alterna (CA) y como resultado, los MFV pueden suministrar energía a cualquier tipo de carga eléctrica en CA.

La conjunción de AFV con acondicionadores de energía (controladores de carga, inversores y electrónica de control), almacenamiento de carga, estructuras para el soporte y orientación del AFV, y las cargas eléctricas a energizar constituyen lo que se conoce como **sistema fotovoltaico (SFV)**; siendo su función principal generar electricidad a una tensión específica para su consumo por las cargas eléctricas consideradas [1]. Existen tres tipos de SFV los cuales se describen a continuación:

1. Sistemas autónomos (SFV-A). En estos la principal fuente de generación de electricidad es el MFV, incluyen cargas en CD o en CA y pueden incluir sistemas de almacenamiento de energía como fuente secundaria.
2. Sistemas híbridos (SFV-H). Estos sistemas energéticos cuentan con más de una fuente de generación de electricidad, es decir, una combinación de AFV con: generadores eólicos, generadores microhidráulicos o incluso motogeneradores, la red eléctrica convencional, etc. En la Fig. 2.15 se muestra las arquitecturas típicas de un SFV-A (a y b) y un SFV-H (c), con almacenamiento electroquímico de energía.



**Figura 2.15:** Arquitecturas típicas de un SFV-A (a y b) y un SFV-H (c) [1]

3. Sistemas interactivos con la red (SFV-I). Estos son sistemas que se acoplan con la red eléctrica convencional a través de inversores diseñados para este propósito, el cual monitorea la red eléctrica y efectúa una interacción efectiva, aceptando un flujo de energía bidireccional desde el AFV hacia la red (inyección) en caso de mínimo o nulo consumo por las cargas conectadas localmente, o desde la red hacia las cargas (suministro) para el evento de baja o nula generación del AFV (por ejemplo en la noche). El diagrama mostrado en la Fig. 2.16 representa las componentes principales de un SFV-I al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [1]. En dicho diagrama, SP1, SP2 y SP3 representan los sistemas de protección eléctrica exigidos por normatividad; CEL es el circuito eléctrico local del usuario; M y MB representan sistemas de medición de energía eléctrica; y PI es el punto de interconexión en el Sistema de Distribución Local.

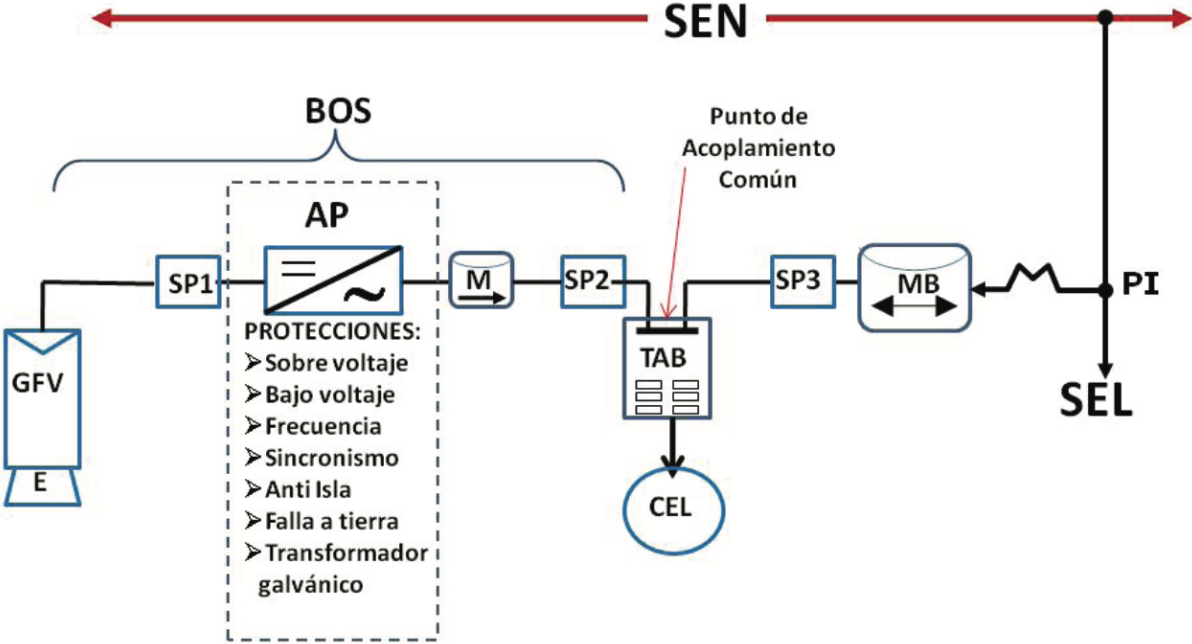


Figura 2.16: Diagrama de bloques de un SFV-I al SEN [1]

# Capítulo 3

## Descripción de las plantas solares fotovoltaicas del IER-UNAM

En el presente capítulo se proporciona información con respecto a la Norma de Instalaciones Eléctricas (utilización); en específico con base al artículo 690 “Sistemas solares fotovoltaicos” [39], en donde se exponen los requerimientos que una instalación fotovoltaica debe tener en cuestión de seguridad eléctrica. Así mismo, se detallan las Plantas Solares Fotovoltaicas (PSFV) interconectadas a la Red Eléctrica Local (REL) del IER-UNAM, en donde se presenta su descripción técnica general, parámetros eléctricos, así como sistema de protección.

### 3.1. Requerimientos eléctricos normativos en instalaciones fotovoltaicas

Antes de considerar la ubicación y descripción de las PSFV del IER-UNAM, es importante garantizar que éstas fueron diseñadas e instaladas cumpliendo con los requerimientos normativos contemplados en la Norma Eléctrica Mexicana NOM 001-SEDE 2012 Instalaciones Eléctricas-Utilización (de aquí en adelante se identificará como la “NOM”) [39]. Por lo cual para poder realizar una descripción de ellas, se llevó a cabo un proceso de inspección tanto documental como físico de cada una de las instalaciones que integran dichas plantas; y para esto, se consideraron los requerimientos normativos de la NOM que a continuación se describen para poder llevar a cabo los cálculos pertinentes e inspeccionar el

cumplimiento técnico.

La instalación eléctrica fotovoltaica debe ser segura, confiable y durable entre las partes y componentes que la integran. A su vez, ésta debe permitir el acoplamiento con la Red Eléctrica Local (REL), así como satisfacer los requerimientos de la NOM artículo 690. La NOM indica que, los circuitos eléctricos en CD (MFV al inversor) deben diseñarse con respecto la  $I_{cc}$  del MFV. Mientras que los circuitos en CA (inversor al tablero de acoplamiento) deben diseñarse con respecto a la corriente nominal del inversor, es decir:

- a) Los circuitos eléctricos que salen de las CFV se diseñan con la  $I_{cc}$  respectiva de la CFV. Los circuitos de las CFV, a su vez, se conectan en paralelo antes de llegar al inversor, formando un AFV, y se diseñan con la  $I_{cc}$  respectiva del AFV.
- b) El circuito de salida del inversor se acopla a la tensión nominal existente en el tablero de acoplamiento (220 VCA). Se diseña con la corriente nominal de salida del inversor.

Con base en lo anterior, la instalación eléctrica fotovoltaica de todas las PSFV instaladas en el IER-UNAM debe cumplir con lo siguiente [\[39\]](#):

1. Para los circuitos en CD, la ampacidad de los conductores y de los dispositivos de seguridad debe ser calculada como 1.56 veces la  $I_{cc}$  respectiva (CFV o AFV), eligiendo siempre el valor estándar inmediato superior al calculado.
2. Para los circuitos en AC, la ampacidad de los conductores y de los dispositivos de seguridad debe ser calculada como 1.25 veces la corriente nominal de salida del inversor, seleccionando siempre el valor estándar inmediato superior al calculado.
3. Todos los dispositivos de protección, así como los conductores eléctricos deben tener un aislamiento a una tensión 1.25 veces el  $V_{ca}$  bajo STC, o bien, un aislamiento con una tensión mayor al  $V_{ca}$  de la CFV calculado para el día más frío del año.
4. Cada circuito de salida de las CFV deben tener un medio de desconexión o desconector (Dsc).
5. Cada uno de los circuitos de las CFV conectados en paralelo debe contar con un Protector contra Corrientes de Retorno (PCR), siempre y cuando sean tres o más circuitos conectados en paralelo.



6. La conexión o combinación en paralelo de dos o más circuitos debe realizarse en un block metálico ( $B_M$ ) de distribución diseñado para ese fin.
7. Se debe proveer de un sistema de protección contra descargas atmosféricas (PDA) en el circuito de salida del AFV antes de arribar al inversor.
8. El circuito de salida del AFV debe tener un medio de desconexión antes de llegar al inversor
9. El circuito de salida del inversor, al llegar al tablero de conexión debe contar con una protección contra sobrecorrientes que podrían fluir del tablero hacia el inversor.
10. Se debe instalar un sistema eléctrico de tierra física.
11. Todos los dispositivos de protección deben confinarse en una caja la cual puede llamarse Caja de Combinación (CC) o Caja de Desconexión (CDsc) para intemperie.

## 3.2. Localización y ubicación de las PSFV en el IER-UNAM

El Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México (IER-UNAM), localizado con coordenadas geográficas 18°50'11" latitud Norte, 99°14'17" longitud Oeste, y ubicado en la Privada Xochicalco S/N Temixco, Morelos, cuenta con 7 PSFV interconectadas a la REL del IER-UNAM. En la Fig. [3.1](#) se muestra la ubicación de cada una de éstas.

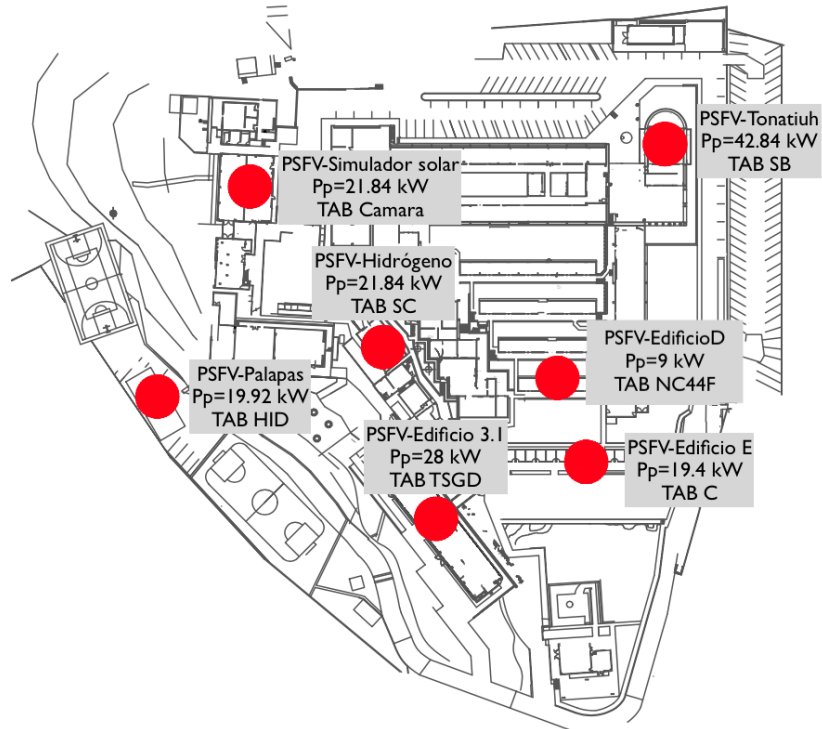


Figura 3.1: Ubicación de las PSFV del IER-UNAM

Una fotografía de una vista aérea de estas PSFV se muestra en la Fig. [3.2](#).



Figura 3.2: Ubicación de las PSFV del IER-UNAM

Las PSFV del IER-UNAM forma parte de los proyectos demostrativos instalados y puestos en operación a través del proyecto no. 190603 financiado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología

(CONACyT) a través del Fondo Institucional de Fomento Regional para el Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación (FORDECYT), con la finalidad de demostrar, mediante proyectos pilotos en condiciones reales de operación, que el uso de las tecnologías fotovoltaicas para el aprovechamiento de la energía solar puede ser viable y tener un impacto positivo en la economía, ambiente y en la sociedad.

A continuación, se describe cada una de las 7 PSFV del IER-UNAM a las que se le ha asignado el nombre de la edificación donde se ubican. En cada una, se presenta su descripción técnica general, parámetros eléctricos de los MFV, CFV y AFV, la conexión eléctrica en el SFV, así como su sistema de protección. En los Anexos, se muestran los diagramas bifilares correspondientes a cada PSFV.

### 3.3. PSFV-Edificio 3.1

La PSFV-Edificio 3.1 se encuentra localizada en la azotea del edificio 3.1, la cual tiene una capacidad instalada de 28 kWp distribuidos en dos SFV de 14 kWp. El diagrama bifilar de esta PSFV se encuentran en el Anexo [A](#).

El SFV1 ubicado en el Ala sur, consta de un AFV de 56 MFV de silicio monocristalino de 250 Wp conectados en una configuración 14Sx4P, 1 caja de combinación y 1 inversor Fronius Symo 12.0-3 208-240 trifásico a 220 V y 60 Hz, con una potencia nominal de 12.0 kW y 2 seguidores de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés). Los MFV del SFV-Ala sur se encuentran instalados en estructuras metálicas ancladas a la azotea del edificio, las cuales tienen un ángulo de inclinación promedio de 15° respecto de la horizontal y una orientación promedio de 36° E, respecto al sur geográfico.

El SFV2 localizado en el Ala norte, es idéntico al del Ala sur, con la única diferencia en que está integrado con MFV de silicio policristalino. La salida de cada inversor se conecta de manera independiente al tablero TSGD ubicado en el nivel 4 del edificio 3.1 del IER-UNAM, a través de un interruptor termomagnético con una ampacidad de 60 A.

Como ya se mencionó, el AFV1 en el Ala sur consta de 56 MFV de silicio monocristalino marca Solartec modelo S60MC-250 de 250 Wp cuyos parámetros eléctricos se presentan en la columna “MFV” de la Tabla [3.1](#), en la que también se incluye los parámetros eléctricos de la CFV, integrada

por la conexión eléctrica de 14 MFV en serie; y así mismo los parámetros eléctricos del AFV1, integrado por 4 CFV conectadas en paralelo.

Parámetro	MFV	CFV: 14S	AFV: 14S x 4P
$P_p$ (W)	250	3,500	14,000
$V_{ca}$ (V)	37.92	530.88	530.88
$I_{cc}$ (A)	8.58	8.58	34.32
$V_{mp}$ (V)	30.96	433.44	433.44
$I_{mp}$ (A)	8.07	8.07	32.28
Área (m <sup>2</sup> )	1.63	22.78	91.11
Peso (kg)	25	300	1200

**Tabla 3.1:** Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del SFV-Edificio 3.1-Ala sur

El AFV2 en el Ala norte consta de 56 MFV de silicio policristalino de la marca Solartec modelo S60-PC250 de 250 Wp. Los parámetros eléctricos del MFV, de la CFV integrada por 14 MFV conectados eléctricamente en serie, y del AFV2 integrado por la conexión en paralelo de 4 CFV se presentan en la Tabla [3.2](#).

Parámetro	MFV	CFV: 14S	AFV: 14S x 4P
$P_p$ (W)	250	3,500	14,000
$V_{ca}$ (V)	37.85	529.9	529.9
$I_{cc}$ (A)	8.65	8.65	34.6
$V_{mp}$ (V)	30.12	421.68	421.68
$I_{mp}$ (A)	8.3	8.3	33.2
Área (m <sup>2</sup> )	1.63	22.74	90.93
Peso (kg)	23	322	1288

**Tabla 3.2:** Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del SFV-Edificio 3.1-Ala norte

De acuerdo a la Tabla [3.1](#) y [3.2](#), y considerando que se tendrá una configuración eléctrica 14S x 4P tanto para la planta en el ala sur como en el ala norte, los dispositivos de seguridad necesarios

requeridos por la NOM así como los conductores eléctricos, deberán de tener como mínimos las ampacidades que a continuación se calculan:

- a) Circuitos en CD.- Se tienen 4 CFV, cada una con 14 MFV en serie, cuyos circuitos de salida (CFV-B<sub>M</sub>) se conectan en paralelo en un Bloc Metálico de distribución (B<sub>M</sub>) y el circuito de salida del B<sub>M</sub> se conecta al inversor (B<sub>M</sub>-Inv). Así que se tienen dos tipos de circuitos de las fuentes fotovoltaicas: el circuito de salida de la CFV al B<sub>M</sub>, en donde debe haber un Dsc y un PCR de acuerdo al requerimiento normativo; y el circuito de salida del B<sub>M</sub> al inversor en donde debe haber un Dsc. La ampacidad de los conductores y de los dispositivos de seguridad en ambos circuitos debe poseer un valor mínimo de:

I) Circuito CFV-B<sub>M</sub>

Con base en el requerimiento de la NOM, se tiene que:

$$I_{\text{amp}}(\text{CFV} - \text{B}_M) = 1.56I_{\text{cc}}(\text{CFV}) \quad (3.1)$$

Para estas instalaciones se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{\text{cc}}(\text{CFV}_{\text{Ala Sur}}) &= 8.74 \text{ A} \\ I_{\text{cc}}(\text{CFV}_{\text{Ala Norte}}) &= 8.65 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.2)$$

siguiendo la definición de la Ec. [3.1](#), se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{\text{amp}}(\text{CFV}_{\text{Ala Sur}} - \text{B}_M) &= 13.6 \text{ A} \\ I_{\text{amp}}(\text{CFV}_{\text{Ala Norte}} - \text{B}_M) &= 13.5 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.3)$$

II) Circuito (B<sub>M</sub>-Inv)

Con base en el requerimiento de la NOM, se tiene que:

$$I_{\text{amp}}(\text{B}_M - \text{Inv}) = 1.56I_{\text{cc}}(\text{B}_M) \quad (3.4)$$

Para estas instalaciones se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{cc}(B_M) &= 4I_{cc}(CFV_{Ala\ Sur}) = 34.96\ A \\ I_{cc}(B_M) &= 4I_{cc}(CFV_{Ala\ Norte}) = 34.6\ A \end{aligned} \quad (3.5)$$

y siguiendo lo definido en la Ec. 3.4, se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{amp}(B_M - Inv_{Ala\ Sur}) &= 54.5\ A \\ I_{amp}(B_M - Inv_{Ala\ Norte}) &= 54.0\ A \end{aligned} \quad (3.6)$$

b) Circuitos en CA.- El único circuito en CA es el que sale del inversor al Tablero de Acoplamiento del Edificio 3.1 (Inv-Tab). De acuerdo a la NOM, dicho circuito requiere de un medio de Protección Contra Sobrecorrientes (PCS). La ampacidad de dicho dispositivo, así como del conductor debe tener un valor calculado como:

i) Circuito (Inv-Tab).

Con base en el requerimiento de la NOM se tiene que:

$$I_{amp}(Inv - Tab) = 1.25I_N(Inv) \quad (3.7)$$

donde,

$$I_N = \frac{P_N}{\sqrt{3} \times 220} \quad (3.8)$$

$$I_N = \frac{12,000}{\sqrt{3} \times 220} = 31.5\ A \quad (3.9)$$

Considerando la definición de la Ec. 3.7, se tiene que:

$$I_{amp}(Inv - Tab) = 39.4\ A \quad (3.10)$$

Con base en las ampacidades calculadas anteriormente, se realizó la inspección correspondiente para los circuitos analizados, encontrándose lo siguiente:

- a) Circuito (CFV- $B_M$ ).- Son 4 circuitos equivalente que llegan al  $B_M$  para las conexiones en paralelo, en donde cada circuito debe estar integrado por 1 conductor eléctrico, 1 Dsc y 1 PCR, ya que hay 4 circuitos en paralelo (IEC 62548). Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 13.6 A y 13.5 A, correspondientes al AFV del ala sur y el AFV del ala norte, respectivamente.

En la inspección se constató que:

- I) **Todos los circuitos tienen un fusible de fusión rápida para CD actuando como PCR con una ampacidad de 30 A montado en un Porta-Fusible Desconector (P-F/Dsc) con una tensión de aislamiento de 1000 VCD.**
  - II) **Los 4 circuitos (CFV- $B_M$ ) llegan a un  $B_M$  de distribución con una ampacidad de 80 A, encapsulado en un receptáculo aislante con una capacidad de aislamiento de 1500 V.**
  - III) **Hay un  $B_M$  para los circuitos positivos y un  $B_M$  para los circuitos negativos dado que el SFV tiene una topología eléctrica en flotación. Los sistemas de protección están instalados tanto en el circuito de salida positivo y en el circuito de salida negativo de las CFV hacia el  $B_M$ .**
  - IV) **El conductor de salida de cada CFV tanto positivo como negativo que forman el circuito (CFV- $B_M$ ) es un cable 10 AWG con una ampacidad de 35 A a 75 °C del tipo solar colocado dentro de un tubo conduit rígido, pared delgada de 19 mm de diámetro.**
- b) Circuito de salida ( $B_M$ - Inv).- Son 2 circuitos que salen del  $B_M$  hacia el inversor, uno correspondiente a la terminal positiva y otro a la terminal negativa, en donde cada circuito debe estar integrado por un conductor eléctrico y un Dsc. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 54.5 A y 54.0 A, correspondiente al AFV del ala sur y el AFV del ala norte, respectivamente.

En la inspección se constató que:

- I) El PDA para los dos AFV, es en forma de un varistor con una ampacidad de 10 kA y una tensión de aislamiento de 500 V, cuyas terminales positiva y negativa están conectadas en los  $B_M$  de distribución positivo y negativo, respectivamente. La terminal de tierra del PDA está conectada a una barra, la cual actúa como el  $B_M$  terminal a tierra.
  - II) El circuito consta de un Dsc, tipo interruptor de dos polos con una ampacidad de 50 A, montado en un receptáculo aislante para una tensión de 500 V, por lo cual este Dsc no satisface los requerimientos de ampacidad ya que se necesitan 54.5 A como valor mínimo. El Dsc que satisface el requerimiento de ampacidad es de 60 A. En consecuencia, se recomienda cambiar el Dsc de dicho circuito.
  - III) Todos los dispositivos mencionados anteriormente, se encuentran contenidos en una caja para intemperie, metálica, con protección IP65.
  - IV) El conductor de salida de la CC es un cable de cobre de calibre 4 AWG del tipo THHW-LS para los dos AFV; que tiene una ampacidad de 85 A a 75°.
- c) Circuito de salida (Inv-Tab) para el punto de acoplamiento común.- El circuito de salida de cada inversor es trifásico, el cual debe estar formado por 3 conductores y un Dsc; dicho circuito se recibe en el tablero de acoplamiento común con un medio de protección contra sobrecorrientes, según la NOM. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 34.1 A.

En la inspección se constató que:

- I) El Dsc a la salida del inversor es un interruptor de cuchillas manual con fusibles de 60 A a 240 VCA, contenido en una caja del tipo IP35 para interiores.
- II) En el tablero de acoplamiento común, el circuito de salida del inversor se recibe en un interruptor termomagnético manual de 30 A del tipo comercial, por lo cual este interruptor no satisface los requerimientos de ampacidad ya que se requiere 34.1 A como valor mínimo.
- III) Los conductores de salida son de cobre, calibre 8 AWG del tipo THHW-LS que tienen una ampacidad de 50 A a 75°.



- IV) **En todos los casos, la ampacidad de los conductores y dispositivos de seguridad cumplen con los requerimientos de ampacidad y de tensión de aislamiento, excepto en el Dsc instalado en el circuito de salida ( $B_M$ -Inv).**

### 3.4. PSFV-Auditorio Tonatiuh

La PSFV-Tonatiuh se encuentra mecánicamente instalada en la azotea del Auditorio Tonatiuh del IER- UNAM, la cual tiene una capacidad instalada de 42.84 kWp distribuidos en dos SFV, uno de 21 kWp y otro de 21.84 kWp. El diagrama bifilar de esta PSFV se encuentran en el Anexo [B](#). El SFV-21 kWp consta de 2 AFV de 42 MFV de silicio policristalino de 250 Wp conectados en una configuración 14Sx3P, 2 cajas de combinación y 1 inversor ABB TRIO-20.0-TL-OUTD trifásico a 480 V y 60 Hz, con una potencia nominal de 20.0 kW y 2 MPPT. El SFV-21.84 kWp es idéntico al de 21.84 kWp, con la única diferencia en que está integrado por MFV de silicio policristalino de 260 Wp. Los MFV de la PSFV-Tonatiuh se encuentran instalados en estructuras metálicas ancladas a la azotea del edificio, las cuales tienen un ángulo de inclinación promedio de 15° respecto de la horizontal y una orientación promedio de 5° O, respecto al sur magnético.

La salida de ambos inversores se conectan de forma independiente a la entrada de un transformador de bajada 480V/220V con una potencia nominal de 50kVA, y el circuito de salida de dicho transformador se conecta de manera independiente al tablero SB ubicado en el edificio de administración, al lado de Secretaría Académica del IER-UNAM.

El AFV del SFV-21 kWp consta 42 MFV de silicio policristalino marca Yinlgi modelo YGE de 250 Wp cuyos parámetros eléctricos se presentan en la columna “MFV” de la Tabla [3.3](#), en la que también se incluye los parámetros eléctricos de la CFV, integrada por la conexión eléctrica de 14 MFV en serie; y así mismo los parámetros eléctricos del AFV, integrados por 3 CFV conectados en paralelo.

Parámetro	MFV	CFV: 14S	AFV: 14S x 3P
$P_p$ (W)	250	3,500	10,500
$V_{ca}$ (V)	37.6	526.4	526.4
$I_{cc}$ (A)	8.92	8.92	26.76
$V_{mp}$ (V)	29.8	417.2	417.2
$I_{mp}$ (A)	8.39	8.39	25.17
Área (m <sup>2</sup> )	1.6236	22.7304	68.1912
Peso (kg)	18.5	259	777

**Tabla 3.3:** *Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del SFV-21.84 kWp*

El AFV correspondiente al SFV-21.84 kWp consta 42 MFV de silicio policristalino de la marca Solarever modelo 156-260P-60 de 260 Wp. Los parámetros eléctricos del MFV, de la CFV integrada por 14 MFV conectados eléctricamente en serie, y del AFV integrado por la conexión en paralelo de 3 CFV se presentan en la Tabla [3.2](#).

Parámetro	MFV	CFV: 14S	AFV: 14S x 3P
$P_p$ (W)	260	3,640	10,920
$V_{ca}$ (V)	38.82	543.48	543.48
$I_{cc}$ (A)	8.83	8.83	26.49
$V_{mp}$ (V)	31.52	441.28	441.28
$I_{mp}$ (A)	8.25	8.25	24.75
Área (m <sup>2</sup> )	1.623	22.7304	68.1912
Peso (kg)	18.5	259	777

**Tabla 3.4:** *Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV*

De acuerdo a la Tabla [3.3](#) y [3.4](#); y considerando que se tendrá una configuración 14S x 3P tanto para el SFV-21 kWp (Tona1) y el SFV-21.84 kWp (Tona2), los dispositivos de seguridad necesarios requeridos por la NOM así como los conductores eléctricos, deberán de tener como mínimos las ampacidades que a continuación se calculan:

A) Circuitos en CD.- Se tienen 3 CFV, cada una con 14 MFV en serie, cuyos circuitos de salida

(CFV-B<sub>M</sub>) se conectan en paralelo en un (B<sub>M</sub>). El circuito de salida del B<sub>M</sub> se conecta al inversor (B<sub>M</sub>-Inv). En el circuito de salida (CFV-B<sub>M</sub>), debe haber un Dsc y un PCR; y en el circuito de salida (B<sub>M</sub>-Inv) debe haber un Dsc; por normatividad. La ampacidad de los conductores y de los dispositivos de seguridad en ambos circuitos debe tener un valor mínimo de:

i) Circuito CFV-B<sub>M</sub>

Con base en la Ec. 3.1 y teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} I_{cc}(\text{CFV}_{\text{Tona1}}) &= 8.92 \text{ A} \\ I_{cc}(\text{CFV}_{\text{Tona2}}) &= 8.83 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Para estas instalaciones se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{\text{amp}}(\text{CFV}_{\text{Tona1}} - \text{B}_M) &= 13.9 \text{ A} \\ I_{\text{amp}}(\text{CFV}_{\text{Tona2}} - \text{B}_M) &= 13.8 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.12)$$

ii) Circuito (B<sub>M</sub>-Inv)

Con base en la Ec. 3.4 y teniendo en cuenta que para estas instalaciones:

$$\begin{aligned} I_{cc}(\text{B}_M) &= 3I_{cc}(\text{CFV}_{\text{Tona1}}) = 26.76 \text{ A} \\ I_{cc}(\text{B}_M) &= 3I_{cc}(\text{CFV}_{\text{Tona2}}) = 26.49 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.13)$$

y siguiendo lo definido en la Ec. 3.4, se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{\text{amp}}(\text{B}_M - \text{Inv}_{\text{Tona1}}) &= 41.7 \text{ A} \\ I_{\text{amp}}(\text{B}_M - \text{Inv}_{\text{Tona2}}) &= 41.3 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.14)$$

B) Circuitos en CA.- El único circuito en CA es el que sale del inversor (Inv-Transformador) hacia un transformador, y el circuito de salida de éste hacia el Tablero de Acoplamiento del edificio del auditorio Tonatiuh (Transformador-Tab). De acuerdo a la NOM, dicho circuito requiere de un medio de PCS. La ampacidad de dicho dispositivo así como del conductor debe tener un valor calculado como:

- I) Circuito (Inv-Transformador). Con base en la Ec. 3.7 y considerando que:  $I_N = \frac{20,000}{\sqrt{3} \times 480} = 24.1$  A según la Ec. 3.8, se tiene que cada circuito de salida del inversor al transformador (2 circuitos) debe tener una ampacidad dada por:

$$I_{\text{amp}}(\text{Inv} - \text{Transformador}) = 1.25 \times 24.1 = 30.1 \text{ A} \quad (3.15)$$

- II) Circuito (Transformador-Tab). El transformador recibe los circuitos de salida de los dos inversores cuya potencia nominal es 20 kVA cada uno. Por lo cual se tiene que: con base en la Ec. 3.7 y considerando que:  $I_N = \frac{40,000}{\sqrt{3} \times 220} = 105$  A según la Ec. 3.8, se tiene que:

$$I_{\text{amp}}(\text{Transformador} - \text{Tab}) = 1.25 \times 105 = 131.25 \text{ A} \quad (3.16)$$

Con base en las ampacidades calculadas anteriormente, se realizó la inspección correspondiente para los circuitos analizados, encontrándose lo siguiente:

- 1) Circuito (CFV- $B_M$ ).- Son 3 circuitos equivalente que llegan al  $B_M$  para las conexiones en paralelo, en donde cada circuito, con base a la NOM, debe estar integrado por un conductor eléctrico, 1 Dsc y 1 PCR, ya que hay 3 circuitos en paralelo. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 14 A.

En la inspección se constató que:

- I) **Todos los circuitos tienen un fusible de fusión rápida para CD actuando como PCR con una ampacidad de 30 A montado en un Porta-Fusible Desconector (P-F/Dsc) con una tensión de aislamiento de 1000 VCD.**
- II) **Los 3 circuitos (CFV- $B_M$ ) llegan a 1  $B_M$  de distribución con una ampacidad de 80 A, encapsulado en un receptáculo aislante con una capacidad de aislamiento de 1500 V.**
- III) **Hay 1  $B_M$  para los circuitos positivos y 1  $B_M$  para los circuitos negativos dado que el SFV tiene una topología eléctrica en flotación, los sistemas de protección están instalados tanto en el circuito de salida positivo y en el circuito de salida negativo de las CFV hacia el  $B_M$ .**

- IV) El conductor de salida de cada CFV tanto positivo como negativo que forman el circuito (CFV-B<sub>M</sub>) es un cable tipo solar de S=4 mm<sup>2</sup>, el cual tiene una prologación de cable calibre 10 AWG con una ampacidad de 35 A a 75° del tipo THHW-LS (cable con aislamiento termoplástico, resistente al calor hasta 90°C, al agua, a la humedad, y tiene baja emisión de humos y gases contaminantes en caso de incendio).
- 2) Circuito de salida (B<sub>M</sub>- Inv).- Son 2 circuitos que salen del B<sub>M</sub> hacia el inversor, uno correspondiente a la terminal positiva y otro a la terminal negativa, en donde cada circuito debe estar integrado por 1 conductor eléctrico y 1 Dsc. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 41.7 A y 41.3 para el AFV Tona1 y AFV Tona2, respectivamente.

En la inspección se constató que:

- I) El circuito consta de un Dsc, tipo interruptor de palanca manual con una ampacidad de 63 A, de dos polos, montado en un receptáculo aislante para una tensión de 800 V de la marca ABB modelo S802PV S63.
- II) La existencia de un PDA en forma de un varistor con una ampacidad de 40 kA y una tensión de aislamiento de 1000 V, cuyas terminales positiva y negativa están conectadas en los B<sub>M</sub> de distribución positivo y negativo, respectivamente. Las dos terminales de tierra del PDA salen de la CC, sin estar conectadas a un B<sub>M</sub> de distribución.
- III) Todos los dispositivos mencionados anteriormente, se encuentran contenidos en una caja para intemperie, metálica, con protección IP65.
- IV) El conductor de salida es un cable de cobre calibre 8 AWG del tipo THHW-LS que tienen una ampacidad de 50 A a 75° que está colocado dentro de un tubo conduit, pared gruesa de 25.4 mm de diámetro.
- 3) Circuito de salida (Inv-Tab) para el punto de acoplamiento común.- El circuito de salida del inversor hacia el tablero es trifásico con neutro (configuración estrella) a una tensión de 480 V, y se debe de acoplar al tablero de distribución del edificio de oficinas cuya tensión nominal

es 220 V; en consecuencia, se requirió la instalación de un transformador de bajada “estrella-estrella/220” para dicho acoplamiento. La NOM establece que el circuito de salida del inversor así como el circuito de salida del transformador hacia el tablero, deben tener 1 Dsc, y éste último circuito, ser recibido en el tablero de acoplamiento común con un PSC. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad del circuito de salida del inversor al transformador deben tener una ampacidad mínima de 30 A; mientras que el circuito de salida del transformador (cuya potencia nominal es de 45 kVA) al tablero de acoplamiento común, deben contar con una ampacidad mínima de 131.2 A considerando que recibe una potencia nominal máxima de 40 kVA que proviene de los inversores

En la inspección se constató que:

- I) **El inversor no tiene un Dsc integrado en su circuito de salida, sin embargo dicho circuito está conectado a la entrada del transformador 480/220 V a través de un interruptor termomagnético integrado a éste, que opera como medio de desconexión.**
- II) **El circuito de salida del inversor se recibe en el transformador 480/220, en un interruptor termomagnético manual de 30 A del tipo comercial, el cual opera como un Dsc.**
- III) **En el tablero de acoplamiento común, el circuito de salida del transformador se recibe en un PCS en forma de un interruptor termomagnético manual de 135 A del tipo comercial.**
- IV) **Los conductores de salida del inversor al transformador son de cobre, clase b, calibre 8 AWG con recubrimiento aislante del tipo THHW-LS que tienen una ampacidad de 50 A a 75°, aunque el recubrimiento aislante podría soportar hasta 90° en lugares húmedos.**
- V) **Los conductores de salida del transformador al tablero son de cobre, clase b, calibre 1/0 AWG con recubrimiento aislante del tipo THHW-LS que tienen una ampacidad de 150 A a 75°, aunque el recubrimiento aislante podría soportar hasta 90 en lugares húmedos.**

- VI) **En todos los casos los conductores y dispositivos de seguridad cumplen con los requerimientos de la NOM contemplados en el Art. 690.**

### 3.5. PSFV-Laboratorio de Hidrógeno

La PSFV-Hidrógeno se encuentra instalada en techo del edificio del laboratorio de Hidrogeno del IER- UNAM, la cual tiene una capacidad instalada de 21.84 kWp distribuidos en dos SFV idénticos de 10.92 kWp cada uno. El diagrama bifilar de esta PSFV se encuentran en el Anexo [C](#).

Cada SFV-10.92 kWp consta de un AFV de 42 MFV de silicio policristalino de 260 Wp conectados en una configuración 14S x 3P, 1 caja de combinación y 1 inversor Fronius Symo 10.0-3 208-240 trifásico a 220 V y 60 Hz, con una potencia nominal de 10.0 kW y 2 MPPT. Los MFV de la PSFV-Hidrógeno se encuentran instalados en estructuras metálicas ancladas a la azotea del edificio, las cual tienen un ángulo de inclinación promedio de 15° respecto de la horizontal y una orientación promedio de 15° O respecto al sur magnético.

La salida de ambos inversores se conectan de forma independiente al tablero SC ubicado en el patio del laboratorio de hidrógeno del IER-UNAM.

El AFV del SFV-10.92 kWp consta de 42 MFV de silicio policristalino marca Solarever modelo SE-156\*156-P-60 de 260 Wp cuyos parámetros eléctricos se presentan en la columna “MFV” de la Tabla [3.5](#), en la que también se incluye los parámetros eléctricos de la CFV, constituida por la conexión eléctrica de 14 MFV en serie; y así mismo los parámetros eléctricos del AFV, integrado por 3 CFV conectadas en paralelo

Parámetro	MFV	CFV: 14S	AFV: 14S x 3P
$P_p$ (W)	260	3,640	10,920
$V_{ca}$ (V)	38.82	543.48	543.48
$I_{cc}$ (A)	8.83	8.83	26.49
$V_{mp}$ (V)	31.52	441.28	441.28
$I_{mp}$ (A)	8.25	8.25	24.75
Área (m <sup>2</sup> )	1.623	22.72	68.16
Peso (kg)	18.5	259	777

**Tabla 3.5:** *Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del SFV-10.92 kWp*

De acuerdo a la Tabla 3.5 y considerando que se tiene una configuración eléctrica 14Sx3P, los dispositivos de seguridad, así como los conductores eléctricos, debe de tener como mínimo las siguientes ampacidades:

- a) Circuitos en CD.- Se tienen 3 CFV, cada una con 14 MFV en serie, cuyos circuitos de salida (CFV-B<sub>M</sub>) se conectan en paralelo en un B<sub>M</sub>. El circuito de salida del B<sub>M</sub> se conecta al inversor (B<sub>M</sub>-Inv). En el circuito de salida (CFV-B<sub>M</sub>), debe haber un Dsc y un PCR; y en el circuito de salida (B<sub>M</sub>-Inv) debe haber un Dsc; por normatividad. La ampacidad de los conductores y de los dispositivos de seguridad en ambos circuitos debe tener un valor mínimo de:

i) Circuito CFV-B<sub>M</sub>

Con base en la Ec. 3.1 y teniendo en cuenta que  $I_{cc}(CFV)=8.83$  A, se tiene que:

$$I_{amp}(CFV - B_M) = 1.56 \times 8.83 = 13.8 \text{ A} \quad (3.17)$$

ii) Circuito B<sub>M</sub>-Inv

Con base en la Ec. 3.4 y considerando que  $I_{cc}(B_M)= 3 I_{cc} (CFV) = 26.5$  A, se tiene que:

$$I_{amp}(B_M - Inv) = 1.56 \times 26.5 = 41.3 \text{ A} \quad (3.18)$$

- b) Circuitos en CA.- El único circuito en CA es el que sale del inversor al Tablero de Acoplamiento



en el laboratorio de hidrógeno (Inv-Tab). Este circuito requiere de un PCS, según la NOM. La ampacidad de dicho dispositivo, así como del conductor debe tener un valor calculado como:

I) Circuito Inv-Tab.

Con base en la Ec. 3.7 y considerando que ,  $I_N = \frac{10,000}{\sqrt{3} \times 220} = 26.2$  A según la Ec. 3.8, se tiene que:

$$I_{amp}(Inv - Tab) = 1.25 \times 26.2 = 32.8 \text{ A} \quad (3.19)$$

Con base en las ampacidades calculadas anteriormente, se realizó la inspección correspondiente para los circuitos analizados, encontrándose lo siguiente:

a) Circuito (CFV-B<sub>M</sub>).- Son 3 circuitos equivalente que llegan al B<sub>M</sub> para las conexiones en paralelo, en donde cada circuito debe estar integrado por un conductor eléctrico, un Dsc y un PCR. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 13.8 A.

En la inspección se constató que:

- I) **Todos los circuitos tienen un fusible de fusión rápida para CD como PCR con una ampacidad de 30 A montado en un Porta-Fusible Desconector (P-F/Dsc) actuando como Dsc, con una tensión de aislamiento de 1000 VCD.**
- II) **Los 3 CFV llegan a 1 B<sub>M</sub> con una ampacidad de 125 A, encapsulado en un receptáculo aislante con una capacidad de aislamiento de 1500 V.**
- III) **Hay 1 B<sub>M</sub> para los circuitos positivos y 1 B<sub>M</sub> para los circuitos negativos. Dado que, el SFV tiene una topología eléctrica en flotación, los sistemas de protección están instalados tanto en el circuito de salida positivo y en el circuito de salida negativo de las CFV hacia el B<sub>M</sub>.**
- IV) **El conductor de salida de cada CFV, tanto positivo como negativo, que forman el circuito (CFV-B<sub>M</sub>) es un cable 10 AWG con una ampacidad de 35 A a 75° del tipo THHW-LS colocado dentro de un tubo conduit, pared de 19 mm de diámetro.**

- b) Circuito de salida ( $B_M$ - Inv).- Son 2 circuitos que salen del  $B_M$  hacia el inversor, uno correspondiente a la terminal positiva y otro a la terminal negativa, en donde cada circuito debe estar integrado por 1 conductor eléctrico y 1 Dsc. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 41.3 A.

En la inspección se constató que:

- I) **El PDA es un varistor con una ampacidad de 40 kA y una tensión de aislamiento de 600 V, cuyas terminales positiva y negativa están conectadas en los  $B_M$  de distribución positivo y negativo, respectivamente.**
  - II) **El circuito consta de un Dsc, tipo interruptor de palanca manual con una ampacidad de 40 A, de dos polos, montado en un receptáculo aislante para una tensión de 800 V, por lo cual este Dsc no satisface los requerimientos de ampacidad ya que se requiere 41.3 A como valor mínimo. El Dsc que satisface el requerimiento de ampacidad es de 50 A. En consecuencia se recomienda cambiar el Dsc de dicho circuito.**
  - III) **Todos los dispositivos mencionados anteriormente, se encuentran contenidos en una caja para intemperie, metálica, con protección IP65.**
  - IV) **El conductor de salida de la CC es un cable de cobre calibre 8 AWG del tipo THHW-LS que tiene una ampacidad de 50 A a 75° que está colocado dentro de un tubo conduit, pared rígida de 25.4 mm.**
- c) Circuito de salida (Inv-Tab) para el punto de acoplamiento común.- El circuito de salida del inversor es trifásico formado por 3 conductores y 1 Dsc, el cual se coloca a un lado del inversor; dicho circuito se recibe en el tablero de acoplamiento común con un PCS. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 32.8 A.

En la inspección se constató que:

- I) **No hay un Dsc a la salida del inversor.**
- II) **En el tablero de acoplamiento común, el circuito de salida del inversor se recibe en un interruptor termomagnético manual de 30 A del tipo comercial, el cual debe tener un valor mínimo de 32.8 A.**

- III) Los conductores de salida son de cobre, calibre 8 AWG del tipo THHW-LS que tienen una ampacidad de 50 A a 75°.
- IV) En todos los casos, exceptuando el Dsc que no está a la salida del inversor, la ampacidad de los conductores y dispositivos de seguridad cumplen con los requerimientos de ampacidad y de tensión de aislamiento.

### 3.6. PSFV-Simulador Solar

La PSFV-Simulador se encuentra ubicada en el techo del edificio del Simulador Solar del IER- UNAM, la cual tiene una capacidad instalada de 21.84 kWp distribuidos en tres AFV idénticos de 7.28 kWp cada uno. El diagrama bifilar de esta PSFV se encuentra en el Anexo [D](#).

Cada SFV-7.28 kWp consta de 2 AFV de 14 MFV de silicio policristalino de 260 Wp conectados en una configuración 14Sx1P, 1 caja de combinación y 1 inversor SMA SB7000US bifásico a 220 V y 60 Hz, con una potencia nominal de 7.0 kW y 1 MPPT. Los MFV de la PSFV-Simulador Solar se encuentran instalados en estructuras metálicas ancladas a la azotea del edificio, las cual tienen un ángulo de inclinación promedio de 15° respecto de la horizontal y una orientación promedio de 5° O, respecto al sur magnético.

El circuito de salida de cada inversor de 2 fases a 220 V CA, se conecta en una configuración Delta, para tener el sistema trifásico con una potencia nominal de inversores de 21.0 kW, el cual se conectan al tablero Cámara ubicado en el simulador solar del IER-UNAM.

El AFV constan 14 MFV de silicio policristalino marca Astro Energy modelo CHSM6610P-260 de 260 Wp cuyos parámetros eléctricos se presentan en la columna “MFV” de la Tabla [3.6](#), en la que también se incluye los parámetros eléctricos de la CFV, integrada por la conexión eléctrica de 14 MFV en serie.

Parámetro	MFV	CFV: 14S	AFV: 14S x 1P
$P_p$ (W)	260	3,640	3,640
$V_{ca}$ (V)	37.45	524.3	524.3
$I_{cc}$ (A)	8.98	8.98	8.98
$V_{mp}$ (V)	30.79	431.06	431.06
$I_{mp}$ (A)	8.52	8.52	8.52
Área (m <sup>2</sup> )	1.64	22.91	22.91
Peso (kg)	18.2	254.8	22.91

**Tabla 3.6:** *Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del SFV-7.28 kWp*

De acuerdo a la Tabla 3.6 y considerando que se tiene una configuración eléctrica 14Sx1P, los dispositivos de seguridad así como los conductores eléctricos, debe de contar como mínimos con las siguientes ampacidades:

- a) Circuitos en CD.- Se tiene 1 CFV, cada una con 14 MFV en serie, cuyo circuito de salida (CFV- $B_M$ ) se conecta en 1  $B_M$ . El circuito de salida del  $B_M$  se conecta al inversor ( $B_M$ -Inv). Debido a que únicamente llega 1 CFV al  $B_M$ , no se necesita tener un Dsc ni un PCR en la salida de la CFV, de acuerdo al requerimiento normativo. En el circuito de salida ( $B_M$ -Inv) debe haber un Dsc. La ampacidad de los conductores y de los dispositivos de seguridad en ambos circuitos debe tener un valor mínimo de:

- i) Circuito CFV- $B_M$

Con base en la Ec. 3.1 y teniendo en cuenta que  $I_{cc}(\text{CFV})=8.98$  A, se tiene que:

$$I_{amp}(\text{CFV} - B_M) = 1.56 \times 8.98 = 14 \text{ A} \quad (3.20)$$

- ii) Circuito  $B_M$ -Inv

Con base en la Ec. 3.4 y considerando que  $I_{cc}(B_M)=1 I_{cc}(\text{CFV}) = 8.98$  A, se tiene que:

$$I_{amp}(B_M - \text{Inv}) = 1.56 \times 8.98 = 14 \text{ A} \quad (3.21)$$

b) Circuitos en CA.- El único circuito en CA es el que sale del inversor al Tablero de Acoplamiento en el simulador solar (Inv-Tab). Dicho circuito requiere de un PCS con base a la NOM. La ampacidad de dicho dispositivo así como del conductor debe tener un valor calculado como:

1) Circuito Inv-Tab.

Con base en la Ec. 3.7 y considerando que ,  $I_N = \frac{7,000}{\sqrt{3} \times 220} = 18.4$  A según la Ec. 3.8, se tiene que:

$$I_{\text{amp}}(\text{Inv} - \text{Tab}) = 1.25 \times 18.4 = 23 \text{ A} \quad (3.22)$$

Con base en las ampacidades calculadas anteriormente, se realizó la inspección correspondiente para los circuitos analizados, encontrándose lo siguiente:

a) Circuito (CFV-B<sub>M</sub>).- Es un circuito el que llega al B<sub>M</sub>, en dónde cada circuito debe estar integrado únicamente por un conductor eléctrico sin un Dsc, ni un PCR. El conductor debe tener una ampacidad mínima de 14.0 A.

En la inspección se constató que:

- I) **La única CFV llega a un B<sub>M</sub> con una ampacidad de 80 A, encapsulado en un receptáculo aislante con una capacidad de aislamiento de 1500 V.**
- II) **Hay un B<sub>M</sub> para los circuitos positivos y un B<sub>M</sub> para los circuitos negativos.**
- III) **El conductor de salida de cada CFV, tanto positivo como negativo, que forman el circuito (CFV-B<sub>M</sub>) es un cable 10 AWG con una ampacidad de 40 A a 90° del tipo THHW-LS colocado dentro de un tubo conduit rígido, pared delgada de 19 mm de diámetro.**

b) Circuito de salida (B<sub>M</sub>- Inv).- Son dos circuitos que salen del B<sub>M</sub> hacia el inversor, uno correspondiente a la terminal positiva y otro a la terminal negativa, en donde cada circuito debe estar integrado por un conductor eléctrico y un Dsc. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 14.0 A.

En la inspección se constató que:

- I) El PDA es un varistor con una ampacidad de 10 kA y una tensión de aislamiento de 300 V, cuyas terminales positiva y negativa están conectadas en los  $B_M$  de distribución positivo y negativo, respectivamente. La terminal de tierra del PDA está conectada a una barra de tierras, la cual actúa como el  $B_M$  terminal a tierra.
  - II) El circuito consta de un Dsc, tipo interruptor de palanca manual con una ampacidad de 16 A, de dos polos, montado en un receptáculo aislante para una tensión de 440 V.
  - III) Todos los dispositivos mencionados anteriormente, se encuentran contenidos en una caja para intemperie, metálica, con protección IP65.
  - IV) El conductor de salida de la CC es un cable de cobre calibre 8 AWG del tipo THHW-LS que tiene una ampacidad de 55 A a 90° que está colocado dentro de un tubo conduit, pared rígida de 25.4 mm de diámetro.
- c) Circuito de salida (Inv-Delta-Tab) para el punto de acoplamiento común.- El circuito de salida de cada inversor es bifásico y está formado por conductores y un Dsc, los cuales cumplen con una configuración Delta para formar un sistema trifásico; y dicho circuito se recibe en el tablero de acoplamiento común con un medio de protección contra sobrecorrientes. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 23 A.

En la inspección se constató que:

- I) No hay un Dsc a la salida del inversor.
- II) En el tablero de acoplamiento común, el circuito de salida de la configuración Delta se recibe en un interruptor termomagnético manual de 30 A del tipo comercial.
- III) Los conductores de salida son de cobre, calibre 6 AWG del tipo THHW-LS que tienen una ampacidad de 65 A a 75°.
- IV) En todos los casos, exceptuando el Dsc que no está instalado a la salida del inversor, la ampacidad de los conductores y dispositivos de seguridad cumplen con los requerimientos de ampacidad y de tensión de aislamiento.

### 3.7. PSFV-Cubos D

La PSFV-Cubos D se encuentra ubicada en el techo de los Cubículos D del IER- UNAM, la cual tiene una capacidad instalada de 9.0 kWp distribuidos en tres SFV de 3.0 kWp. El diagrama bifilar de esta PSFV se encuentra en el Anexo [E](#).

El primer SFV-3.0 kWp consta de un AFV de 20 MFV de CIGS (Cobre, Indio, Galio y Selenio) de 150 Wp conectados en una configuración 5S x 4P, 1 caja de combinación y 1 inversor SMA SB4000US bifásico a 220 V y 60 Hz, con una potencia nominal de 4.0 kW y 1 MPPT. El segundo SFV-3.0 kWp y tercer SFV-3.0 kWp son idénticos al SFV-3.0kW, con la única diferencia que se integran por un AFV de 12 MFV de silicio policristalino de 250 Wp conectados en una configuración 12S x 1P; y un AFV de 40 MFV de CdTe de 75 Wp conectados en una configuración 8S x 5P, respectivamente. Los MFV de la PSFV-CubículosE se encuentran instalados en estructuras metálicas ancladas a la azotea del edificio, las cual tienen un ángulo de inclinación promedio de 21° respecto de la horizontal y una orientación promedio de 1° E, respecto al sur magnético.

El circuito de salida de cada inversor se conecta a una configuración Delta, a través de un interruptor termomagnético con una ampacidad de 32 A, para tener el sistema trifásico con una potencia nominal de inversores de 12.0 kW, el cual se conectan al tablero NC44F del IER-UNAM, a través de un interruptor termomagnético con una ampacidad de 100 A.

El AFV1 consta de 20 MFV de CIGS marca TSMC solar modelo TS-150C2 de 155 Wp cuyos parámetros eléctricos se presentan en la columna “MFV” de la Tabla [3.7](#), en la que también se incluye los parámetros eléctricos de la CFV, integrada por la conexión eléctrica de 5 MFV en serie; así mismo los parámetros eléctricos del AFV integrado por 4 CFV conectadas en paralelo.

Parámetro	MFV	CFV: 5S	AFV: 5S x 4P
$P_p$ (W)	150	750	3,000
$V_{ca}$ (V)	86.6	433	433
$I_{cc}$ (A)	2.62	2.62	10.48
$V_{mp}$ (V)	65.5	327.5	327.5
$I_{mp}$ (A)	2.29	2.29	9.16

**Tabla 3.7:** Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del primer SFV-9.0kW

Por otro lado, el AFV2 consta de 12 MFV de silicio policristalino de la marca NNOTECH SOLAR modelo Design Black E250 de 250 Wp. Los parámetros eléctricos del MFV, de la CFV integrada por 12 MFV conectados en serie, se presenta en la Tabla 3.8

Parámetro	MFV	CFV: 12S	AFV: 12S x 1P
$P_p$ (W)	250	3,000	3,000
$V_{ca}$ (V)	37.6	451.20	451.20
$I_{cc}$ (A)	8.79	8.79	8.79
$V_{mp}$ (V)	31.0	372	372
$I_{mp}$ (A)	8.22	8.22	8.22

**Tabla 3.8:** Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del segundo SFV-9.0kW

El tercer AFV3 consta de 40 MFV de CdTe de la marca CALYXO modelo CX375 de 75 Wp. Los parámetros eléctricos del MFV, de la CFV integrada por 8 MFV conectados en serie, y del AFV integrado por la conexión en paralelo de 5 CFV se presentan en la Tabla 3.9

Parámetro	MFV	CFV: 8S	AFV: 8S x 5P
$P_p$ (W)	75	600	3,000
$V_{ca}$ (V)	62	496	496
$I_{cc}$ (A)	1.95	1.95	9.75
$V_{mp}$ (V)	46.30	370.4	370.4
$I_{mp}$ (A)	1.65	1.65	9.75

**Tabla 3.9:** Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del tercer SFV-9.0kW

De acuerdo a las Tablas 3.7, 3.8 y 3.9; y considerando que se tiene una configuración eléctrica 5Sx4P, 12Sx1P y 8Sx5P, respectivamente, los dispositivos de seguridad así como los conductores eléctricos, debe de tener como mínimos las siguientes ampacidades:

- a) Circuitos en CD.- Para el AFV1 se tiene el circuito CFV- $B_M$ , donde se hace la conexión en paralelo de 4 CFV en el  $B_M$ . El AFV2, a pesar de que tiene únicamente 1 CFV, se tiene un  $B_M$ . Por otra parte, el AFV3 tiene el circuito CFV- $B_M$ , donde se hace la conexión en paralelo de 5 CFV en el  $B_M$ . Para los 3 AFV se cuenta también el circuito ( $B_M$ -Inv). Por normatividad,



se debe tener un Dsc y un PCR en la salida de cada CFV, si dos o más de éstas se encuentran conectadas en paralelo en un  $B_M$ ; y un Dsc en el circuito de salida del  $B_M$ . La ampacidad de los conductores y de los dispositivos de seguridad en ambos circuitos debe tener un valor mínimo de:

i) Circuito CFV- $B_M$

Con base en la Ec. 3.1 y teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} I_{cc}(CFV_{AFV1}) &= 2.62 \text{ A} \\ I_{cc}(CFV_{AFV2}) &= 8.79 \text{ A} \\ I_{cc}(CFV_{AFV3}) &= 1.95 \text{ A} \end{aligned} \tag{3.23}$$

Para estas instalaciones se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{amp}(CFV_{AFV1} - B_M) &= 1.56 \times 2.62 = 4.1 \text{ A} \\ I_{amp}(CFV_{AFV2} - B_M) &= 1.56 \times 8.79 = 13.7 \text{ A} \\ I_{amp}(CFV_{AFV3} - B_M) &= 1.56 \times 1.95 = 3 \text{ A} \end{aligned} \tag{3.24}$$

ii) Circuito  $B_M$ -Inv

Con base en la Ec. 3.4 y considerando que:

$$\begin{aligned} I_{cc}(B_M) &= 4I_{cc}(CFV_{AFV1}) = 10.5 \text{ A} \\ I_{cc}(B_M) &= 1I_{cc}(CFV_{AFV1}) = 8.8 \text{ A} \\ I_{cc}(B_M) &= 5I_{cc}(CFV_{AFV1}) = 9.75 \text{ A} \end{aligned} \tag{3.25}$$

Para estas instalaciones se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{amp}(B_M - Inv) &= 1.56 \times 10.5 = 16.3 \text{ A} \\ I_{amp}(B_M - Inv) &= 1.56 \times 8.8 = 13.7 \text{ A} \\ I_{amp}(B_M - Inv) &= 1.56 \times 9.75 = 15.2 \text{ A} \end{aligned} \tag{3.26}$$

b) Circuitos en CA.- El único circuito en CA es el que sale de cada inversor bifasico para realizar una configuración Delta, la cual se conecta al Tablero de Acoplamiento (Inv-Tab). Dicho circuito requiere de un PCS por normatividad. La ampacidad de dicho dispositivo así como del conductor debe tener un valor calculado como:

i) Circuito Inv-Tab.

Con base en la Ec. 3.7 y considerando que , según la Ec. 3.8,  $I_N = \frac{4,000}{220} = 18.2$  A para los tres inversores, se tiene que:

$$I_{\text{amp}}(\text{Inv} - \text{Tab}) = 1.25 \times 18.2 = 22.7 \text{ A} \quad (3.27)$$

Con base en las ampacidades calculadas anteriormente, se realizó la inspección correspondiente para los circuitos analizados, encontrándose lo siguiente:

a) Circuito (CFV-B<sub>M</sub>).- Son tres circuitos equivalente que llegan al B<sub>M</sub> para las conexiones en paralelo, en donde cada circuito debe estar integrado por un conductor eléctrico, un Dsc y un PCR. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 4.1 A, 13.7 A y 3 A, correspondiente al AFV1, AFV2 y AFV3, respectivamente.

En la inspección se constató que:

- I) **Todos los circuitos tienen un fusible de fusión rápida para CD actuando como PCR con una ampacidad de 30 A montado en un Porta-Fusible Desconector (P-F/Dsc) actuando como Dsc, con una tensión de aislamiento de 1000 VCD.**
- II) **Para los tres AFV, sus correspondientes CFV llegan a un B<sub>M</sub> con una ampacidad de 115 A, encapsulado en un receptáculo aislante con una capacidad de aislamiento de 600 V.**
- III) **Hay un B<sub>M</sub> para los circuitos positivos y un B<sub>M</sub> para los circuitos negativos. Dado que el SFV tiene una topología eléctrica intencionalmente aterrizada a tierra, los sistemas de protección están instalados únicamente en el circuito de salida positivo de las CFV hacia el B<sub>M</sub>.**
- IV) **El conductor de salida de cada CFV, tanto positivo como negativo, que forman**

**el circuito (CFV-B<sub>M</sub>) es un cable de sección transversal de 4 mm<sup>2</sup> del tipo ROHS colocado dentro de un tubo conduit rígido, pared delgada de 19 mm de diámetro.**

- b) Circuito de salida (B<sub>M</sub>- Inv).- Son dos circuitos que salen del B<sub>M</sub> hacia el inversor, uno correspondiente a la terminal positiva y otro a la terminal negativa, en donde cada circuito debe estar integrado por un conductor eléctrico y un Dsc. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 16.3 A, 13.7 A y 15.2 A, correspondiente al AFV1, AFV2 y AFV3, respectivamente.

En la inspección se constató que:

- I) **El PDA para los tres diferentes AFV, es en forma de un varistor con una ampacidad de 40 kA y una tensión de aislamiento de 600 V, cuyas terminales positiva y negativa están conectadas en los B<sub>M</sub> de distribución positivo y negativo, respectivamente.**
  - II) **El circuito consta de un Dsc, tipo disyuntor con una ampacidad de 36 A, montado en un receptáculo aislante para una tensión de 600 V.**
  - III) **Todos los dispositivos mencionados anteriormente, se encuentran contenidos en una caja para intemperie, metálica, con protección IP65.**
  - IV) **El conductor de salida de la CC es un cable de cobre de 4 mm<sup>2</sup> de sección transversal del tipo ROHS para el AFV1 y AFV3; y un cable de cobre calibre 10 AWG del tipo RHH-2 que tiene una ampacidad de 40 A a 90°.**
- c) Circuito de salida (Inv-Delta-Tab) para el punto de acoplamiento común.- El circuito de salida de cada inversor es bifásico formado por 2 conductores y 1 Dsc, los cuales cumplen con una configuración Delta para formar un sistema trifásico; y dicho circuito se recibe en el tablero de acoplamiento común con un medio de protección contra sobrecorrientes. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 22.7 A.

En la inspección se constató que:

- I) **El Dsc a la salida del inversor es un interruptor de cuchillas manual con fusibles de 32 A.**

- II) **En el tablero de acoplamiento común, el circuito de salida de la configuración Delta se recibe en un interruptor termomagnético manual de 100 A del tipo comercial.**
- III) **Los conductores de salida son de cobre, calibre 8 AWG del tipo THHW-LS que tienen una ampacidad de 50 A a 75°.**
- IV) **En todos los casos, la ampacidad de los conductores y dispositivos de seguridad cumplen con los requerimientos de ampacidad y de tensión de aislamiento.**

### 3.8. PSFV-Cubos E

La PSFV-Cubos E se encuentra localizada en el techo de los Cubículos E del IER- UNAM, la cual tiene una capacidad instalada de 19.4 kWp distribuidos en dos SFV: de 9.0 kWp y de 10.4 kW. El diagrama bifilar de esta PSFV se encuentra en el Anexo **F**.

El SFV-9.0 kWp consta de 2 AFV, uno de 48 MFV de silicio policristalino de 125 Wp conectados en una configuración 24S x 2P y otro de 24 MFV de silicio policristalino de 125 Wp conectados en una configuración 24S x 1P, 1 caja de combinación y 1 inversor Fronius 8.2-1 208-240 trifásico a 220 V y 60 Hz, con una potencia nominal de 8.2 kW y 2 MPPT.

El SFV-10.4 kWp consta de 2 AFV idénticos de 40 MFV de silicio policristalino de 130 Wp conectados en una configuración 20S x 2P; 1 caja de combinación y 1 inversor Froniu 10.0-3 trifásico a 220 V y 60 Hz, con una potencia nominal de 10.0 kW y 2 MPPT. Los MFV de la PSFV-CubículosE se encuentran instalados en estructuras metálicas ancladas a la azotea del edificio, las cual tienen un ángulo de inclinación promedio de 21° respecto de la horizontal y una orientación promedio de 1° E, respecto al sur magnético.

La salida de cada inversor se conecta de manera independiente al tablero C, ubicado en los cubículos E encima de los contenedores de basura del IER-UNAM.

El AFV1 del SFV-9.0 kWp consta de 48 MFV de silicio policristalino marca KYOCERA modelo KC125TM de 125 Wp cuyos parámetros eléctricos se presentan en la columna “MFV” de la Tabla **3.10**, en la que también se incluye los parámetros eléctricos de la CFV, integrada por la conexión eléctrica de 24 MFV en serie; y así mismo los parámetros eléctricos del AFV, constituido por 2 CFV

conectadas en paralelo.

Parámetro	MFV	CFV: 24S	AFV: 24S x 2P
$P_p$ (W)	125	3,000	6,000
$V_{ca}$ (V)	21.7	520.8	520.8
$I_{cc}$ (A)	8	8	16
$V_{mp}$ (V)	17.4	417.6	417.6
$I_{mp}$ (A)	7.2	7.2	14.4
Área (m <sup>2</sup> )	0.9291	22.2984	44.5968
Peso (kg)	12.2	292.8	585.6

**Tabla 3.10:** *Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del SFV-9.0kW*

Por otro lado, el AFV del SFV-10.4 kWp consta de 40 MFV de silicio policristalino de la marca KYOCERA modelo KC130TM de 130 Wp. Los parámetros eléctricos del MFV, de la CFV integrada por 20 MFV conectados eléctricamente en serie, y del AFV integrado por la conexión en paralelo de 2 CFV se presentan en la Tabla [3.11](#)

Parámetro	MFV	CFV: 20S	AFV: 20S x 2P
$P_p$ (W)	130	2,600	5,200
$V_{ca}$ (V)	21.9	438	438
$I_{cc}$ (A)	8.02	8.02	16.04
$V_{mp}$ (V)	17.6	352	352
$I_{mp}$ (A)	7.39	7.39	14.78
Área (m <sup>2</sup> )	0.9291	18.582	37.164
Peso (kg)	11.9	238	476

**Tabla 3.11:** *Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del SFV-10.4kW*

De acuerdo a la Tabla [3.10](#) y [3.11](#), y considerando que se tendrá una configuración eléctrica 24S x 2P y 24Sx1P para el AFV-9.0 kWp y 20S x 2P para el AFV-10.4 kWp, los dispositivos de seguridad necesarios requeridos por la NOM así como los conductores eléctricos, deberán de tener como mínimos las ampacidades que a continuación se calculan:

a) Circuitos en CD.- Se tienen 2 CFV conectadas en paralelo en un  $B_M$  (circuito CFV- $B_M$ ). En el circuito de salida del  $B_M$  se conecta al inversor (circuito  $B_M$ -Inv). En el circuito (CFV- $B_M$ ) debe haber un Dsc y un PCR; y en el circuito ( $B_M$ -Inv), debe haber un Dsc por requerimientos de la NOM. Con respecto a la única CFV que se conecta al inversor, no se necesita un block de distribución. La ampacidad de los conductores y de los dispositivos de seguridad en ambos circuitos debe tener un valor mínimo de:

i) Circuito CFV- $B_M$

Con base en la Ec. 3.1 y teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} I_{cc}(\text{CFV}_{\text{AFV-9.0kW}}) &= 8 \text{ A} \\ I_{cc}(\text{CFV}_{\text{AFV-10.4W}}) &= 8.02 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.28)$$

Para estas instalaciones se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{\text{amp}}(\text{CFV}_{\text{AFV-9.0kW}} - B_M) &= 12.48 \text{ A} \\ I_{\text{amp}}(\text{CFV}_{\text{AFV-10.4W}} - B_M) &= 12.51 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.29)$$

ii) Circuito ( $B_M$ -Inv)

Con base en la Ec. 3.4 y teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} I_{cc}(B_M) &= 2I_{cc}(\text{CFV}_{\text{AFV-9.0kW}}) = 16.0 \text{ A} \\ I_{cc}(B_M) &= 2I_{cc}(\text{CFV}_{\text{AFV-10.4W}}) = 16.04 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.30)$$

y siguiendo lo definido en la Ec. 3.4, se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{\text{amp}}(B_M - \text{Inv}_{\text{AFV-9.0kW}}) &= 24.96 \text{ A} \\ I_{\text{amp}}(B_M - \text{Inv}_{\text{AFV-10.4W}}) &= 25.02 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.31)$$

b) Circuitos en CA.- El único circuito en CA es el que sale del inversor al Tablero de Acoplamiento de los cubículos E. Dicho circuito requiere de un PCS. La ampacidad de dicho dispositivo así

como del conductor debe tener un valor calculado como:

1) Circuito Inv-Tab.

Con base en la Ec. 3.7 y considerando que , según la Ec. 3.8,  $I_N = \frac{9,000}{\sqrt{3} \times 220} = 23.6$  A para el inversor del AFV de 9.0 kW; e  $I_N = \frac{10,400}{\sqrt{3} \times 220} = 27.3$  A para el AFV de 10.4 kW, se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{\text{amp}}(\text{Inv}_{\text{AFV-9.0kW}} - \text{Tab}) &= 1.25 \times 23.6 = 29.5 \text{ A} \\ I_{\text{amp}}(\text{Inv}_{\text{AFV-10.4kW}} - \text{Tab}) &= 1.25 \times 27.3 = 34.1 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.32)$$

Con base en las ampacidades calculadas anteriormente, se realizó la inspección correspondiente para los circuitos analizados, encontrándose lo siguiente:

- a) Circuito (CFV-B<sub>M</sub>).- Son 2 circuitos equivalente que llegan al B<sub>M</sub> para las conexiones en paralelo, en donde cada circuito debe estar integrado por un conductor eléctrico, un Dsc y un PCR, ya que hay 2 circuitos en paralelo. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 12.48 A y 12.51 A, correspondientes al AFV-9.0kW y el AFV -10.4kW, respectivamente:

En la inspección se constató que:

- Para el AFV de 9.0 kW:
  - 1) **Todos los circuitos tienen un fusible de fusión rápida para CD actuando como PCR con una ampacidad de 30 A con una tensión de aislamiento de 1000 VCD.**
- Para el AFV de 10.4 kW:
  - 1) **Todos los circuitos tienen un fusible de fusión rápida para CD actuando como PCR con una ampacidad de 32 A montado en un Porta-Fusible Desconector (P-F/Dsc) con una tensión de aislamiento de 1000 VCD.**
- Para ambos AFV:
  - 1) **Las 2 CFV llegan a un BM con una ampacidad de 80 A, encapsulado en**

un receptáculo aislante con una capacidad de aislamiento de 1500 V.

- II) Hay un  $B_M$  para los circuitos positivos y un  $B_M$  para los circuitos negativos. El SFV tiene una topología eléctrica intencionalmente aterrizada a tierra, pero los sistemas de protección están instalados tanto en el circuito de salida positivo y en el circuito de salida negativo de las CFV hacia el  $B_M$ .
  - III) El conductor de salida de cada CFV tanto positivo como negativo que forman el circuito (CFV- $B_M$ ) es un cable 10 AWG con una ampacidad de 35 A a 75° del tipo THHW-LS colocado dentro de un tubo conduit rígido, pared delgada de 19 mm de diámetro.
- b) Circuito de salida ( $B_M$ - Inv).- Son 2 circuitos que salen del  $B_M$  hacia el inversor, uno correspondiente a la terminal positiva y otro a la terminal negativa, en donde cada circuito debe estar integrado por un conductor eléctrico y un Dsc. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 24.96 A y 25.02 A, correspondiente al AFV de 9.0 kW y el AFV de 10.4 kW, respectivamente.

En la inspección se constató que:

- Para ambos AFV:
  - I) El PDA es un varistor con una ampacidad de 60 kA y una tensión de aislamiento de 500 V, cuyas terminales positiva y negativa están conectadas en los  $B_M$  de distribución positivo y negativo, respectivamente. La terminal de tierra del PDA está conectada a una barra de tierras, la cual actúa como el  $B_M$  terminal a tierra.
  - II) El circuito consta de un Dsc, tipo interruptor de dos polos con una ampacidad de 50 A, montado en un receptáculo aislante para una tensión de 800 V.
  - III) Todos los dispositivos mencionados anteriormente, se encuentran contenidos en una caja para intemperie, metálica, con protección IP65.
  - IV) El conductor de salida de la CC es un cable de cobre de calibre 10 AWG del tipo THHW-LS para los dos AFV; que tiene una ampacidad de 35 A a



75°.

- c) Circuito de salida (Inv-Tab) para el punto de acoplamiento común.- El circuito de salida de cada inversor es trifásico y debe ser formado por 3 conductores y 1 Dsc; y dicho circuito se recibe en el tablero de acoplamiento común con un medio de protección contra sobrecorrientes. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 29.5 A y 34.1 A, correspondiente al AFV de 9.0 kW y el AFV de 10.4 kW, respectivamente

En la inspección se constató que:

- I) **No hay un Dsc a la salida del inversor.**
- II) **En el tablero de acoplamiento común, el circuito de salida del inversor se recibe en un interruptor termomagnético manual de 30 A del tipo comercial.**
- III) **Los conductores de salida son de cobre, calibre 8 AWG del tipo THHW-LS que tienen una ampacidad de 50 A a 75°.**
- IV) **En todos los casos, la ampacidad de los conductores y dispositivos de seguridad cumplen con los requerimientos de ampacidad y de tensión de aislamiento.**

### 3.9. PSFV-Palapas

La PSFV-Palapas se encuentra ubicada en la envolvente superior de las palapas de esparcimiento, construidas en la zona de las canchas deportivas del IER- UNAM, la cual tiene una capacidad instalada de 18.36 kWp distribuidos en dos SFV: de 9.0 kWp y de 9.36 kWp. El diagrama bifilar de esta PSFV se encuentra en el Anexo [G](#).

El SFV-9.0 kWp consta de un AFV de 36 MFV de silicio monocristalino de 250 Wp conectados en una configuración 12Sx3P, 1 caja de combinación y 1 inversor Fronius IG PlusV 10.0-3 delta trifásico a 220 V y 60 Hz, con una potencia nominal de 10.0 kW y 1 MPPT. El SFV-9.36 kWp es idéntico al SFV-9.0 kWp, con la única diferencia que se integra por MFV de silicio policristalino de 260 Wp. Los MFV de la PSFV-Palapas se encuentran instalados en estructuras metálicas ancladas a la azotea del edificio, las cuales tienen un ángulo de inclinación promedio de 11° respecto de la horizontal y una orientación promedio de 20° E y 45° E, respecto al sur magnético. La salida de cada inversor se

conecta de manera independiente al tablero HID, ubicado en el cuarto de bombas de emergencia del IER-UNAM.

El AFV del SFV-9.0 kWp consta de 36 MFV de silicio monocristalino marca Solartec modelo SPM60 de 250 Wp cuyos parámetros eléctricos se presentan en la columna “MFV” de la Tabla 3.12, en la que también se incluye los parámetros eléctricos de la CFV, integrada por la conexión eléctrica de 12 MFV en serie; y así mismo los parámetros eléctricos del AFV, conformado por 3 CFV conectadas en paralelo.

Parámetro	MFV	CFV: 12S	AFV: 12S x 3P
$P_p$ (W)	250	3,000	9,000
$V_{ca}$ (V)	37.85	454.2	454.2
$I_{cc}$ (A)	8.65	8.65	25.95
$V_{mp}$ (V)	30.12	361.44	361.44
$I_{mp}$ (A)	8.3	8.3	24.9
Área (m <sup>2</sup> )	1.635	19.62	58.86
Peso (kg)	20.5	246	738

**Tabla 3.12:** *Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del SFV-9.0 kWp*

Por otro lado, el AFV del SFV-9.36 kWp consta de 36 MFV de silicio policristalino de la marca SolarEver modelo SE-156x156-260P de 260 Wp. Los parámetros eléctricos del MFV, de la CFV integrada por 12 MFV conectados eléctricamente en serie, y del AFV integrado por la conexión en paralelo de 3 CFV se presentan en la Tabla 3.13.

Parámetro	MFV	CFV: 12S	AFV: 12S x 3P
$P_p$ (W)	260	3,120	9,360
$V_{ca}$ (V)	38.82	465.84	465.84
$I_{cc}$ (A)	8.83	8.83	26.49
$V_{mp}$ (V)	31.52	378.24	378.24
$I_{mp}$ (A)	8.25	8.25	24.75
Área (m <sup>2</sup> )	1.6236	19.48	58.45
Peso (kg)	18.5	222	666

**Tabla 3.13:** *Parámetros eléctricos de placa de los MFV, CFV y AFV del SFV-9.36 kWp*

De acuerdo a las Tablas [3.12](#) y [3.13](#), y considerando que se tiene una configuración eléctrica 12S x 3P tanto para el SFV-9.0 kWp (palapa norte) como para el SFV-9.36 kWp (palapa sur), los dispositivos de seguridad necesarios requeridos por la NOM así como los conductores eléctricos, debe de tener como mínimos las ampacidades que a continuación se calculan:

- a) Circuitos en CD.- Se tienen 3 CFV, cada una con 12 MFV en serie, donde se conectan en paralelo en un  $B_M$ , formando el circuito CFV- $B_M$ . El circuito de salida del  $B_M$  se conecta al inversor ( $B_M$ -Inv). Por lo tanto se tienen dos circuitos: el circuito (CFV- $B_M$ ), en donde debe haber un Dsc y un PCR de acuerdo al requerimiento normativo; y el circuito de salida ( $B_M$ -Inv), en donde debe haber un Dsc. La ampacidad de los conductores y de los dispositivos de seguridad en ambos circuitos debe tener un valor mínimo de:

- i) Circuito CFV- $B_M$

Con base en la Ec. [3.1](#) y teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} I_{cc}(\text{CFV}_{\text{palapaN}}) &= 8.65 \text{ A} \\ I_{cc}(\text{CFV}_{\text{palapaS}}) &= 8.83 \text{ A} \end{aligned} \tag{3.33}$$

Para estas instalaciones se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{amp}(\text{CFV}_{\text{palapaN}} - B_M) &= 13.5 \text{ A} \\ I_{amp}(\text{CFV}_{\text{palapaS}} - B_M) &= 13.8 \text{ A} \end{aligned} \tag{3.34}$$

II) Circuito (B<sub>M</sub>-Inv)

Con base en la Ec. 3.4 y teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} I_{cc}(B_M) &= 3I_{cc}(CFV_{\text{palapaN}}) = 25.95 \text{ A} \\ I_{cc}(B_M) &= 3I_{cc}(CFV_{\text{palapaS}}) = 26.5 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.35)$$

y siguiendo lo definido en la Ec. 3.4, se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{\text{amp}}(B_M - \text{Inv}_{\text{palapaN}}) &= 40.5 \text{ A} \\ I_{\text{amp}}(B_M - \text{Inv}_{\text{palapaS}}) &= 41.3 \text{ A} \end{aligned} \quad (3.36)$$

b) Circuitos en CA.- El único circuito en CA es el que sale del inversor al Tablero de Acoplamiento del cuarto de bombas de emergencia. Dicho circuito requiere de un PCS. La ampacidad de dicho dispositivo así como del conductor debe tener un valor calculado como:

i) Circuito Inv-Tab.

Con base en la Ec. 3.7 y considerando que , según la Ec. 3.8,  $I_N = \frac{10,000}{\sqrt{3} \times 220} = 26.2 \text{ A}$  para los dos inversores, se tiene que:

$$I_{\text{amp}}(\text{Inv} - \text{Tab}) = 1.25 \times 26.2 = 32.8 \text{ A} \quad (3.37)$$

Con base en las ampacidades calculadas anteriormente, se realizó la inspección correspondiente para los circuitos analizados, encontrándose lo siguiente:

a) Circuito (CFV-B<sub>M</sub>).- Son 3 circuitos equivalente que llegan al B<sub>M</sub> para las conexiones en paralelo, en donde cada circuito debe estar integrado por 1 conductor eléctrico, 1 Dsc y 1 PCR, ya que hay 3 circuitos en paralelo. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 13.5 A y 13.8 A, correspondientes al AFV de la palapa 1 y el AFV de la palapa 2, respectivamente.

En la inspección se constató que:

- Para el AFV de la palapa norte;
  - I) Todos los circuitos tienen un fusible de fusión rápida para CD actuando como PCR con una ampacidad de 16 A con una tensión de aislamiento de 440 VCD.
  - II) No hay un  $B_M$  para el AFV de la palapa norte que reciba los 3 circuitos de la CFV. Además, los tres circuitos correspondientes a cada CFV se conectan a la entrada PDA por lo que, en ausencia de un  $B_M$  no se cumple con los requerimientos de seguridad, así se recomienda agregar un  $B_M$  de ampacidad mínima de 40.5 A para recibir las 3 CFV y tener una adecuada conexión del PDA.
- Para el AFV de la palapa sur:
  - I) Todos los circuitos tienen un fusible de fusión rápida para CD actuando como PCR con una ampacidad de 30 A montado en un Porta-Fusible Desconector (P-F/Dsc) con una tensión de aislamiento de 1000 VCD.
  - II) Los 3 circuitos (CFV- $B_M$ ) llegan a un  $B_M$  de distribución con una ampacidad de 125 A, encapsulado en un receptáculo aislante con una capacidad de aislamiento de 1500 V.
  - III) Hay 1  $B_M$  para los circuitos positivos y 1  $B_M$  para los circuitos negativos. El SFV tiene una topología eléctrica intencionalmente aterrizada a tierra, pero los sistemas de protección están instalados tanto en el circuito de salida positivo y en el circuito de salida negativo de las CFV hacia el  $B_M$ .
- Para ambos AFV:
  - I) El conductor de salida de cada CFV tanto positivo como negativo que forman el circuito (CFV- $B_M$ ) es un cable 10 AWG con una ampacidad de 35 A a 75° del tipo solar colocado dentro de un tubo conduit rígido, pared delgada de 19 mm de diámetro.
  - b) Circuito de salida ( $B_M$ - Inv).- En el AFV de la palapa sur, son 2 circuitos que salen del  $B_M$  hacia el inversor, uno correspondiente a la terminal positiva y otro a la terminal negativa,

en donde cada circuito está integrado por 1 conductor eléctrico y 1 Dsc. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 40.5 A y 41.3 A, correspondiente al AFV de la palapa norte y el AFV de la palapa sur, respectivamente.

En la inspección se constató que:

- Para el AFV de la palapa norte:
  - I) El PDA es un varistor con una ampacidad de 10 kA y una tensión de aislamiento de 300 V, cuyas terminales positiva y negativa están conectadas en los  $B_M$  de distribución positivo y negativo, respectivamente. La terminal de tierra del PDA está conectada a una barra, la cual actúa como el  $B_M$  terminal a tierra.
  - II) El conductor de salida de la CC es un cable de cobre de calibre 10 AWG del tipo THHW-LS para los dos AFV; que tiene una ampacidad de 35 A a 75°, por lo que este conductor no cumple con los requerimientos de ampacidad ya que se necesita de 41.3 A como valor mínimo. El conductor que satisface el requerimiento de ampacidad es un cable de cobre de calibre 8 AWG del tipo THHW-LS, el cual tiene una especificación de 50 A a 75°. En consecuencia, se recomienda cambiar el conductor de dicho circuito.
- Para el AFV de la palapa sur:
  - I) El PDA es un varistor con una ampacidad de 40 kA y una tensión de aislamiento de 1,000 V, cuyas terminales positiva y negativa están conectadas en los  $B_M$  de distribución positivo y negativo, respectivamente. La terminal de tierra del PDA está conectada a una barra, la cual actúa como el  $B_M$  terminal a tierra.
  - II) El circuito consta de un Dsc, tipo interruptor de dos polos con una ampacidad de 50 A, montado en un receptáculo aislante para una tensión de 800 V.
  - III) El conductor de salida de la CC es un cable de cobre de calibre 8 AWG del tipo THHW-LS para los dos AFV; que tiene una ampacidad de 50 A a

75°.

- Para ambos AFV:

i) **Todos los dispositivos mencionados anteriormente, se encuentran contenidos en una caja para intemperie, metálica, con protección IP65.**

c) Circuito de salida (Inv-Tab) para el punto de acoplamiento común.- El circuito de salida de cada inversor es trifásico formado por 3 conductores y 1 Dsc; y dicho circuito se recibe en el tablero de acoplamiento común con un medio de protección contra sobrecorrientes. Tanto el conductor como los dispositivos de seguridad deben tener una ampacidad mínima de 32.8 A.

En la inspección se constató que:

- i) **No hay un Dsc a la salida del inversor.**
- ii) **En el tablero de acoplamiento común, el circuito de salida del inversor se recibe en un interruptor termomagnético manual de 30 A del tipo comercial, el cual debe tener un valor mínimo de ampacidad igual a 32.8 A.**
- iii) **Los conductores de salida son de cobre, calibre 8 AWG del tipo THHW-LS que tienen una ampacidad de 50 A a 75°.**
- iv) **En todos los casos, exceptuando el conductor del circuito ( $B_M$ -Inv), la ampacidad de los conductores y dispositivos de seguridad cumplen con los requerimientos de ampacidad y de tensión de aislamiento.**

### 3.10. Recomendaciones para el cumplimiento normativo

En este capítulo se mostraron los cálculos para determinar los requerimientos de ampacidad de las PSFV del IER-UNAM. A continuación, en la Tabla [3.14](#) se mencionan los hallazgos de los dispositivos que no cumplen con la normatividad, así como la recomendación con base en ella.

**Tabla 3.14:** *Dispositivos que no cumplen con la NOM 001-SEDE 2012*

Localización	Dispositivo	Ampacidad	Requisito de NOM	Recomendación
Edificio 3.1	Interruptor en el circuito B <sub>M</sub> - Inv	50 A	54.5 A	Sustituir por interruptor de 60 A
Edificio 3.1	Interruptor en el circuito Inv-Tab	30 A	34.1 A	Sustituir por interruptor de 40 A
Hidrógeno	Interruptor en el circuito B <sub>M</sub> - Inv	40 A	41.3 A	Sustituir por interruptor de 50 A
Hidrógeno	Interruptor en el circuito Inv-Tab	30 A	32.8 A	Sustituir por interruptor de 40 A
Palapa Norte	Barra de paralelismo	No hay una barra	40.5 A	Incorporar 1 barra de paralelismo de 50 A
Palapa Norte	Interruptor en el circuito Inv-Tab	30 A	32.8 A	Sustituir por interruptor de 40 A
Palapa Sur	Conductor del circuito B <sub>M</sub> - Inv	35 A	42 A	Sustituir por una cable 8 AWG



# Capítulo 4

## Estimación energética de las PSFV del IER-UNAM

En este capítulo se presenta un modelo matemático para estimar la generación de energía de cualquier PSFV. La expresión algebraica que se presenta fue evaluada y corroborada con datos medidos de radiación solar y climatología de la Estación Solarimétrica instalada en el IER-UNAM, del periodo 2019-2021; los cuales se utilizaron para calcular la energía generada para un MFV para su posterior generalización.

Con dicho modelo se estimó la energía, y sus valores fueron comparados con aquellos obtenidos a partir de los datos de irradiancia y temperatura ambiente medidos en el IER-UNAM.

### 4.1. Parámetros que afectan la generación de energía

#### 4.1.1. Recurso solar

Como ya se mencionó en el Capítulo 1, la irradiación o energía solar diaria disponible en una localidad se determina por el área bajo del curva del comportamiento de la irradiancia con respecto a la hora del día y suele expresarse en unidades de HSP. Este mismo concepto de expresar la irradiación diaria, promedio diario mensual, o promedio diario anual es una forma de expresar el concepto de Recurso Solar.

El Recurso Solar que se ha usado para este trabajo fue calculado utilizando los datos de irradiancia solar que se han estado adquiriendo por la Estación Solarimétrica y Meteorológica del IER-UNAM (ESOLMET); la cual, mide variables solarimétricas y meteorológicas y forma parte de la Red Solarimétrica Mexicana (RESOLMEX) a cargo del servicio Solarimétrico Mexicano del Instituto de Geofísica. La ESOLMET se encuentra instalada en Temixco, Morelos, correspondiente a una latitud de  $18^{\circ}50'25.62''N$ , longitud de  $99^{\circ}14'10.49''O$  y una altura sobre el nivel del mar de 1253 m, según datos del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI). En dicha estación se miden variables relacionadas con la energía solar, como son irradiancia global horizontal, irradiancia directa normal, irradiancia difusa horizontal e irradiancia ultravioleta; y aquellas variables meteorológicas comunes, como son temperatura ambiente, humedad relativa, presión barométrica, precipitación pluvial, velocidad y dirección de viento.

Como ya se describió en el Capítulo [1](#), existen instrumentos capaces de medir y cuantificar la magnitud de la irradiancia global, directa y difusa, de la temperatura ambiente de un sitio en específico. La ESOLMET, en su caso, cuenta con sensores de radiación, así como un sensor meteorológico de temperatura, los cuales se describen en la Tabla [4.1](#). De igual forma, la tabla contiene el resultado de la calibración de los 4 sensores y el año en la que fue realizada.

SENSOR	DESCRIPCIÓN	CALIBRACIÓN
Temperatura	CS500 Sensor de temperatura y humedad relativa. Unidades de temperatura del aire: Deg C, Deg F, K.	Fabricación (2019)
Radiación Directa	28754 Pirheliometro marca Eppley NIP. Sensibilidad : approx. $8 \mu V / Wm^{-2}$	Placa: 8.42 Usada: 8.33 (2009)
Radiación Global	28786 Piranómetro marca Eppley B&W. Sensibilidad : approx. $8 \mu VV / Wm^{-2}$	Placa: 9.06 Usada: 9.60 (2011)
Radiación Difusa	32505 Piranómetro marca Eppley B&W. Sensibilidad : approx. $8 \mu VV / Wm^{-2}$	Placa: 9.88 Usada: 10.38 (2011)

**Tabla 4.1:** Descripción de los sensores que miden las variables meteorológicas y de radiación solar [\[11\]](#)

Para esta tesis, se ocuparon únicamente los datos de irradiancia solar global horizontal ( $G_{TH}$ ) e irradiancia solar directa normal ( $G_{bN}$ ), así como los datos de temperatura ambiente ( $T_a$ ), durante el

periodo de 2019 a 2021. La irradiancia solar difusa ( $G_d$ ) se calculó a partir de  $G_{TH}$  y  $G_{bH}$ , mediante la Ec. 1.7. Los datos registrados durante este lapso de tiempo están documentados cada 10 minutos; y considerando que la ESOLMET no reportó ciertas horas, se tiene un total de 155,665 datos.

El recurso solar dado en HSP es una variable necesaria para estimar la energía que producirá un MFV bajo sus condiciones geométricas de instalación: inclinación y orientación; por lo cual, se calculó la captación de energía que recibirá el MFV bajo esas condiciones. Debido a esto, los valores de irradiancia directa normal e irradiancia global horizontal se corrigieron para las condiciones geométricas de instalación del MFV.

El procedimiento para hacer esta corrección se explicó con anterioridad en la sección 1.4, en donde las variables necesarias para calcular la irradiancia total que inciden en una superficie inclinada y orientada son:  $G_{bN}$ ,  $G_{TH}$ , ángulo de inclinación y orientación de la superficie, así como el ángulo de declinación solar, ángulo de latitud del lugar donde los MFV estén instalados y el ángulo horario.

Con la Ec. 1.24, que es el modelo matemático propuesto por Liu y Jordan se determinó la irradiancia global en el plano inclinado ( $G_{Tt}$ ) para cada día del periodo seleccionado y se graficaron con respecto al tiempo solar ( $t_{sol}$ ). Para cada gráfica  $G_{Tt}$  vs  $t_{sol}$  se calculó la energía solar disponible o recurso solar diario ( $R_{SD}$ ) obtenido en kWh/m<sup>2</sup> y expresado en HSP, en donde  $R_{SD}$

$$R_{SD} = \sum_{i=1}^n G_{Tt_i} \Delta t \quad (4.1)$$

En la Fig. 4.1 se muestra la comparación de los datos de irradiancia global medidos ( $G_{TH}$ ) con los datos de irradiancia global corregidos al ángulo de inclinación que corresponde a la latitud del lugar ( $18.84045^\circ$ ), representado como  $G_{Tt}$ , para los días 21 de los meses marzo, junio, septiembre y diciembre, del año 2021.

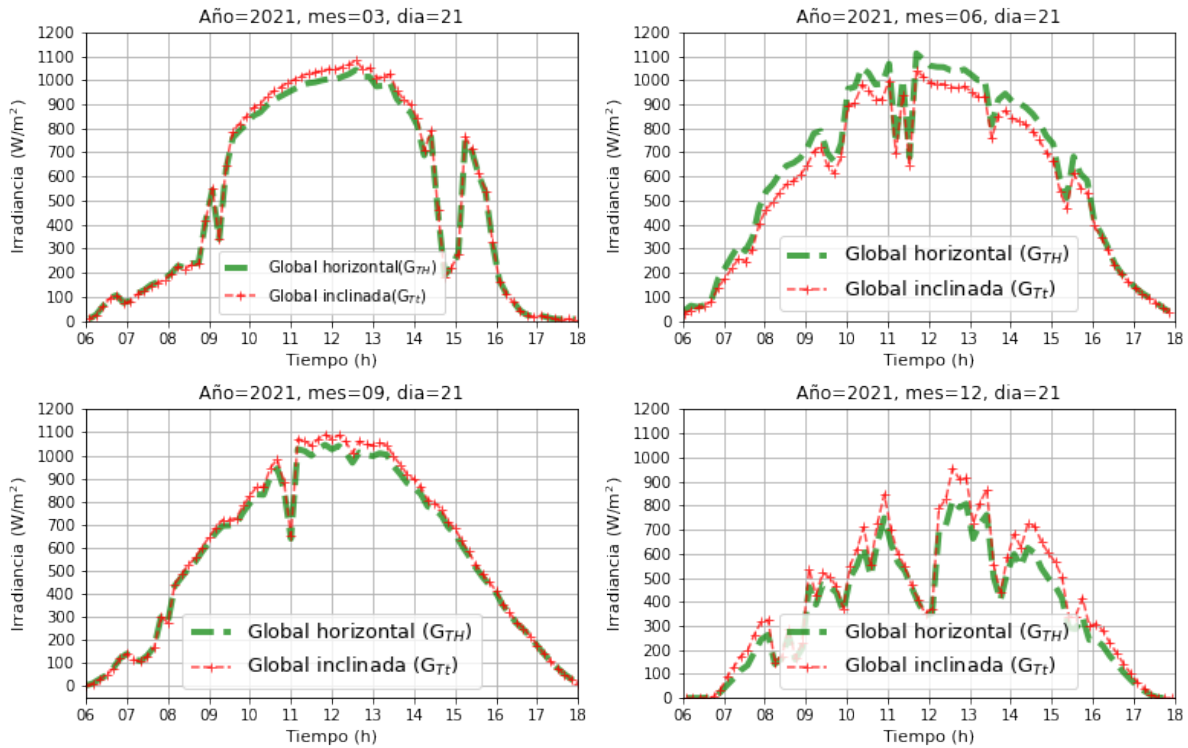


Figura 4.1: Comparación de la  $G_{TH}$  y  $G_{Tt}$  del año 2021

Con los datos de irradiancia en el plano inclinado  $G_{Tt}$ , para los 365 días de tres años seleccionados, se procedió a calcular el área bajo la curva que determina el recurso solar diario ( $R_{SD}$ ) y con ello los valores promedio diario mensual  $R_{SD}(M)$  y los valores promedio diario anual  $R_{SD}(A)$ , expresados en HSP para el periodo bajo estudio.

**Tabla 4.2:** *Recurso solar promedio diario mensual y anual*

	$R_{SD}(M)$		
	2019	2020	2021
Enero	$6.25 \pm 0.88$	$6.34 \pm 0.93$	$6.08 \pm 0.98$
Febrero	$7.02 \pm 0.46$	$6.59 \pm 1.29$	$7.16 \pm 0.43$
Marzo	$7.29 \pm 0.60$	$7.33 \pm 0.51$	$7.21 \pm 0.52$
Abril	$6.98 \pm 0.66$	$7.00 \pm 0.64$	$7.09 \pm 0.51$
Mayo	$6.39 \pm 0.64$	$6.59 \pm 0.52$	$6.49 \pm 0.78$
Junio	$6.16 \pm 1.11$	$6.15 \pm 1.13$	$5.53 \pm 1.30$
Julio	$6.48 \pm 0.86$	$6.67 \pm 0.94$	$6.36 \pm 0.93$
Agosto	$6.98 \pm 0.66$	$6.38 \pm 0.97$	$6.22 \pm 1.41$
Septiembre	$6.35 \pm 1.22$	$5.72 \pm 1.26$	$6.45 \pm 1.01$
Octubre	$5.73 \pm 1.52$	$6.89 \pm 0.45$	$6.30 \pm 1.28$
Noviembre	$5.86 \pm 0.84$	$6.40 \pm 0.91$	$6.52 \pm 0.36$
Diciembre	$6.17 \pm 0.19$	$5.11 \pm 0.34$	$6.15 \pm 0.44$
<b><math>R_{SD}(A)</math></b>	<b><math>6.48 \pm 1.02</math></b>	<b><math>6.42 \pm 1.03</math></b>	<b><math>6.46 \pm 1.01</math></b>

La desviación estándar correspondiente a cada mes, proporciona el porcentaje de confianza del valor promedio diario mensual para el recurso solar, cuya dispersión está asociada a los cambios climatológicos diarios del mes correspondiente. Esta desviación se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N - 1}} \quad (4.2)$$

donde  $x_i$  representa cada uno de los valores medidos que constituyen la muestra,  $\bar{x}$  representa el valor promedio de la muestra, y  $N$  es el número de valores que constituyen a la muestra.

Al analizar los valores anuales, la dispersión para los valores  $R_{SD}(A)$  son del 15.7 %, 16.0 % y 15.6 % al año, respectivamente. Para el caso del valor promedio, de los valores promedio diario anual,  $\bar{R}_{SD}(A)$ , cuyo valor es  $6.453 \pm 0.031$ , la dispersión es del 0.48 %, demostrando que en esos tres años de medición, las condiciones climatológicas permanecen sin variaciones drásticas, lo que conlleva a un

recurso solar casi invariable en dicho periodo de tiempo.

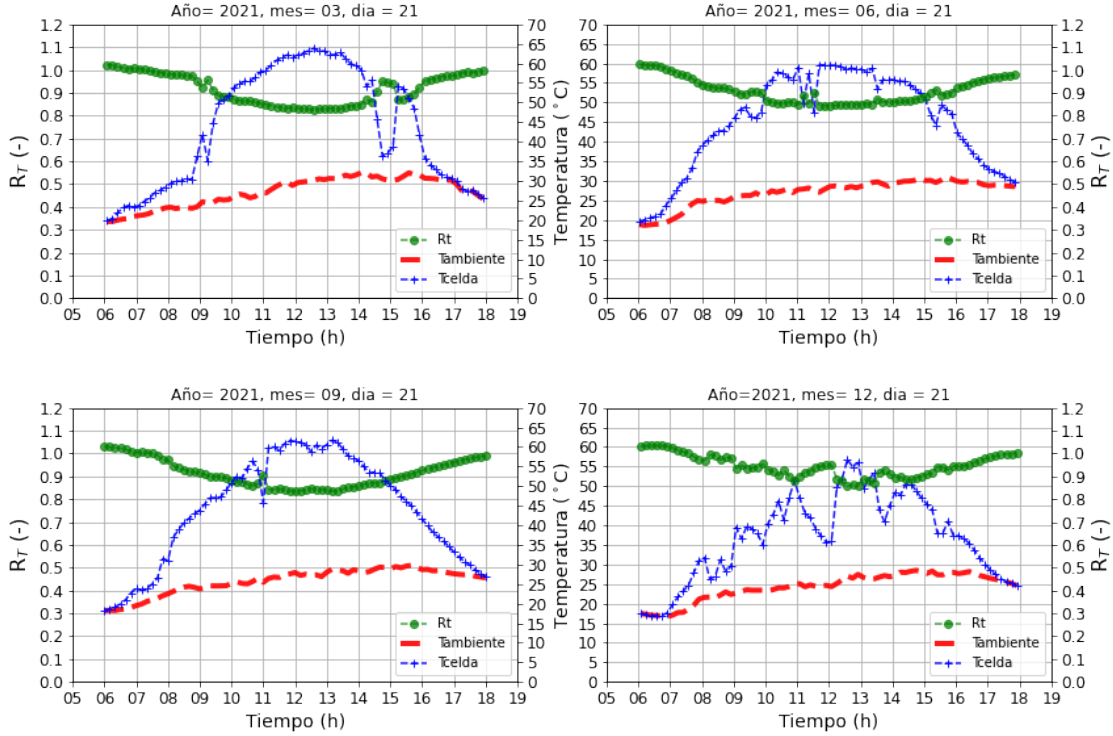
### 4.1.2. Rendimiento Térmico ( $R_T$ )

Como se explicó en la sección 2.4, el incremento en la temperatura del MFV tiene un efecto en los parámetros eléctricos. Se especificó que tanto la tensión, la potencia y la eficiencia disminuyen de manera proporcional, mientras que la  $I_{cc}$  muestra un crecimiento proporcional con el incremento de la temperatura. Se cuantifica con los coeficientes de temperatura para cada parámetro y son proporcionados por el fabricante del MFV.

La cuantificación de las pérdidas en la tensión, potencia y eficiencia, y ganancia en el caso de la  $I_{cc}$ , se evalúan tomando como referencia la temperatura estándar de celda ( $T_c=25^\circ\text{C}$ ) y los valores de los coeficientes de temperatura.

Para el caso de la potencia máxima generada ( $P_M$ ), la Ec. 2.16 describe la expresión para calcular el rendimiento térmico ( $R_T$ ) en la potencia de un MFV. Las variables necesarias para determinar el  $R_T$  son: coeficiente de temperatura del MFV ( $\gamma$ ), temperatura ambiente, temperatura (NOCT) e irradiancia solar ( $G$ ).

Usando los datos de placa para un MFV de 250 W con un coeficiente de temperatura igual a  $0.45\%/^\circ\text{C}$ , una  $T_{NOCT}$  de  $45^\circ\text{C}$ , y tomando los valores calculados de irradiancia solar incidente en un MFV inclinado y orientado, y temperatura ambiente, medidos en la ESOLMET, se ha calculado, para cada día de los años de 2019-2021, los rendimientos térmicos de dicha tecnología. En la Fig. 4.2 se muestra el comportamiento del  $R_T$  del MFV seleccionado para los días 21 de los meses marzo, junio, septiembre y diciembre del año 2021 con respecto al  $t_{sol}$ . En la Fig. 4.2 se presenta el comportamiento de la temperatura ambiente medida y el comportamiento de la temperatura de celda, calculada con la Ec. 2.10.



**Figura 4.2:** Comportamiento de la  $T_c$  y  $T_a$  con respecto al rendimiento térmico del año 2021

De las gráficas  $T_c$ ,  $R_T$  vs  $t_{sol}$ , se ha determinado, para esta localidad, que la máxima temperatura estimada para un MFV es de  $68^\circ\text{C}$ , resultando un  $R_T$  de 81 %, valores que se obtienen para las horas del día con mayor irradiancia; y en todos los casos se observó, a partir de las gráficas, que el  $R_T$  diario, de dicho MFV tiene variaciones entre 81 % y 100 %. Lo anterior, conlleva a considerar que, para cada día del año se puede establecer el concepto de Rendimiento Térmico Promedio Diario ( $\bar{R}_{TD}$ ).

Considerando que el recurso solar es el área bajo la curva de la gráfica  $G$  vs  $t_{sol}$ , expresado en  $\text{kWh}/\text{m}^2$ , y que se sustituye geoméricamente por el área de un rectángulo cuya altura es el valor de la irradiancia pico  $G_p$  ( $1,000 \text{ W}/\text{m}^2$ ) y la magnitud de su base, expresado en horas (H), debe ser un número que multiplicado por la  $G_p$  permita la igualdad de ambas áreas, se ha propuesto utilizar ese periodo de tiempo (H) como el tiempo adecuado para calcular  $\bar{R}_{TD}$ . De esta manera se puede establecer la relación siguiente:

$$\bar{R}_{TD} = \frac{\sum_{i=1}^n R_{Ti}}{n}, \quad \text{donde } i = 12 - \frac{H}{2} \text{ hasta } 12 + \frac{H}{2} \quad (4.3)$$

donde  $i$  representa el instante de tiempo para el cual fueron adquiridos los valores de irradiancia

y temperatura ambiente, datos que permiten calcular el  $\bar{R}_{TD}$  durante el periodo de adquisición de datos.

Con los valores de  $\bar{R}_{TD} \pm \delta_{\bar{R}_{TD}}$  para cada día del mes, se calculó el Rendimiento Térmico Promedio Diario Mensual  $\bar{R}_{TD}(M)$  y el Promedio Diario Anual  $\bar{R}_{TD}(A)$ . En la Tabla 4.3 se muestran los valores del  $\bar{R}_{TD}(M)$  para cada mes para los años 2019, 2020 y 2021, así como el  $\bar{R}_{TD}(A)$ .

**Tabla 4.3:** *Rendimiento térmico promedio diario mensual y anual*

	$\bar{R}_{TD}(M)$		
	2019	2020	2021
Enero	$0.89 \pm 0.03$	$0.89 \pm 0.03$	$0.89 \pm 0.03$
Febrero	$0.86 \pm 0.03$	$0.87 \pm 0.04$	$0.86 \pm 0.02$
Marzo	$0.85 \pm 0.02$	$0.85 \pm 0.03$	$0.85 \pm 0.02$
Abril	$0.85 \pm 0.02$	$0.85 \pm 0.03$	$0.85 \pm 0.02$
Mayo	$0.86 \pm 0.03$	$0.86 \pm 0.03$	$0.86 \pm 0.03$
Junio	$0.88 \pm 0.03$	$0.88 \pm 0.04$	$0.90 \pm 0.04$
Julio	$0.88 \pm 0.03$	$0.88 \pm 0.03$	$0.88 \pm 0.03$
Agosto	$0.87 \pm 0.03$	$0.88 \pm 0.04$	$0.88 \pm 0.04$
Septiembre	$0.88 \pm 0.04$	$0.9 \pm 0.04$	$0.88 \pm 0.04$
Octubre	$0.89 \pm 0.04$	$0.87 \pm 0.02$	$0.87 \pm 0.03$
Noviembre	$0.89 \pm 0.03$	$0.88 \pm 0.03$	$0.88 \pm 0.02$
Diciembre	$0.90 \pm 0.02$	$0.91 \pm 0.02$	$0.88 \pm 0.03$
<b><math>\bar{R}_{TD}(A)</math></b>	<b><math>0.88 \pm 0.03</math></b>	<b><math>0.88 \pm 0.04</math></b>	<b><math>0.88 \pm 0.04</math></b>

La desviación estándar de los valores  $\bar{R}_{TD}$  para cada mes, proporcionaron el valor de confianza del valor promedio  $\bar{R}_{TD}(M)$ , observándose en todos los casos un valor superior al 95 %, ya que la desviación estándar es menor al 5 %.

Para el caso del valor Promedio Diario Anual, simbolizado por  $\bar{R}_{TD}(A)$ , se observó que, para los años 2019, 2020 y 2021, éste se mantiene invariable con una magnitud de 0.88 y un valor de confianza del 3.4 % para el año 2019; y 4.5 % para los años 2020 y 2021.



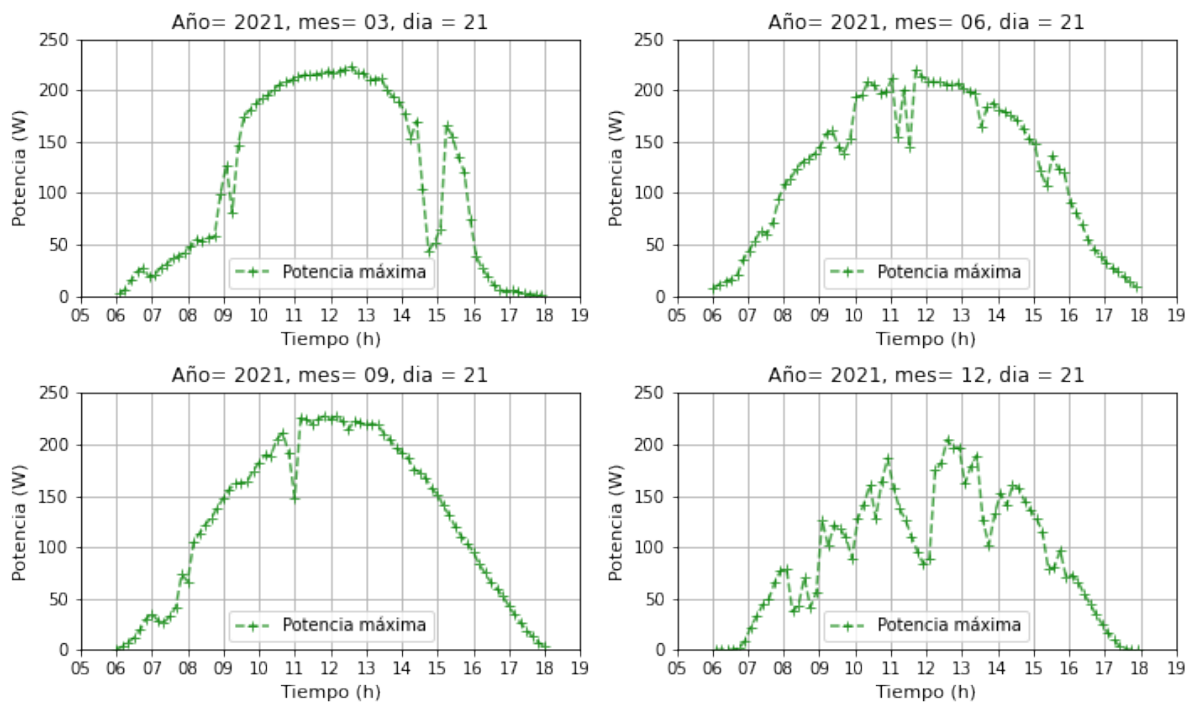
### 4.1.3. Potencia máxima instantánea ( $P_M$ )

Para realizar una estimación energética es necesario determinar primero la potencia máxima instantánea generada ( $P_M$ ) por el MFV, para un día específico, la cual se calcula mediante la expresión

$$P_M(G, T_c) = P_p \times \frac{G}{G_{STC}} \times R_T \quad (4.4)$$

donde  $P_p$  es la Potencia pico proporcionada por el fabricante del MFV bajo las condiciones STC ( $G=1,000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_c=25^\circ\text{C}$ ), siendo  $G$  la irradiancia que corresponde a la superficie inclinada y orientada, y  $R_T$ , el rendimiento térmico instantáneo calculado con la Ec. 2.16 con base a los datos de irradiancia solar y temperatura ambiente, medidos cada 10 min.

En la Fig. 4.3 se muestra, a manera de ejemplo, el comportamiento de la  $P_M$  vs  $t_{sol}$  para los días 21 de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre del año 2021; para un MFV con una potencia pico  $P_p=250 \text{ Wp}$ .



**Figura 4.3:** Potencia generada del año 2021

Es importante considerar que, el área bajo una curva de  $P$  vs tiempo representa la energía consumida o producida por cualquier sistema energético. En consecuencia, el área bajo las curvas  $P_M$  vs  $t_{sol}$

proporcionará la estimación de la energía generada por el MFV bajo estudio el cual se ha considerado con una potencia pico de 250 Wp.

## 4.2. Energía generada en un MFV

El área bajo la curva  $P_M$  vs  $t_{sol}$  de la Fig 4.3, proporciona la energía generada al día  $E_{GD}$  por un MFV con una  $P_p = 250$  Wp, en consecuencia, si

$$P_{M_i}(G, T_c) = P_p \frac{G_i}{G_{STC}} R_{Ti} \quad (4.5)$$

entonces,

$$E_{gm}(D) = \sum_{i=1}^n P_{M_i}(G, T_c) \times \Delta t \quad (4.6)$$

De esta manera, se determinó para cada día de los años 2019, 2020 y 2021, la  $E_{gm}(D)$ , y con dicho valor se calculó la Energía Generada Promedio Diario Mensual,  $\bar{E}_{gmD}(M)$  y, para cada año, la Energía Generada Promedio Diario Anual,  $\bar{E}_{gmD}(A)$ .

En la Tabla 4.4 se muestra el comportamiento de la energía generada estimada para el MFV de 250 Wp para cada mes de los años mencionados, representado por  $\bar{E}_{gmD}(M)$ , así como el valor promedio diario anual  $\bar{E}_{gmD}(A)$ , donde:

$$\bar{E}_{gm}(M) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_{gm}(D_i) \quad (4.7)$$

donde n es el número de días del mes, y

$$\bar{E}_{gm}(A) = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m E_{gm}(D_i) \quad (4.8)$$

donde m es el número de días al año, siendo 365 para el año 2019 y 2021, y 366 para el año 2020, o bien

$$\bar{E}_{\text{gm}}(\text{A}) = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \bar{E}_{\text{gm}}(\text{M}) \quad (4.9)$$

donde  $k$  es igual a 12.

**Tabla 4.4:** *Energía generada promedio diario mensual y anual*

	$\bar{E}_{\text{gm}}(\text{M})$ (Wh)		
	2019	2020	2021
Enero	1,401.42 ± 179.13	1,412.21 ± 195.14	1,351.96 ± 201.94
Febrero	1,535.36 ± 88.10	1,447.72 ± 256.73	1,571.69 ± 91.11
Marzo	1,581.51 ± 120.19	1,580.47 ± 98.82	1,562.01 ± 101.52
Abril	1,515.56 ± 135.21	1,511.06 ± 126.98	1,529.04 ± 107.30
Mayo	1,398.98 ± 128.99	1,434.80 ± 106.44	1,418.60 ± 163.11
Junio	1,369.92 ± 233.85	1,352.95 ± 233.93	1,242.68 ± 266.12
Julio	1,444.85 ± 171.80	1,480.87 ± 190.13	1,413.05 ± 188.12
Agosto	1,541.22 ± 135.42	1,417.86 ± 199.30	1,383.09 ± 293.35
Septiembre	1,406.91 ± 257.97	1,278.90 ± 260.86	1,428.77 ± 210.01
Octubre	1,278.62 ± 327.49	1,526.46 ± 97.68	1,392.71 ± 271.30
Noviembre	1,310.27 ± 175.68	1,420.76 ± 195.99	1,455.63 ± 76.05
Diciembre	1,378.92 ± 43.38	1,165.03 ± 71.25	1,373.86 ± 91.30
$\bar{E}_{\text{gmD}}(\text{A})$	<b>1,431.63 ± 209.11</b>	<b>1,416.65 ± 208.49</b>	<b>1,426.08 ± 205.30</b>

La desviación estándar del valor  $\bar{E}_{\text{gmD}}(\text{M})$  está asociada con las desviaciones estándar de la Tabla 4.3, y el valor de la desviación estándar para el promedio diario anual  $\bar{E}_{\text{gmD}}(\text{A})$ , proporciona el nivel de confianza de los valores promedio mensuales.

### 4.3. Establecimiento del modelo matemático

Se propuso un modelo matemático simple, que relacione los parámetros eléctricos de un MFV y las variables climatológicas asociadas al sitio de instalación, y que permita predecir o estimar la energía

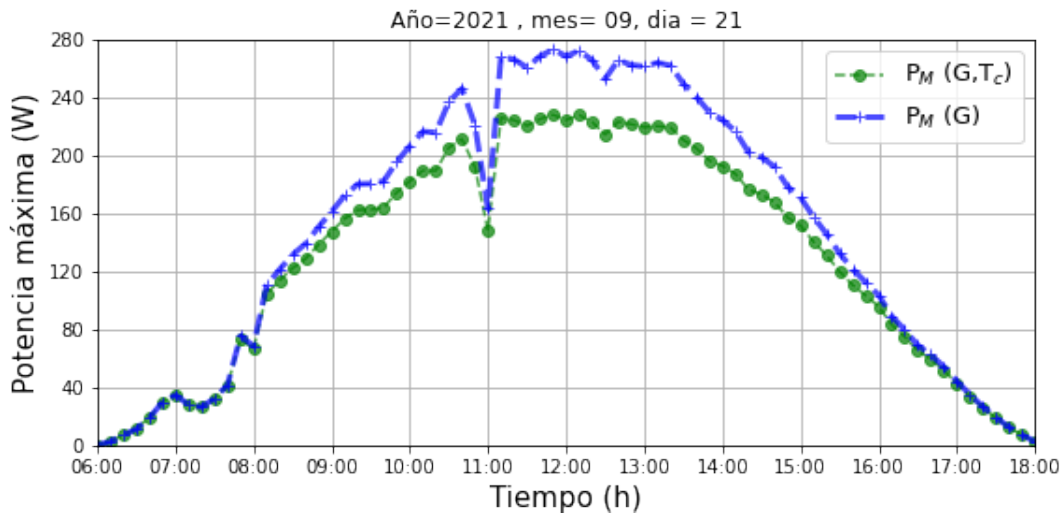
eléctrica que se generará bajo condiciones específicas. Para esto se usarán los resultados obtenidos en las secciones anteriores, con base en la Ec. 4.5 que proporciona la potencia máxima instantánea que produce un MFV bajo condiciones de operación,  $P_M(G, T_c)$ , y la potencia máxima teórica instantánea que puede producir un MFV, cuando se mantiene una temperatura constante de  $25^\circ\text{C}$ , para distintos valores de irradiancia,  $P_M(G, T_c = 25^\circ\text{C})$ , la cual se determina por la siguiente ecuación:

$$P_{M_i}(G) = P_p \frac{G_i}{G_{\text{STC}}} \quad (4.10)$$

El comportamiento de la potencia máxima instantánea en ambos casos, para un MFV  $250 \text{ W}_p$  y el día específico del 21 de septiembre del 2021, se presenta en la Fig. 4.4, para la cual el área bajo la curva corresponde a la energía que produce el MFV bajo las condiciones específicas con las que se evaluó la potencia instantánea, es decir:

$$E_{gT}(D) = \sum_{i=1}^n P_{M_i}(G) \times \Delta t \quad (4.11)$$

Este mismo procedimiento se realizó para los días 21 de marzo, junio, de septiembre y de diciembre del mismo año, respectivamente. Para esos días, también se consideró los cálculos hechos para el rendimiento térmico promedio, y para fines comparativos, se evaluó su razón aritmética correspondiente. Los valores respectivos se muestran en la Tabla 4.5



**Figura 4.4:** Área bajo la curva de la potencia generada medida  $P_{M_i}(G, T_c)$ , y de la potencia generada teórica  $P_{M_i}(G)$  para el 21 de septiembre de 2021

**Tabla 4.5:** Energía generada con y sin efecto de temperatura,  $E_{gm}(D)$  y  $E_{gT}(D)$  para el año 2021

	$R_{SD}$	$\bar{R}_{TD}$	$E_{gm}(D)$	$E_{gT}(D)$	$R_t = \frac{E_{gm}(D)}{E_{gT}(D)}$	$\frac{R_t}{\bar{R}_{TD}}$
21 de marzo	6.26	$0.86 \pm 0.04$	1,356.5	1,565.98	0.87	1.01
21 de junio	6.95	$0.87 \pm 0.02$	1,528.89	1,736.60	0.88	1.02
21 septiembre	7.12	$0.86 \pm 0.02$	1,562.25	1,781.15	0.88	1.01
21 diciembre	4.84	$0.91 \pm 0.03$	1,106.02	1,209.26	0.91	1.01

En la Tabla 4.5, los símbolos en las columnas representan lo siguiente:  $R_{SD}$  es el recurso solar diario,  $\bar{R}_{TD}$  es el rendimiento térmico promedio diario obtenido según lo establecido en la Ec. 4.3,  $E_{gm}(D)$  es la energía obtenida por la magnitud del área bajo la curva de la potencia máxima instantánea producida por el MFV bajo estudio (250 Wp) bajo condiciones de operación con efecto de temperatura.  $E_{gT}(D)$  es la energía teórica determinada por el área bajo la curva de la potencia máxima instantánea producida por el MFV bajo estudio (250 Wp), bajo condiciones de temperatura de celda constante a 25°C (no se considera pérdidas por temperatura), para los días especificados.

Al comparar las columnas de  $E_{gm}(D)$  y  $E_{gT}(D)$ , se puede establecer que: la razón  $E_{gm}(D)/E_{gT}(D)$  es un número prácticamente igual al valor del  $\bar{R}_{TD}$  de dicha tecnología en ese día específico. Así, el número que representa a la razón  $E_{gm}(D)/E_{gT}(D)$ , y aquel que representa a  $\bar{R}_{TD}$ , no difieren más

allá del 2% en el peor escenario del 21 de junio. En consecuencia, se puede utilizar el rendimiento térmico promedio diario para participar en una relación algebraica que permita estimar la energía.

Dado que el área bajo la curva del comportamiento de la irradiancia durante las horas sol proporciona el recurso solar y que la potencia máxima instantánea depende de la irradiancia y que su comportamiento diario, al graficarse con respecto a la hora del día, nos proporciona la energía generada, se propone el siguiente modelo algebraico para estimar la energía diaria que genera un MFV bajo las condiciones climáticas de un sitio determinado:

$$E_{gf}(D) = P_p \times R_{SD} \times \bar{R}_{TD} \quad (4.12)$$

donde  $P_p$  es la potencia pico del MFV,  $R_{SD}$  es el recurso solar diario, y  $\bar{R}_{TD}$  el rendimiento térmico promedio diario en el intervalo de las HSP para el día específico bajo estudio.

Aplicando la Ec. 4.12 para los días 21 de marzo, junio, septiembre y diciembre del año 2021 se obtienen los valores que se muestran en la Tabla 4.6 en donde se ha incluido la columna que corresponde al cociente entre la magnitud de la energía generada estimada por el modelo,  $E_{gf}(D)$ , y la  $E_{gm}(D)$ .

**Tabla 4.6:** Comparación de energía generada a partir del modelo ( $E_{gf}(D)$ ) y la energía generada instantánea ( $E_{gm}(D)$ )

Fecha	$R_{SD}$	$E_{gf}(D)$	$\frac{E_{gf}(D)}{E_{gm}(D)}$	$\Delta E_g = E_{gm}(D) - E_{gf}(D)$	$\frac{\Delta E_g}{E_{gf}(D)} (\%)$
21 de marzo	6.26	$1,349.73 \pm 57.61$	1.00	6.78	0.50
21 de junio	6.95	$1,503.22 \pm 34.63$	0.98	25.67	1.71
21 septiembre	7.12	$1,539.31 \pm 43.69$	0.99	22.94	1.49
21 diciembre	4.84	$1,099.88 \pm 33.92$	0.99	6.13	0.56

Con base en los resultados de la Tabla 4.6, al observarse que el cociente  $[E_{gf}(D)/E_{gm}(D)]$  es prácticamente la unidad y que se tiene una diferencia máxima con respecto a  $E_{gf}(D)$  del 1.71 %, se puede afirmar la validez del modelo propuesto.

Considerando el resultado anterior, se evaluó dicho modelo comparándolo con los resultados reportados en la Tabla 4.3, en donde se presentan los valores de  $\bar{R}_{TD}$  (M) y  $\bar{R}_{TD}$  (A). En la Tabla 4.7 se

muestran los valores de la energía generada para cada mes, en donde:

a)  $\bar{E}_{gm}(M)$  es la Energía Generada Promedio Diario Mensual obtenida como:

$$\bar{E}_{gm}(M) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_{gm}(D) \quad (4.13)$$

donde  $E_{gm}(D)$  representa el área bajo la curva  $P_M(G, T_c)$  vs  $t_{sol}$ , y  $n$  el número de días correspondientes de cada mes.

b)  $\bar{E}_{gT}(M)$  es la Energía Generada Promedio Diario Mensual obtenida como:

$$\bar{E}_{gT}(M) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_{gT}(D) \quad (4.14)$$

donde  $E_{gT}(D)$  representa el área bajo la curva  $P_M(G)$  vs  $t_{sol}$ , sin efecto de temperatura, y  $n$  el número de días correspondientes de cada mes.

c)  $\bar{R}_{SD}(M)$  es el Recurso Solar Promedio Diario Mensual, obtenido por el área bajo la curva  $G_{Tt}$  vs tiempo para cada día del mes (ver valores en Tabla 4.2).

d)  $\bar{R}_{TD}(M)$  son los datos de la Tabla 4.3.

e)  $\bar{E}_{gf}(M)$  es la Energía Generada Promedio Diario Mensual obtenida como,

$$\bar{E}_{gf}(M) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_{gf}(D) \quad (4.15)$$

donde  $E_{gf}(D)$  se obtuvo con el modelo propuesto en la Ec. 4.12, y  $n$  el número de días correspondientes de cada mes.

Como se puede observar en la Tabla 4.7, al comparar el cociente de  $\bar{E}_{gm}(M)$  y  $\bar{E}_{gT}(M)$ , con  $\bar{R}_{TD}(M)$ , se observa una diferencia máxima del 1.02 %, lo cual indica que el método para obtener el rendimiento térmico promedio diario ( $\bar{R}_{TD}$ ), explicado en la Ec. 4.3, es válido. Así mismo, al comparar  $E_{gf}(M)$  con  $E_{gm}(M)$  de cada mes, el cociente de ambos valores es prácticamente la unidad, con un valor mínimo de 0.98, y la razón de la diferencia entre ellos con respecto al valor de  $E_{gf}(M)$ , es pequeña, obteniéndose un valor máximo del 1.75 %. Dado que son diferencias muy pequeñas, se demostró que el modelo es

válido y que permite estimar, con una incertidumbre menor del 2 %, la energía que produce un MFV para las condiciones bajo estudio.

**Tabla 4.7:** Comparación de la  $\bar{E}_{gm}(M)$ ,  $\bar{E}_{gT}(M)$  y  $\bar{E}_{gf}(M)$  promedios mensuales del año 2021

Mes	$\bar{R}_{SD}(M)$	$\bar{E}_{gm}(M)$	$\bar{E}_{gT}(M)$	$R_t = \frac{\bar{E}_{gm}(M)}{\bar{E}_{gT}(M)}$	$\bar{R}_{TD}(M)$	$\frac{R_t}{\bar{R}_{TD}(M)}$	$\bar{E}_{gf}(M)$	$\frac{\bar{E}_{gf}(M)}{\bar{E}_{gm}(M)}$	$\Delta E_g$	$\frac{\Delta E_g}{\bar{E}_{gf}(M)} (\%)$
Enero	6.08	1,351.96	1,519.05	0.89	0.89	1.01	1,336.87	0.99	15.09	1.04
Febrero	7.16	1,571.69	1,790.37	0.88	0.86	1.02	1,545.82	0.98	25.87	1.66
Marzo	7.21	1,562.01	1,801.83	0.87	0.85	1.02	1,535.19	0.98	26.83	1.73
Abril	7.09	1,529.04	1,771.99	0.86	0.85	1.02	1,502.38	0.98	26.66	1.75
Mayo	6.49	1,418.6	1,622.12	0.88	0.86	1.01	1,399.42	0.99	19.18	1.30
Junio	5.53	1,242.68	1,382.43	0.90	0.90	1.01	1,230.99	0.99	11.69	0.82
Julio	6.36	1,413.05	1,590.92	0.89	0.88	1.01	1,394.32	0.99	18.73	1.25
Agosto	6.22	1,383.09	1,555.67	0.89	0.88	1.01	1,365.93	0.99	17.16	1.08
Septiembre	6.45	1,428.77	1,611.57	0.89	0.88	1.01	1,415.06	0.99	13.71	0.87
Octube	6.30	1,392.71	1,575.54	0.89	0.87	1.01	1,374.86	0.99	17.85	1.30
Noviembre	6.52	1,455.63	1,629.35	0.89	0.88	1.02	1,434.54	0.98	21.09	1.46
Diciembre	6.15	1,373.86	1,536.4	0.89	0.88	1.01	1,356.37	0.99	17.49	1.28

Así mismo, se emplearon los datos de  $\bar{R}_{TD}$  (A) de la Tabla 4.3 para evaluar el modelo propuesto, y se obtuvieron los valores mostrados en la Tabla 4.8. Como se observa, el cociente de  $R_t$  ( $\bar{E}_{gm}(A)/\bar{E}_{gf}(A)$ ) y  $\bar{R}_{TD}(A)$  es del 1.01 % para los tres años, lo cual representa que el procedimiento mencionado en la Ec. 4.3 es válido. Así mismo, al comparar la columna  $\bar{E}_{gm}(A)$  con la columna  $\bar{E}_{gf}(A)$  año con año hay una diferencia máxima del 1.29 % para el año 2019, como para el 2021. Debido a que son diferencias muy pequeñas, se demostró que el modelo propuesto para calcular la energía que produce un MFV para las condiciones bajo estudio, es válido.

**Tabla 4.8:** Comparación de la  $\bar{E}_{gm}(M)$ ,  $\bar{E}_{gT}(M)$  y  $\bar{E}_{gf}(M)$  promedios anuales

Año	$\bar{R}_{SD}(A)$	$\bar{E}_{gm}(A)$	$\bar{E}_{gT}(A)$	$R_t = \frac{\bar{E}_{gm}(A)}{\bar{E}_{gT}(A)}$	$\bar{R}_{TD}(A)$	$\frac{R_t}{\bar{R}_{TD}(A)}$	$\bar{E}_{gf}(A)$	$\frac{\bar{E}_{gf}(A)}{\bar{E}_{gm}(A)}$	$\Delta E_g$	$\frac{\Delta E_g}{\bar{E}_{gf}(M)} (\%)$
2019	6.48 ± 1.02	0.88 ± 0.03	1,431.63 ± 209.11	1,619.82	0.89 ± 0.02	1.01	1,416.60 ± 9.92	0.99	19.33 ± 10.53	1.29
2020	6.42 ± 1.03	0.88 ± 0.04	1,416.65 ± 208.49	1,604.11	0.89 ± 0.02	1.01	1,398.10 ± 10.70	0.99	18.55 ± 11.02	1.24
2021	6.46 ± 1.01	0.88 ± 0.04	1,426.08 ± 205.30	1,614.66	0.89 ± 0.02	1.01	1,406.82 ± 10.04	0.99	19.26 ± 10.95	1.29

Para hacerlo en forma general, se tuvo que proporcionar un criterio para determinar el  $\bar{R}_{TD}(M)$  y  $\bar{R}_{TD}(A)$ . Para esto, se tomó en cuenta que las condiciones NOCT ( $T_a = 20^\circ C$ ,  $G = 800 \text{ W/m}^2$ ) se



propusieron para estimar la potencia que genera un MFV bajo condiciones de operación, para sitios en donde se presentan temperaturas ambientes de 20°C y temperaturas de celda o placa,  $T_{NOCT}$ , alrededor de 45°C  $\pm$  3°C. Para el caso de localidades con temperaturas ambiente máxima alrededor de 30°C e irradiancia global de 800 W/m<sup>2</sup>, la temperatura de celda o placa estimada es aproximadamente 65°C, lo que implicaría un  $R_T = 0.865$ . Considerando lo anterior, se propuso calcular el Rendimiento Térmico en la Potencia  $R_{TD}(M)$ , usando el valor de la  $T_a$  máxima normal del mes,  $T_{a(max)}(M)$ , con un valor de irradiancia máxima  $G=800$  W/m<sup>2</sup> (valor considerado para las condiciones NOCT); en consecuencia,

$$R_{TD}(M) = 1 + \frac{\gamma}{100} [(T_{a(max)} + C_1 800) - 25] \quad (4.16)$$

como se definió con anterioridad,  $C_1$  es igual a  $\frac{T_{NOCT} - 20}{800}$ , lo que conlleva a usar:

$$R_{TD}(M) = 1 + \frac{\gamma}{100} T_{a(max)} \quad (4.17)$$

Para el caso de  $\bar{R}_{TD}(A)$ , se sugiere usar el valor promedio de los valores  $R_{TD}(M)$ :

$$\bar{R}_{TD}(A) = \sum_{i=1}^n \bar{R}_{TD}(M_i) \pm \delta \quad (4.18)$$

Considerando lo anterior, el modelo para estimar la cantidad de energía promedio diario que puede generar un MFV bajo condiciones de operación en una localidad específica, está dada por:

$$E_g = P_p \times R_s \times R_{TD} \quad (4.19)$$

donde  $R_s$  es el recurso solar promedio diario del periodo bajo estudio (mensual o anual),  $R_{TD}$  es el rendimiento térmico calculado a partir de la temperatura ambiente máxima normal del sitio de instalación del periodo bajo estudio (mensual o anual).

Aplicando la Ec. [4.19](#) para cada mes del año 2021, se obtuvieron los valores de rendimiento térmico y energía generada mensualmente, que se muestran en la Tabla [4.9](#). Para dichos cálculos se tomaron

como datos de entrada la siguiente información:

- a)  $\bar{R}_{TD}(M)$  son los datos de la Tabla 4.3.
- b)  $R_{TD}$  son los valores obtenidos con la Ec. 4.17.
- c)  $\bar{E}_{gf}(M)$  son los datos de la columna  $\bar{E}_{gf}(M)$  (Tabla 4.7).
- d)  $E_g$  los valores obtenidos con la Ec. 4.19.

Como se puede observar en la Tabla 4.9, la razón de la diferencia entre los valores de  $\bar{R}_{TD}(M)$  y  $R_{TD}$ , con el valor de  $R_{TD}$  es menor al 5%. Dado que el porcentaje es pequeño, se demostró que el modelo definido en la Ec. 4.19, considerando un rendimiento térmico igual al calculado con la Ec. 4.17, es válido, y permite estimar la energía que genera un MFV al mes, con una incertidumbre menor al 5%.

**Tabla 4.9:** Comparación del  $\bar{R}_{TD}(M)$  y el  $R_{TD}$ , obtenido a partir de la Ec. 4.17, para el año 2021

Mes	$\bar{R}_{TD}(M)$	$R_{TD}$	$\frac{\bar{R}_{TD}(M) - R_{TD}}{R_{TD}} (\%)$	$\bar{E}_{gf}(M)$	$E_g$	$\frac{\bar{E}_{gf}(M) - E_g}{E_g} (\%)$
Enero	0.89	0.85	4.94	1,336.87	1,295.21	3.22
Febrero	0.86	0.85	2.20	1,545.82	1,513.48	2.14
Marzo	0.85	0.83	3.04	1,535.19	1,500.44	2.32
Abril	0.85	0.83	2.04	1,502.38	1,472.87	2.0
Mayo	0.86	0.84	2.78	1,399.42	1,363.77	2.61
Junio	0.90	0.85	5.44	1,230.99	1,177.32	4.56
Julio	0.88	0.85	3.42	1,394.32	1,352.84	3.07
Agosto	0.88	0.85	3.59	1,365.93	1,327.59	2.89
Septiembre	0.88	0.87	1.83	1,415.06	1,394.16	1.50
Octube	0.87	0.86	2.27	1,374.86	1,348.11	1.98
Noviembre	0.88	0.86	2.04	1,434.54	1,406.08	2.02
Diciembre	0.88	0.86	2.82	1,356.37	1,319.83	2.77

Aplicando los resultados de la Tabla 4.9, se obtuvieron los siguientes valores de promedios anuales, mostrados en la Tabla 4.10. Como se observa, al comparar  $\bar{R}_{TD}(A)$  con  $\bar{R}_{TD}$  año con año, hay una diferencia máxima del 3.09% para el año 2019. Así mismo, los valores de  $\bar{E}_{gf}(A)$  y  $\bar{E}_g$ , tienen una

diferencia máxima del 2.82%. Lo anterior demuestra que el modelo es válido, y permite estimar la energía generada anual de un MFV, con una incertidumbre cercana al 3%.

**Tabla 4.10:** Comparación del  $\bar{R}_{TD}(A)$  y el  $\bar{R}_{TD}$ , obtenido a partir del promedio mensual, aplicando la Ec. 4.17, para el año 2021

Año	$\bar{R}_{TD}(A)$	$\bar{R}_{TD}$	$\frac{\bar{R}_{TD}(A) - \bar{R}_{TD}}{\bar{R}_{TD}} (\%)$	$\bar{E}_{gf}(A)$	$\bar{E}_g$	$\frac{\bar{E}_{gf}(A) - \bar{E}_g}{\bar{E}_g} (\%)$
2019	0.88	0.85	3.09	1,416.60	1,377.74	2.82
2020	0.88	0.85	2.97	1,398.10	1,364.41	2.47
2021	0.88	0.85	2.98	1,406.82	1,373.38	2.43

#### 4.4. Estimación energética de las PSFV del IER-UNAM

En la sección anterior, se validó el modelo matemático expresado en la Ec. 4.19 para determinar la energía que produce un MFV para las condiciones bajo estudio. Con este modelo se determinó la energía generada mensual de los MFV que constituyen cada PSFV y se consideraron las eficiencias del cableado y del inversor. Por lo tanto, la energía generada en el punto de acoplamiento de una PSFV es:

$$E_g = P_p \times R_s \times R_{TD} \times \eta_{cab} \times \eta_{inv} \quad (4.20)$$

Donde  $\eta_{cab}$  es la eficiencia del cableado desde el punto de generación hasta el tablero y  $\eta_{inv}$  es la eficiencia del inversor especificado en la ficha técnica del MFV.

La  $\eta_{cab}$  se calculó a partir de la caída de tensión en todos los cables siguiendo la Ec. 4.21:

$$\Delta V = \frac{R_L \times L \times I_{mp}}{1000} \quad (4.21)$$

Donde  $R_L$  es la resistencia del conductor expresada en  $\Omega/\text{km}$  (obtenida de la Tabla 8- Propiedad de los conductores, NOM 001-SEDE 2012 [39]),  $L$  es la longitud del conductor dada en metros e  $I_{mp}$  es la corriente en el punto de máxima potencia en el conductor.

Para calcular  $\Delta V$ , el circuito eléctrico se dividió en 3 secciones: del MFV al  $B_M$ , del  $B_M$  al inversor y del inversor al tablero, a partir de la información técnica contenida en los diagramas eléctricos (Anexos). A continuación se muestra el procedimiento para determinar la eficiencia del circuito MFV -  $B_M$  del SFV-Ala sur de la PSFV-Edificio 3.1:

i) Circuito MFV -  $B_M$ . Con base en la Ec. 4.21, se calculó  $\Delta V$  para cada CFV:

$$\begin{aligned}
 \text{CFV1} : \Delta V &= \frac{4.226 \times 8.33 \times 8.21}{1000} = 0.578 \text{ V} \\
 \text{CFV2} : \Delta V &= \frac{4.226 \times 7.86 \times 8.21}{1000} = 0.545 \text{ V} \\
 \text{CFV3} : \Delta V &= \frac{4.226 \times 4.48 \times 8.21}{1000} = 0.311 \text{ V} \\
 \text{CFV4} : \Delta V &= \frac{4.226 \times 3.98 \times 8.21}{1000} = 0.2762 \text{ V}
 \end{aligned} \tag{4.22}$$

Se determinó la caída de tensión a partir del voltaje en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) en STC en cada CFV:

$$\begin{aligned}
 \text{CFV1} : V_{M(L)} &= 427 - 0.578 = 426.422 \text{ V} \\
 \text{CFV2} : V_{M(L)} &= 427 - 0.545 = 426.455 \text{ V} \\
 \text{CFV3} : V_{M(L)} &= 427 - 0.311 = 426.689 \text{ V} \\
 \text{CFV4} : V_{M(L)} &= 427 - 0.2762 = 426.724 \text{ V}
 \end{aligned} \tag{4.23}$$

Se obtuvo la potencia a partir de la  $I_{mp}$ :

$$\begin{aligned}
 \text{CFV1} : P_{M(L)} &= 426.422 \times 8.21 = 3500.924 \text{ W} \\
 \text{CFV2} : P_{M(L)} &= 426.455 \times 8.21 = 3501.192 \text{ W} \\
 \text{CFV3} : P_{M(L)} &= 426.689 \times 8.21 = 3503.118 \text{ W} \\
 \text{CFV4} : P_{M(L)} &= 426.724 \times 8.21 = 3503.403 \text{ W}
 \end{aligned} \tag{4.24}$$

Se calculó la pérdida de potencia,  $P_{M(L)}$ , a partir de la potencia máxima en STC:

$$\begin{aligned}
 \text{CFV1} : \Delta P &= 3506 - 3500.924 = 4.746 \text{ W} \\
 \text{CFV2} : \Delta P &= 3506 - 3501.192 = 4.478 \text{ W} \\
 \text{CFV3} : \Delta P &= 3506 - 3503.118 = 2.552 \text{ W} \\
 \text{CFV4} : \Delta P &= 3506 - 3503.403 = 2.267 \text{ W}
 \end{aligned}
 \tag{4.25}$$

Se obtuvo el porcentaje de pérdida:

$$\begin{aligned}
 \text{CFV1} : \frac{4.746}{3506} &= 0.001 \\
 \text{CFV2} : \frac{4.478}{3506} &= 0.001 \\
 \text{CFV3} : \frac{2.552}{3506} &= 0.001 \\
 \text{CFV4} : \frac{2.267}{3506} &= 0.001
 \end{aligned}
 \tag{4.26}$$

Por lo tanto, la eficiencia del cableado en el Circuito MFV - B<sub>M</sub> del AFV-Ala sur de la PSFV-Edificio 3.1 es: 99.996 %.

El procedimiento antes descrito, se realizó para cada circuito eléctrico que constituye a cada PSFV, desde el punto de generación hasta el punto de acoplamiento. En la Tabla [4.11](#) se muestran los valores de  $\eta_{cab}$  y  $\eta_{inv}$ , de cada PSFV.

**Tabla 4.11:** *Eficiencia del cableado y eficiencia del inversor*

PSFV	$\eta_{cab}$	$\eta_{inv}$
Edificio 3.1	0.951	0.97
Tonatiuh	0.957	0.982
Simulador	0.922	0.971
Hidrógeno	0.954	0.97
Palapas	0.980	0.962
Cubos D	0.981	0.965
Cubos E	0.978	0.97

Una representación de la energía generada de la PSFV-Edificio 3.1 de 28 kWp, incluyendo las pérdidas

por cableado y por el inversor, se muestran de forma gráfica en las Fig. 4.5, 4.6 y 4.7. De igual manera, se muestran los valores de la energía generada mensual obtenidos mediante la medición de las variables climáticas y solarimétricas ( $E_{gm}(M)$ ).

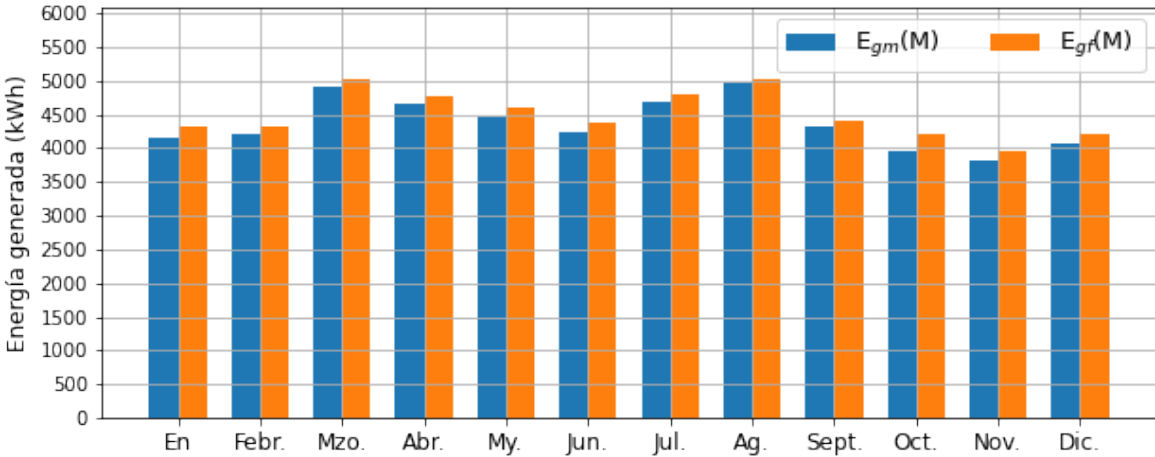


Figura 4.5: Energía generada Edificio 3.1 del 2019

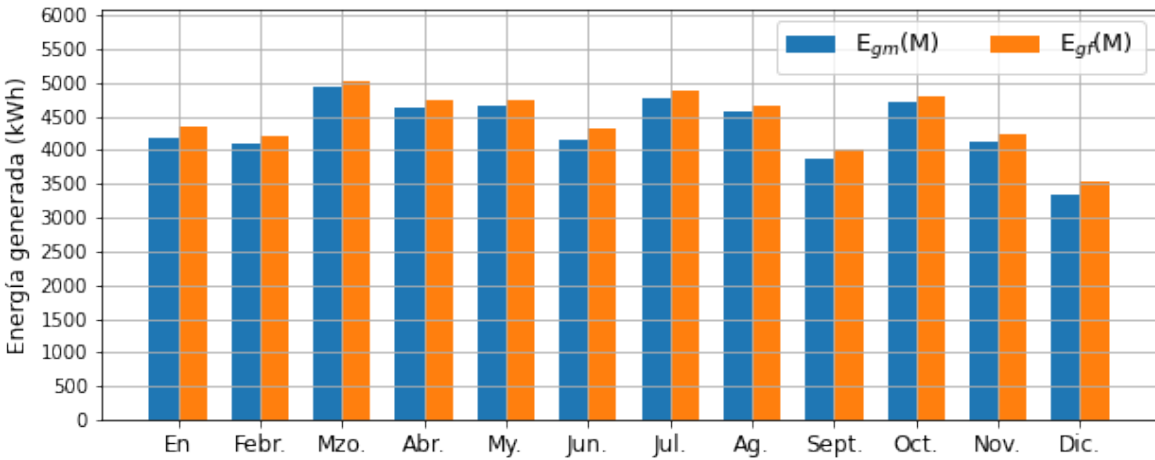


Figura 4.6: Energía generada Edificio 3.1 del 2020

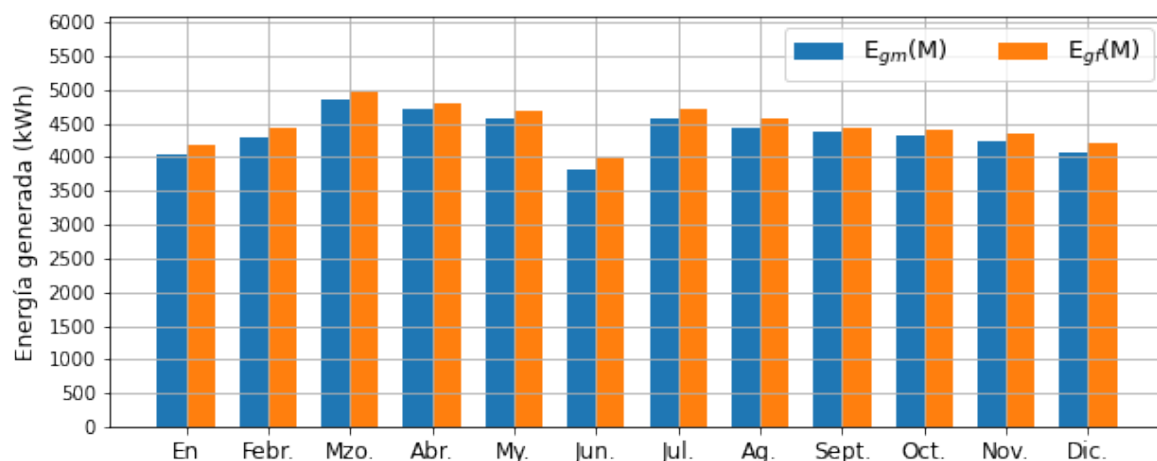


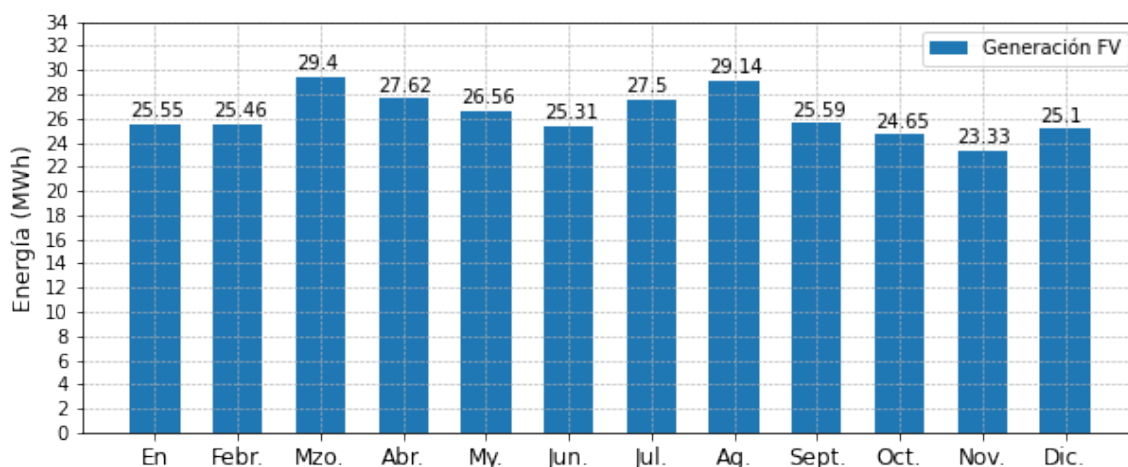
Figura 4.7: Energía generada Edificio 3.1 del 2021

De manera general, se puede observar que la energía generada obtenida con el modelo matemático propuesto es ligeramente mayor al obtenido con los datos de temperatura ambiente instantánea medida. La mayor variación que se presentó durante los tres años fue de 5.86 % en el mes de octubre de 2019, por lo tanto, es válido la utilización de este modelo.

La Tabla 4.12 concentra los valores de energía generada de cada una de las PSFV durante el año 2019, mostrados de forma gráfica en la Fig. 4.8, obtenidos mediante el modelo matemático propuesto en la Ec. 4.19.

Tabla 4.12: Energía generada por cada PSFV en el año 2019 (kWh)

PSFV	En.	Febr.	Mzo.	Abr.	My.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	$E_g$ (kWh/año)
Edificio 3.1	4,314.27	4,315.92	5,017.04	4,758.3	4,608.15	4,388.7	4,791.98	5,034.09	4,395.6	4,202.36	3,957.6	4,215.38	53,999.39
Auditorio Tonatiuh	6,947.72	6,921.6	7,993.04	7,500.9	7,208.74	6,877.2	7,459.53	7,916.16	6,950.4	6,703.44	6,342.3	6,834.57	85,655.60
Simulador solar	3,286.31	3,271.8	3,777.04	3,544.8	3,408.14	3,252.3	3,527.49	3,742.32	3,286.5	3,170.68	3,000	3,232.68	40,500.06
Lab. Hidrógeno	3,405.97	3,396.96	3,932.04	3,692.7	3,549.19	3,391.8	3,671.64	3,899.8	3,420	3,297.47	3,111.3	3,354.82	42,123.69
Palapas	2,809.84	2,835	3,337.77	3,194.7	3,107.13	2,969.1	3,231.75	3,386.13	2,933.1	2,785.04	2,591.7	2,747.84	35,929.10
Cubos D	1,558.06	1,546.16	1,753.98	1,615.8	1,532.33	1,443.6	1,571.08	1,687.02	1,499.4	1,460.72	1,409.7	1,535.43	18,613.28
Cubos E	3,230.2	3,174.64	3,590.11	3,309	3,148.98	2,988.3	3,251.28	3,478.51	3,099.9	3,029.94	2,921.7	3,179.36	38,401.92
$E_g$ (kWh/mes)	25,552.37	25,462.08	29,400.71	27,615.9	26,562.97	25,311	27,504.75	29,144.03	25,585.2	24,649.34	23,334.3	25,100.08	315,223.04



**Figura 4.8:** Generación fotovoltaica de las 7 PSFV del IER-UNAM durante el año 2019

Como se puede observar tanto en la Tabla [4.12](#) como en la Fig. [4.8](#), el mes donde las 7 PSFV generaron más energía fue en marzo con un valor de 29,400.71 kWh, seguido de agosto con 29,144.03 kWh de energía producida. De manera general, se puede decir que la temporada donde mayor energía se generó fue durante el verano; y donde se observó una disminución de ésta fue en la temporada de invierno; debido a la trayectoria solar y las condiciones climáticas que caracterizan a las temporadas. En el caso particular de mayo y junio, se observó una disminución en la energía generada ya que en la mayoría de días de dichos meses, fueron días con muchas nubes, donde los valores de irradiancia global llegaron a los 300 W/m<sup>2</sup>, cercano al medio día solar.

Por otra parte, la PSFV que generó mayor energía durante el año 2019, fue la correspondiente a la ubicada en la azotea del auditorio Tonatiuh con un valor de 85,655.60 kWh, ya que es la que tiene mayor potencia pico instalada correspondiente a 42.84 kWp. La PSFV que le sigue es la que se encuentra en el techo del Edificio 3.1, la cual tiene una potencia pico instalada de 28 kWp, y generó una energía de 53,999.39 kWh. En total, se tiene que las 7 PSFV produjeron 315,223.04 kWh durante el 2019.

A manera de resumen, en la Tabla [4.13](#) se presenta la energía generada durante los tres años de estudio, 2019, 2020 y 2021.



**Tabla 4.13:** *Energía generada promedio diario de las PSFV del IER-UNAM (kWh)*

Mes	2019	2020	2021
Enero	25,552.37	25,776.19	24,760.01
Febrero	25,462.08	24,917.38	26,029.92
Marzo	29,400.71	29,487.20	29,045.45
Abril	27,615.90	27,540.90	27,860.40
Mayo	26,562.97	27,318.13	27,004.41
Junio	25,311.00	25,085.40	22,944.00
Julio	27,504.75	28,160.40	26,944.89
Agosto	29,144.03	26,872.04	26,236.85
Septiembre	25,585.20	23,376.60	25,976.10
Octubre	24,649.34	28,163.81	25,829.51
Noviembre	23,334.30	25,085.70	25,734.90
Diciembre	25,100.08	21,087.13	24,978.56
<b>Eg anual</b>	<b>317,241.73</b>	<b>314,890.88</b>	<b>315,366.00</b>

Como se observa en la Tabla [4.13](#), al igual que en el 2019, el mes de marzo del año 2020 y 2021, fue el mes donde hubo mayor generación de energía con un valor de 29,487.20 kWh y 29,045.45, respetivamente. Así mismo, durante los tres años de estudio, los meses de marzo a agosto/septiembre, son en los que mayor energía generaron los MFV. La diferencia se debió a la variabilidad en las condiciones climáticas y solarimétricas.

Por otra parte, en la Tabla [4.13](#) se muestra los resultados de energía generada en los años 2019, 2020 y 2021; los cuales tienen una variación entre sí, menor al 1%, lo que puede inferir que, a pesar de la variabilidad de las condiciones climáticas y solarimétricas que se presente día con día, no se tendrán una afectación significativa en la energía que se genere en un año.

## 4.5. Análisis de resultados

A partir de los valores medidos de irradiancia solar directa normal, global y difusa horizontal, y usando el modelo de Liu y Jordan para calcular la irradiancia que incide sobre un MFV con un

ángulo de inclinación y orientación definidos; se obtuvo el recurso solar diario, así como el recurso solar promedio diario mensual y promedio diario anual, para los años 2019, 2020 y 2021, en unidades de HSP. Para el promedio diario anual se obtuvo  $6.48 \pm 1.02$ ,  $6.42 \pm 1.03$  y  $6.46 \pm 1.01$  HSP, para los años mencionados, con una dispersión del 15.7 %, 16.0 % y 15.6 %, respectivamente.

Así mismo, a partir de los valores de temperatura ambiente medidos y los valores calculados de irradiancia global incidente sobre una superficie inclinada; considerando que se tiene un MFV silicio monocristalino de 250 Wp y una  $T_{NOCT}$  igual a  $45^{\circ}C$ , se obtuvo la temperatura de la celda instantánea usando un modelo empírico para determinar su valor. Con este modelo se obtuvo que la máxima temperatura de la celda del MFV en cuestión en los tres años mencionados, es igual a  $68^{\circ}C$ .

Con los valores de temperatura de la celda, y considerando que el MFV de silicio monocristalino tiene un coeficiente de temperatura en la potencia igual a  $-0.45/^{\circ}C$ ; se obtuvo el rendimiento térmico promedio diario en el intervalo de las HSP; obteniendo valores entre el 0.81 y 1. Con estos valores se obtuvieron los rendimientos térmicos promedio diario anuales, encontrándose un valor de 0.88 con desviaciones estándar que representan un valor de confianza mayor al 95 %.

El modelo matemático definido para estimar la energía que genera un MFV bajo condiciones climáticas de un sitio determinado, y se compararon con aquellos calculados a partir del área bajo la curva de la potencia máxima, obteniéndose una diferencia máxima del 0.97 %. Esto indica que el modelo es válido y que permite el cálculo de la energía que genera un MFV sin necesidad de hacer mediciones.

Se consideró que, para hacer el modelo en forma general, y teniendo en cuenta las condiciones climáticas que existen en México, que el rendimiento térmico mensual puede ser estimado asignando un valor de irradiancia igual a  $800 \text{ W/m}^2$  y un valor de temperatura ambiente igual a la temperatura máxima mensual. Al aplicar este modelo y compararlo con los valores de energía generada, calculados a partir de la temperatura e irradiancia medida, se obtuvo una diferencia máxima del 2.82 %, validando así el modelo propuesto y permitiendo una asignación del valor del rendimiento térmico, sin necesidad de contar con instrumentos de medición para calcularlo.

Con el modelo establecido, se aplicó a las PSFV del IER-UNAM, obteniéndose así la energía generada de las 7 PSFV durante el año 2019, 2020 y 2021, la cual fue de 317,241.73; 314,890.88 y 315,366.00 kWh, respectivamente.

# Capítulo 5

## Aportación de las PSFV al consumo del IER

En este capítulo se analiza la aportación de energía eléctrica de cada una de las 7 PSFV que constituyen una capacidad instalada de 162.84 kW, al consumo eléctrico del IER-UNAM. Este análisis energético se hizo únicamente para el año 2019, ya que es el año previo a la pandemia, donde los perfiles de consumo eléctrico fueron relativamente normales con base a las actividades cotidianas que se hacen en el Instituto. Así mismo, se determinó el ahorro económico que tuvo el IER en el año mencionado.

### 5.1. Perfil horario del consumo energético del IER

En el año del 2019, el IER-UNAM tenía contratado el suministro de servicio eléctrico con una potencia de 130 kW. La acometida eléctrica es trifásica en Media Tensión (MT), 13.2 kV, en la modalidad de Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH), lo que significa que el costo de la electricidad depende del horario de consumo, en donde se tienen tres tarifas: base, intermedia, y punta; así mismo, el costo de la electricidad depende de la temporada del año: verano y no verano. En la Tabla 5.1 y 5.2 se desglosan los horarios de consumo y tarifas de Comisión Federal de Electricidad (CFE) para GDMTH para Temixco, Morelos durante los meses del año 2019, respectivamente.

**Tabla 5.1:** *Periodos de punta, intermedio y base* [43]

	Base		Intermedio		Punta	
	Verano	No Verano	Verano	No Verano	Verano	No Verano
L a V	0 a 6h	0 a 6h	6 a 20h 22 a 24h	6 a 18h 22 a 24h	20 a 22h	18 a 22h
Sábado	0 a 7h	0 a 8h	7 a 24h	8 a 19h 21 a 24h	-	19 a 21h
Domingo	0 a 19h	0 a 18h	19 a 24h	18 a 24h	-	-

En la Tabla 5.1, el horario de Verano abarca del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre; mientras que el horario de No Verano o normal abarca del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril, según la página de consulta de CFE para tarifa GDMTH [43].

**Tabla 5.2:** *Tarifa GDMTH 2019 Centro Sur, Temixco, Morelos* [43]

	Base ( \$/kWh )	Intermedio ( \$/kWh )	Punta ( \$/kWh )
Enero	0.8568	1.5062	1.7037
Febrero	0.8522	1.4972	1.6933
Marzo	0.8654	1.523	1.723
Abril	0.8629	1.5182	1.7174
Mayo	0.8763	1.5444	1.7476
Junio	0.879	1.5498	1.7537
Julio	0.8804	1.5525	1.7569
Agosto	0.8749	1.5417	1.7444
Septiembre	0.8599	1.5124	1.7108
Octubre	0.8453	1.4838	1.6779
Noviembre	0.8447	1.4825	1.6764
Diciembre	0.8444	1.482	1.6758

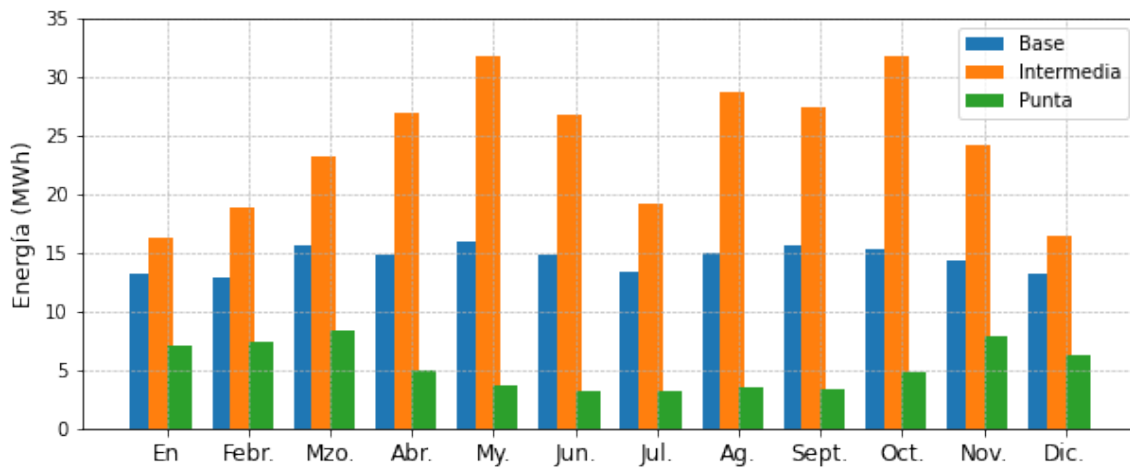
Con las tarifas presentadas en la Tabla 5.2, la CFE determina el cobro por el consumo eléctrico del

IER mes con mes y emite una factura, indicando el consumo eléctrico en unidades de energía (kWh) y potencia (kW), y el desglose de los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), Energía y Capacidad.

A partir de estos recibos de facturación se determinó el perfil de consumo eléctrico del IER durante el año 2019. En la Tabla 5.3 se muestra el comportamiento del consumo a lo largo de los meses del año mencionado y en la Fig. 5.1 se muestra de manera gráfica, es decir, el perfil de consumo del IER.

**Tabla 5.3:** Consumo energético del año 2019 en tarifa GDMTH y generación fotovoltaica (kWh)

PSFV	Base	Intermedia	GenFV	Punta	TOTAL
En.	13,155.0	16,227.0	25,552.4	7,122.0	<b>62,056.4</b>
Febr.	12,828.0	18,882.0	25,462.1	7,468.0	<b>64,640.1</b>
Mzo.	15,632.0	23,199.0	29,400.7	8,446.0	<b>76,677.7</b>
Abr.	14,811.0	26,913.0	27,615.9	4,972.0	<b>74,311.9</b>
My.	15,865.0	31,715.0	26,563.0	3,691.0	<b>77,834.0</b>
Jun.	14,739.0	26,706.0	25,311.0	3,223.0	<b>69,979.0</b>
Jul.	13,350.0	19,190.0	27,504.8	3,205.0	<b>63,249.8</b>
Ag.	14,907.0	28,724.0	29,144.0	3,569.0	<b>76,344.0</b>
Sept.	15,615.0	27,329.0	25,585.2	3,398.0	<b>71,927.2</b>
Oct.	15,318.0	31,721.0	24,649.3	4,755.0	<b>76,443.3</b>
Nov.	14,254.0	24,214.0	23,334.3	7,865.0	<b>69,667.3</b>
Dic.	13,127.0	16,366.0	25,100.1	6,354.0	<b>60,947.1</b>
<b>Anual</b>	<b>173,601.0</b>	<b>291,186.0</b>	<b>315,222.7</b>	<b>64,068.0</b>	<b>844,077.7</b>



**Figura 5.1:** Perfil de consumo del IER y generación fotovoltaica en el año 2019

Como se puede observar, tanto en la Tabla [5.3](#) como en la Fig. [5.1](#), el consumo en el horario Base entre semana, de las 0 a las 6h, se mantuvo con un promedio mensual de 14.47 MWh, el cual es significativamente alto, ya que en dicho horario no hay labores y solo operan los sistemas de iluminación y aires acondicionados requeridos para los equipos especiales.

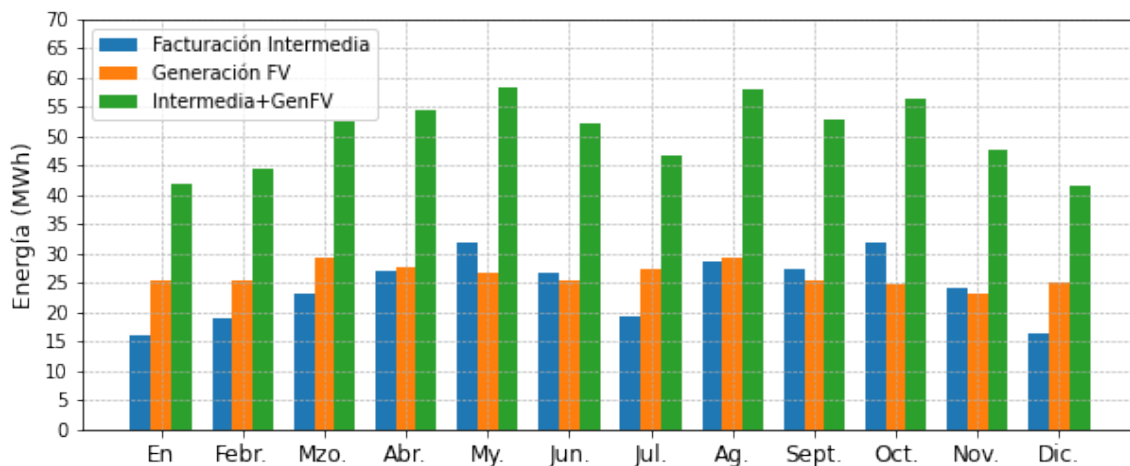
Por otra parte, en el horario Intermedio, de 6 a las 20h (del horario de verano) y de las 6 a las 18h (del horario normal), se observa el mayor consumo de electricidad con un promedio mensual de 24.27 MWh, lo cual se atribuye a que la mayoría de las actividades en el IER se llevan a cabo durante las horas mencionadas. Así mismo, se observó un crecimiento gradual de enero a mayo, siendo éste último uno de los meses donde más se consumió energía con un valor de 31.7 MWh.

El horario Punta, de las 20 a las 22h (del horario de verano) y de las 18 a las 22h (del horario normal), tuvo un comportamiento similar al del horario Base con respecto al alto consumo de energía en horas no laborales, con un promedio mensual de 5.3 MWh. El consumo de energía en horario de verano fue menor ya que únicamente es de las 20 a 22h, mientras que fuera de este horario de verano, el consumo incrementó ya que el horario punta es de las 18 a 22h, entre semana.

## 5.2. Aportación energética de las PSFV

En el IER-UNAM, se tienen instaladas 7 PSFV las cuales están interconectadas a su Red Eléctrica Local de Distribución (RELD), que suman una potencia pico total instalada de 162.84 kWp. En la Tabla 4.12 se concentran los valores de energía generada mensual del año 2019.

La energía que aportan las PSFV a la RELD es durante el horario Intermedio. En la Fig. 5.2 se muestra la participación mensual de la generación fotovoltaica a la RELD, así como los valores de consumo mensuales facturados por CFE en el horario Intermedio. Se corroboró con mediciones que la producción fotovoltaica en 2019 fue consumida por completo por los centros de carga del IER en el horario Intermedio. Y debido a que CFE únicamente factura lo que marca el medidor unidireccional, y no contabiliza la aportación de energía por parte de las PSFV, se integró la suma de ambos montos que corresponde a la magnitud de energía total que se consumió en el IER en dicho horario.

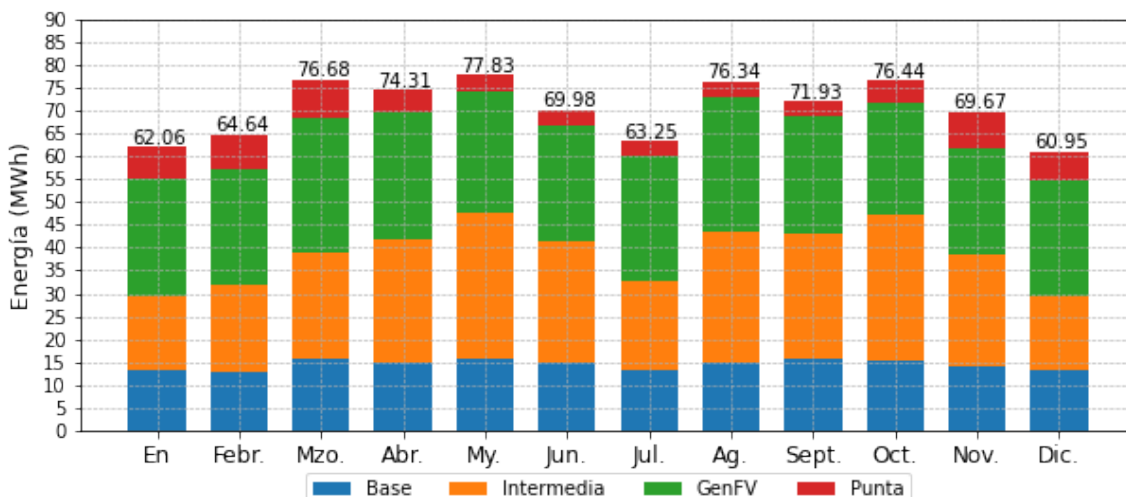


**Figura 5.2:** Perfil de consumo en el horario Intermedio con generación fotovoltaica

Como se muestra en la Fig. 5.2, en los meses de enero a abril, así como en julio, agosto y diciembre, la aportación fotovoltaica aportó más de la mitad del consumo eléctrico mensual del IER-UNAM. Por lo contrario, en los meses restantes, la contribución de energía aportada por las PSFV fue menor a la mitad del consumo total del IER en horario Intermedio. Estas contribuciones representaron un ahorro económico al IER-UNAM el cual se presenta en la sección siguiente.

En consecuencia, el perfil de consumo de todos los centros de carga en las instalaciones del IER-

UNAM es el que se muestra en la Fig. 5.3.



**Figura 5.3:** Perfil de consumo total del IER-UNAM en el año 2019

Según la Fig. 5.3, en el mes de mayo se tuvo el mayor consumo de energía mensual igual a 77.83 MWh, seguido del mes de marzo con un consumo igual a 76.68 MWh. Por otro lado, diciembre fue el mes donde menos se consumió energía con un valor de 60.95 MWh, seguido de enero con un consumo de 62.06 MWh.

La aportación de la generación fotovoltaica en el 2019 tuvo un valor anual de 315.2 MWh, el cual representa un 37.3% del consumo total.

### 5.3. Análisis de facturación

Para cuantificar el ahorro económico que tuvo el IER-UNAM al tener generación fotovoltaica durante el 2019, fue necesario considerar los cargos de las tarifas finales del suministro de energía por parte de CFE los cuales se enlistan a continuación:

- Cargo fijo, es un importe mensual de \$490.63 por la operación del Suministrador de Servicios Básicos en tarifa GDMTH, independiente del nivel de consumo o demanda del usuario.
- Cargo por distribución, importe que se aplica a la demanda de potencia en kW, se calcula con la siguiente ecuación:



$$\min \left\{ Dmax_{mensual}, \left[ \frac{Q_{mensual}}{24 \times d \times F.C.} \right] \right\} \quad (5.1)$$

donde  $Dmax_{mensual}$  es la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación,  $Q_{mensual}$  es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh,  $d$  días del periodo de facturación y el  $F.C.$  es el factor de carga igual a 0.57 para la tarifa GDMTH.

- (c) Cargo por transmisión, el cual se aplica por kWh. Este factor de transmisión en 2019 fue igual a 0.1663 \$/kWh siempre y cuando el nivel de tensión sea menor a 220 kV.
- (d) Cargo variable asignado al CENACE por la administración de la electricidad, el cual tuvo un valor de 7.7602 \$/MWh.
- (e) Cargo por generación en horario Base por cada kWh consumido, este monto varía mes con mes, tal como se muestra en la Tabla [5.4](#).
- (f) Cargo por generación en horario Intermedio por cada kWh consumido, este monto varía mes con mes, tal como se muestra en la Tabla [5.4](#).
- (g) Cargo por generación en horario Punta por cada kWh consumido, este monto varía mes con mes, tal como se muestra en la Tabla [5.4](#).
- (h) Cargo por capacidad, importe que se aplica a la demanda de potencia en kW, se calcula con la siguiente ecuación,

$$\min \left\{ Dmax_{punta}, \left[ \frac{Q_{mensual}}{24 \times d \times F.C.} \right] \right\} \quad (5.2)$$

donde  $Dmax_{punta}$  es la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación,  $Q_{mensual}$  es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh,  $d$  días del periodo de facturación y el  $F.C.$  es el factor de carga igual a 0.57 para la tarifa GDMTH.

- (i) Cargo por Servicios Conexos no incluidos en el mercado eléctrico mayorista (SCnMEM), el cual es un importe mensual por nivel de consumo. En 2019 este importe mensual fue igual a 0.0054 \$/kWh.
- (j) Cargo por factor de potencia, ya que CFE solicita un factor de potencia mayor al 90%. Si no

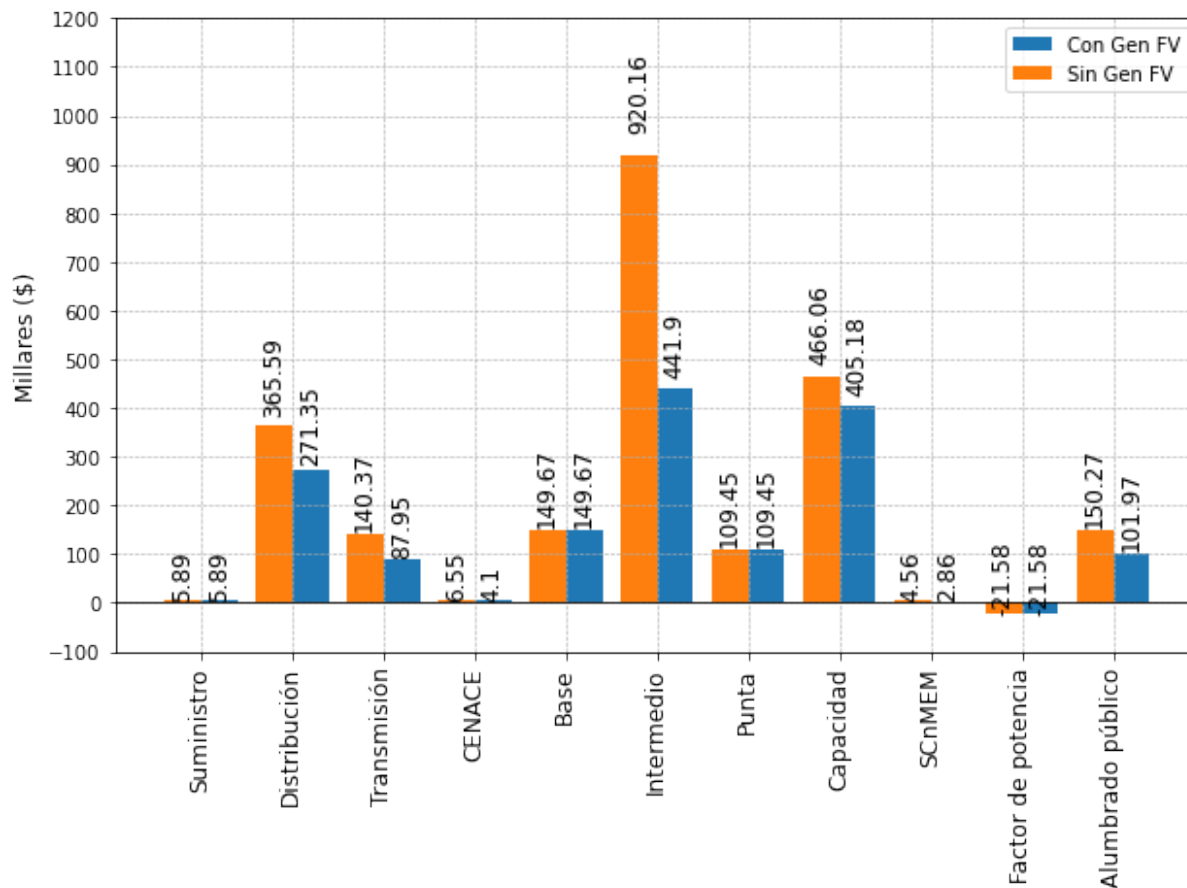
se cumple con este límite, CFE emite un cargo y si se cumple, emite una bonificación.

- (k) Cargo por derecho a alumbrado público, el cual es el 7% de la suma de todos los montos anteriores.

**Tabla 5.4:** Cargos en la tarifa GDMTH [43]

Mes	Energía ( \$/kWh )			\$/kW	\$/kW
	Base	Intermedio	Punta	Distribución	Capacidad
Enero	0.8568	1.5062	1.7037	213.42	320.21
Febrero	0.8522	1.4972	1.6933	213.42	318.03
Marzo	0.8654	1.523	1.723	213.42	324.26
Abril	0.8629	1.5182	1.7174	213.42	323.09
Mayo	0.8763	1.5444	1.7476	213.42	329.43
Junio	0.879	1.5498	1.7537	213.42	330.71
Julio	0.8804	1.5525	1.7569	213.42	331.38
Agosto	0.8749	1.5417	1.7444	213.42	328.77
Septiembre	0.8599	1.5124	1.7108	213.42	321.7
Octubre	0.8453	1.4838	1.6779	213.42	314.8
Noviembre	0.8447	1.4825	1.6764	213.42	314.48
Diciembre	0.8444	1.482	1.6758	213.42	314.36

A partir de los recibos mensuales de facturación del 2019, el cobro por cada uno de los rubros antes mencionados, se muestran en la Fig. 5.4, donde se incluyó el impacto que tuvieron los generadores fotovoltaicos, así como el caso sin aportación.



**Figura 5.4:** Comportamiento de cargos en la facturación de CFE, con y sin generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica se realiza durante las horas sol, dentro del horario Intermedio, por lo que la electricidad es consumida por los centros de carga disminuyendo el consumo de la electricidad proveniente de la Red General de Distribución (RGD). Considerando lo anterior, el gasto realizado durante el año 2019 fue de \$1,558,739.79 pesos.

Por el contrario, si no hubiera aportación fotovoltaica en el horario Intermedio, el consumo de energía sería provisto por la RGD de CFE. Por lo tanto, para obtener el ahorro que tuvo el IER-UNAM al tener generación fotovoltaica, se determina la carga eléctrica mensual, haciendo la suma de la contribución fotovoltaica y el consumo registrado por CFE. Esta carga mensual tiene un impacto en el cobro por suministro, por transmisión, por el CENACE, por el consumo en horario Intermedio, capacidad, por servicios conexos no incluidos en el MEM y por el alumbrado público, tal como se observa en la Fig. 5.4.

Por lo tanto, la cantidad que se debería haber pagado sin aportación fotovoltaica sería de \$2,296,983.66.

Considerando lo anterior, el IER-UNAM tuvo un ahorro de \$738,243.87 en el año 2019 por la generación de 326.15 MWh a partir de MFV. La Tabla [5.5](#), resume los valores antes mencionados.

**Tabla 5.5:** *Facturación eléctrica con y sin generación fotovoltaica, y ahorro sin IVA*

	Facturación con gen FV (pesos)	Facturación sin gen FV (pesos)	Ahorro (pesos)
2019	1,558,739.79	\$2,296,983.66	\$738,243.87

## 5.4. Análisis de resultados

El IER-UNAM tiene una tarifa GDMTH la cual indica un costo de electricidad dependiente del horario y temporada del año en que se consume la energía.

Se analizó el año 2019, ya que es el año inmediato en donde las actividades del IER-UNAM eran normales, antes de que surgiera el COVID-19. Durante este año, las PSFV del IER-UNAM generaron un total de 315.2 MWh, lo cual permitió un ahorro monetario de \$738,243.87 pesos.

# Capítulo 6

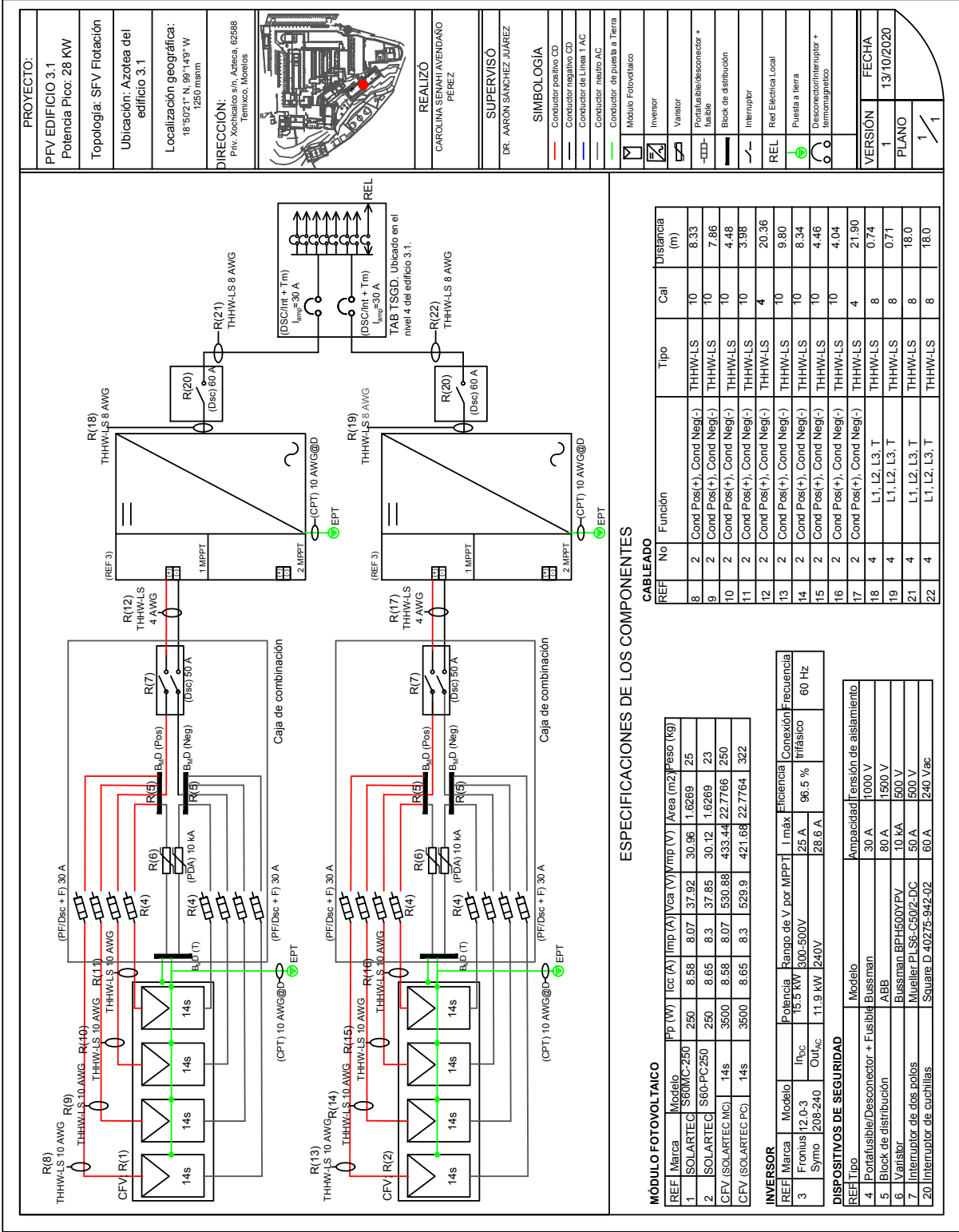
## Conclusiones

- Se estableció un modelo matemático para estimar la energía que genera un MFV con parámetros eléctricos definidos, y bajo condiciones climáticas de un sitio determinado, el cual es útil para conocer la energía que genera la tecnología fotovoltaica, sin necesidad de tener instrumentos de medición de temperatura de celda e irradiancia global incidente sobre un MFV inclinado, instalados en el sitio. Por esta razón, se propuso un modelo matemático para estimar el rendimiento térmico, utilizando valores de temperatura máxima ambiente del mes del sitio bajo estudio, obteniendo valores de energía generada con una incertidumbre menor al 3%.
- El IER-UNAM tiene una capacidad instalada de tecnología fotovoltaica igual a 162.84 kWp, distribuida en 7 PSFV las cuales están conectadas a la red local de distribución del Instituto. En el año 2019, donde las actividades en la institución se llevaban a cabo con normalidad, las PSFV generaron un total de 315.2 MWh, lo que representa una contribución del 37.3% al consumo total del Instituto, durante el año en cuestión. Esta energía fue generada y consumida durante el horario Intermedio, bajo la tarifa GDMTH, lo que permitió un ahorro económico de \$738,243.87, en el año mencionado.
- Para trabajos futuros, se sugiere la estimación de la temperatura de la celda, a través de modelo matemático que considere las pérdidas de calor cuando la velocidad de viento exceda 1 m/s. Con los valores medidos de temperatura ambiente, irradiancia global y velocidad de viento, se puede estimar este factor de corrección y así obtener valores de temperatura de celda más certeros.

- También se propone para un futuro, hacer un estudio comparativo entre variables medidas a través de sensores de medición solarimétrica, colocados sobre un plano inclinado; y los modelos de estimación de irradiancia global que incide sobre una superficie con un ángulo de inclinación y orientación, para determinar con más certeza, el modelo que más se asemeja a condiciones reales.

## Anexos A

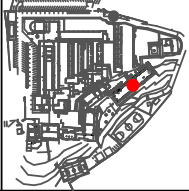
### Diagrama bifilar PSFV Edificio 3.1



**PROYECTO:**  
 PFV EDIFICIO 3.1  
 Potencia Pico: 28 KW  
 Topología: SFV Flotación  
 Ubicación: Azotea del edificio 3.1

**Localización geográfica:**  
 18°50'21" N, 99°14'3" W  
 1250 msnm

**DIRECCIÓN:**  
 Priv. Xochitlaco s/n, Azteca, 62588  
 Temixco, Morelos



**REALIZO**  
 CAROLINA SEMAR AVENDAÑO  
 PÉREZ

**SUPERVISO**  
 DR. AMARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

**SIMBOLOGÍA**  
 Conductor positivo CD  
 Conductor negativo CD  
 Conductor de Línea T AC  
 Conductor neutro AC  
 Conductor de puesta a Tierra  
 Módulo Fotovoltaico

Inversor  
 Variador  
 Tipo fusible/desconector + fusible  
 Block de distribución  
 Interruptor  
 Red Eléctrica local  
 Puesta a tierra  
 Desconector/Interruptor + imanagnético

**VERSIÓN**  
 1  
**PLANO**  
 1/1

**ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES**

REF	No	Función	Tipo	Cal	Distancia (m)
8	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	8.33
9	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	7.86
10	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	4.48
11	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	3.98
12	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	4	20.36
13	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	9.80
14	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	8.34
15	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	4.46
16	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	4.04
17	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	4	21.90
18	4	L1, L2, L3, T	THHWLS	8	0.74
19	4	L1, L2, L3, T	THHWLS	8	0.71
21	4	L1, L2, L3, T	THHWLS	8	18.0
22	4	L1, L2, L3, T	THHWLS	8	18.0

**MÓDULO FOTOVOLTAICO**

REF	Marca	Modelo	Pp (W)	Icc (A)	Iimp (A)	Vca (V)	Vmp (V)	Area (m2)	Peso (kg)
1	SOLARTEC	S60MC-250	250	8.58	8.07	37.92	30.96	1.6269	25
2	SOLARTEC	S60PC250	250	8.65	8.3	37.85	30.12	1.6269	23
CFV	SOLARTEC MC	14s	3500	8.58	8.07	530.88	433.44	22.7766	250
CFV	SOLARTEC PC	14s	3500	8.65	8.3	529.9	421.68	22.7764	322

**INVERSOR**

REF	Marca	Modelo	Potencia	Rango de V por MPPPT	Imax	Eficiencia	Conexión	Frecuencia
3	Fronius	12.0-3	16.5 kW	600-500V	25 A	96.5 %	trifásico	60 Hz
	Symo	208-240	11.9 kW	240V	28.6 A			

**DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD**

REF	Tipo	Modelo	Ampacidad	Tensión de aislamiento
4	Portafusible/Desconector + Fusible	Bussman	30 A	1000 V
5	Block de distribución	ABB	80 A	1500 V
6	Variador	Bussman BPH500YPV	10 kA	500 V
7	Interruptor de dos polos	Mueiller PI S6-C50/2-DC	50 A	500 V
20	Interruptor de cuchillas	Square D 40275-942-02	60 A	240 Vac



## Anexos B

### Diagrama bifilar PSFV Tonatiuh

**PROYECTO:**  
**PFV TONATIUH**  
 Potencia Pico: 42.84 KW  
**Topología:** SFV Foliación

Ubicación: Azotea del auditorio Tonatuh

Localización geográfica:  
 18°59'24" N, 99°14'7" W  
 1250 msnm

**DIRECCIÓN:**  
 Priv. Xochitlaco s/n, Azteca, 02588  
 Temco, Morelos



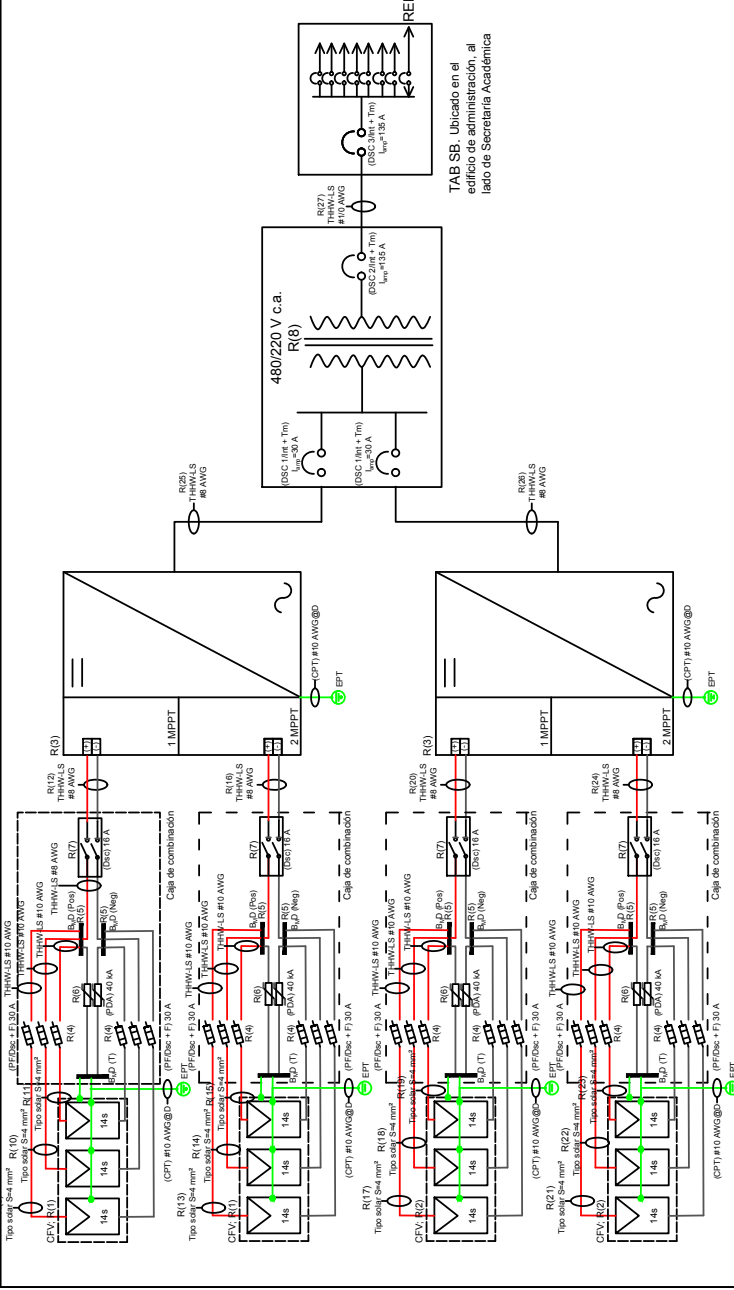
**REALIZÓ**  
 CAROLINA SENAH AVENDANO  
 PÉREZ

**SUPERVISÓ**  
 DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

**SIMBOLOGÍA**  
 Conductor positivo CD  
 Conductor negativo CD  
 Conductor de Línea 1 AC  
 Conductor neutro AC  
 Conductor de puesta a Tierra

	Módulo Fotovoltaico
	Inversor
	Variator
	Portafusible/desconector + fusible
	Block de distribución
	Interruptor
	Red Eléctrica Local
	Puesta a tierra
	Desconector/Interruptor + termomagnético
	Transformador

<b>VERSIÓN</b>	1
<b>FECHA</b>	09/10/2020
<b>PLANO</b>	1 / 1



TAB SB. Ubicado en el edificio de administración, al lado de Secretaría Académica

REF	No	Función	Tipo	Cal	Cableado	Distancia (m)
9,13,17	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	Cable solar	S=4 mm <sup>2</sup>	7.40	
10,14,18	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	Cable solar	S=4 mm <sup>2</sup>	3.10	
11,15,19	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	Cable solar	S=4 mm <sup>2</sup>	6.30	
12	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHW-LS	8	20.27	
16	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHW-LS	8	14.97	
20	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHW-LS	8	18.17	
21	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHW-LS	10	13.43	
22	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHW-LS	10	6.17	
23	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHW-LS	10	1.7	
24	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHW-LS	8	27.97	
25	5	L1, L2, L3, N, T	THHW-LS	8	3.0	
26	5	L1, L2, L3, N, T	THHW-LS	8	1.36	
27	5	F1, F2, F3, N, T	THHW-LS	4	7.32	

**ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES**

REF	Marca	Modelo	YOE	IPcc (A)	Imp (A)	Vca (V)	Vmp (V)	Area (m <sup>2</sup> )	Peso (kg)
1	YINGLI	Y6E	250	8.92	8.39	37.6	29.8	1.6236	18.5
2	SOLAREVER	S60MC	260	8.83	8.25	38.82	31.52	1.6236	18.5
3	CEV (SOLAREVER)	14s	3550	8.92	8.39	526.4	417.2	22.7304	259
4	INVERSOR	14s	3640	8.83	8.25	543.48	441.28	22.7304	259

REF	Marca	Modelo	Potencia	Rango de V por MPPPT	Corriente	Eficiencia	Conexión	Frecuencia
3	ABB	TRIO-20.0- TL-OUTD	24KW	450-800V	23.0 A	98.2 %	trifásico	60 Hz
4	ABB	OV16F3	20KW	480V	24.0 A			

**DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD**

REF	Marca	Modelo	Potencia	Voltaje	Conexión	Frecuencia
4	ABB	E 91/32 PV	30 A	1000 V	Trifásico	60 Hz
5	ABB	DBL80	80 A	1500 V	Trifásico	60 Hz
6	ABB	OV16F3	40 KA	1000 V	Trifásico	60 Hz
7	ABB	OTDC	16 A	1000 V	Trifásico	60 Hz

REF	Marca	Modelo	Potencia	Voltaje	Conexión	Frecuencia
8	ABB	TRIO 20	45 KVA	480-220 V	Trifásico	60 Hz
				127 V		

## Anexos C

### Diagrama bifilar PSFV Hidrógeno



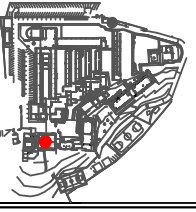
## Anexos D

### Diagrama bifilar PSFV Simulador Solar

**PROYECTO:**  
**PV SIMULADOR SOLAR**  
 Potencia Pico: 21.84 KW  
 Topología: SFV Flotación

Ubicación: Azotea del simulador solar  
 Localización geográfica:  
 -18°50'25" N, 99°14'11" W  
 1220 msnm

**DIRECCIÓN:**  
 Pte. Xochitlan s/n, Asitica, 02588  
 Temucca, Mexico



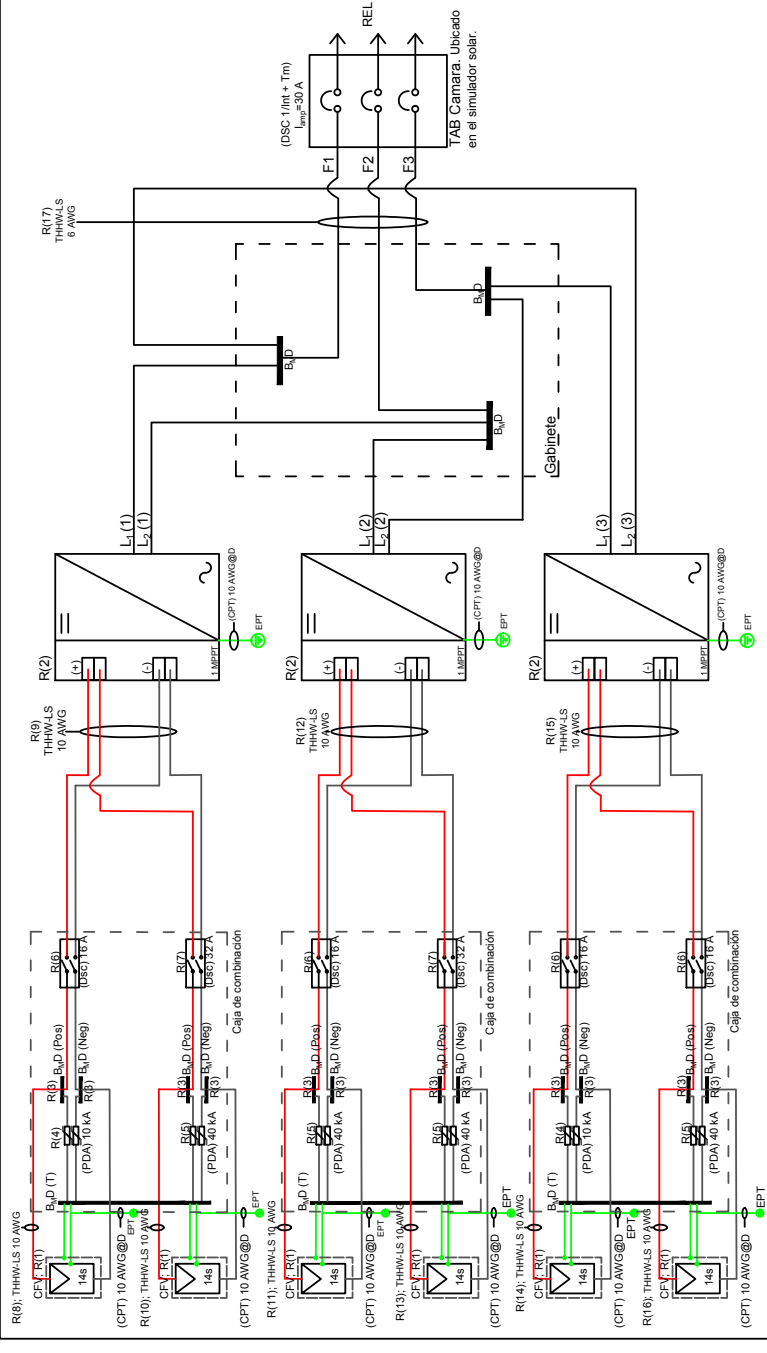
**REALIZÓ**  
 CAROLINA SENAHÍ AVENDAÑO  
 PÉREZ

**SUPERVISÓ**  
 DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

**SIMBOLOGÍA**  
 - Conductor positivo CD  
 - Conductor negativo CD  
 - Conductor de Línea 1 AC  
 - Conductor neutro AC  
 - Conductor de puesta a Tierra

- Medio Voltaje
- Inversor
- Varistor
- Portatuable/desconector + fusible
- Block de distribución
- Interruptor
- Relé Eléctrica Local
- Puesta a tierra
- Desconector/Interruptor + termomagnético

VERSIÓN	FECHA
1	12/10/2020
PLANO	
1 / 1	



**ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES**

REF/No	Función	Tipo	Call	Distancia (m)
8	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	4.89
9	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	0.90
10	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	2.65
11	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	4.89
12	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	0.90
13	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	2.65
14	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	4.89
15	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	0.90
16	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	2.65
17	F1, F2, F3, T	THHWLS	6	29

**MÓDULO FOTOVOLTAICO**

REF	Marca	Modelo	Pp (W)	Icc (A)	Imp (A)	Voc (V)	Vmp (V)	Area (m²)	Peso (kg)
1	Asiro Energy	CHSM6610P-260	260	8.98	8.52	37.45	30.79	1.6358	18.2
CFV	(Asiro Energy)	14s	3640	8.98	8.52	524.3	431.06	22.9013	254.8

**INVERSOR**

REF	Marca	Modelo	Potencia	Rango de V porMPP	I máx	Conexión	Frecuencia	Eficiencia
2	SMA	SB7000US	7kW	250-480V	20 A	bifásico	60 Hz	60 Hz

**DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD**

REF	Tipo	Modelo	Ampacidad	Tensión de aislamiento
3	Block de distribución	ABB DBL60	80 A	1500 V
4	Varistor	Bussmann BPH300Y/PV	10 KA	300 V
5	Varistor	ABB OVR PV 40-600 C OS	40 KA	600 V
6	Interruptor de 2 polos	Eaton PLS6-C16/2-DC	16 A	440 V
7	Interruptor de 2 polos	ABB S802PV M32	32 A	800 V

## Anexos E

### Diagrama bifilar PSFV Cubos D

**LANIEFY**  
Laboratorio Nacional para la Evaluación de la Conformidad de Módulos y Componentes de Sistemas Fotovoltaicos.

---

**PROYECTO:**  
PSEVA3 CIGS Edificio D

**LOCALIZACIÓN:**  
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES TEMIXCO, MORELOS.

**REALIZÓ:**  
Nombre: Ing. SAMUEL ROJAS LÓPEZ ZALASAR

**SUPERVISÓ:**  
Dr. Anzor Sánchez Juárez.

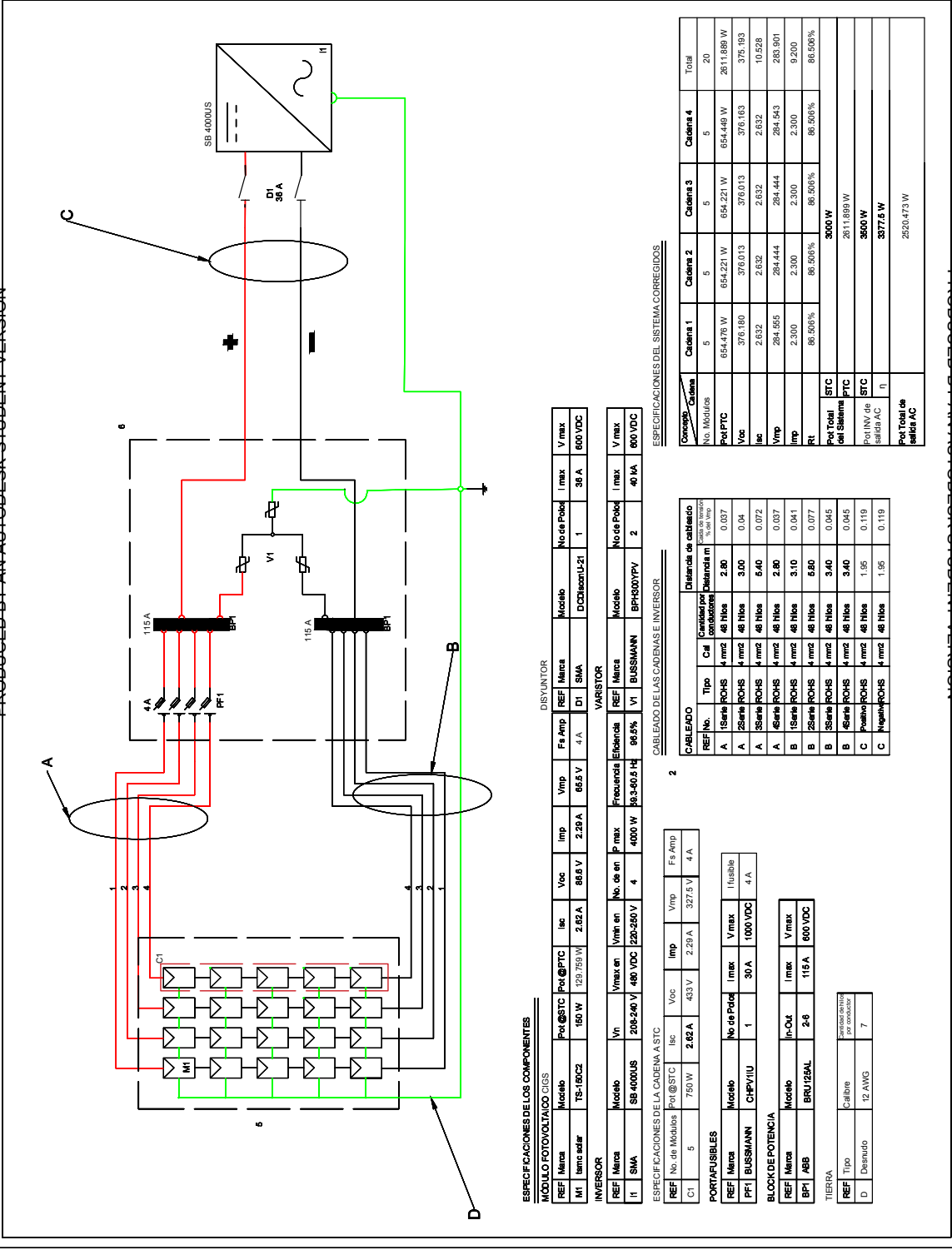
**SIMBOLOGÍA:**

Module PV	Eq	Verider
Fusible	↓	Tierra
Desconectador	↔	
Inversor	↔	
Tierra	—	
Positivo DC	—	
Negativo DC	—	

**NOTAS:**

- Todas las unidades presentas las mismas características mecánicas y eléctricas.
- Las calidas de tender se calcularon individualmente para cada cadera.
- El calculo de PTC se hizo en cuenta con un rendimiento de 86.566%.
- La potencia total del sistema se considero hasta el Inversor.
- Generador PV
- Caja de combinación de DC

VERSIÓN	FECHA	PLANO
1	1/12/2016	1 / 4



**ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES**

**MÓDULO FOTOVOLTAICO CIGS**

REF	Marca	Pot @STC	Pot @PTC	Isc	Voc	Imp	Vmp	Fs Amp	REF	Marca	Modelo	No de Pole	I max	V max
MI	Samco solar	75-160C2	160 W	129.759 A	2.82 A	86.5 V	2.28 A	4 A	D1	SMA	DC2000L-21	1	36 A	600 VDC

**INVERSOR**

REF	Marca	Modelo	Vin	Vmax en	Vmin en	No. de en	F max	Frecuencia	Eficiencia	REF	Marca	Modelo	No de Pole	I max	V max
II	SMA	SB-4000US	208-240 V	480 VDC	230-250 V	4	4000 W	50.34002 Hz	98.5%	VI	BUSSMANN	BP-H300TPV	2	40 IA	600 VDC

**ESPECIFICACIONES DE LA CADENA A STC**

REF	No. de Módulos	Pot @STC	Isc	Voc	Imp	Vmp	Fs Amp
C1	5	750 W	2.82 A	433 V	2.28 A	327.5 V	4 A

**PORTAFUSIBLES**

REF	Marca	Modelo	No de Pole	I max	V max	Inteligible
PFI	BUSSMANN	CHP-V1U	1	30 A	1000 VDC	4 A

**BLOCK DE POTENCIA**

REF	Marca	Modelo	In-Out	I max	V max
BP1	ABB	BRU126AL	2-6	115 A	600 VDC

**TIERRA**

REF	Tipo	Calibre	Sección de cable	No. de hilos	Inteligible
D	Demudo	12 AWG	7		

**ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA CORREGIDOS**

Concepto	Cadena 1	Cadena 2	Cadena 3	Cadena 4	Total
No. Módulos	5	5	5	5	20
Pot PTC	654.476 W	654.421 W	654.421 W	654.449 W	2611.898 W
Voc	376.180	376.013	376.013	376.163	376.163
Isc	2.632	2.632	2.632	2.632	10.528
Vmp	284.555	284.444	284.444	284.543	283.901
Imp	2.300	2.300	2.300	2.300	9.200
RT	86.566%	86.566%	86.566%	86.566%	86.566%
Pot Total del Sistema PTC	3000 W				2611.899 W
Pot Inv de salida AC	3600 W				3377.5 W
Pot Total de salida AC	3377.5 W				2520.473 W

**CABLEADO DE LAS CADENAS E INVERSOR**

REF	No.	Tipo	Caj	Cables por combinación	Distancia de cableado	No. de hilos	% de Imp
A	1	Serie ROHS	4 m <sup>2</sup>	48 hilos	2.80	0.037	
A	2	Serie ROHS	4 m <sup>2</sup>	48 hilos	3.00	0.04	
A	3	Serie ROHS	4 m <sup>2</sup>	48 hilos	6.40	0.072	
A	4	Serie ROHS	4 m <sup>2</sup>	48 hilos	2.80	0.037	
B	1	Serie ROHS	4 m <sup>2</sup>	48 hilos	3.10	0.041	
B	2	Serie ROHS	4 m <sup>2</sup>	48 hilos	5.60	0.077	
B	3	Serie ROHS	4 m <sup>2</sup>	48 hilos	3.40	0.045	
C	1	Serie ROHS	4 m <sup>2</sup>	48 hilos	1.95	0.119	
C	2	Serie ROHS	4 m <sup>2</sup>	48 hilos	1.95	0.119	



**LANIEFY**  
Laboratorio Nacional para la Evaluación de la Conformidad de Módulos y Componentes de Sistemas Fotovoltaicos.

**PROYECTO:**  
PSE V3 P-ST Edificio D

**LOCALIZACIÓN**  
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES TEMIXCO, MORELOS.

**REALIZÓ**  
Nombre: Lic. SAMUEL ROJAS LÓPEZ ZALASAR

**SUPERVISÓ**  
Dr. Anton Sánchez Juárez.

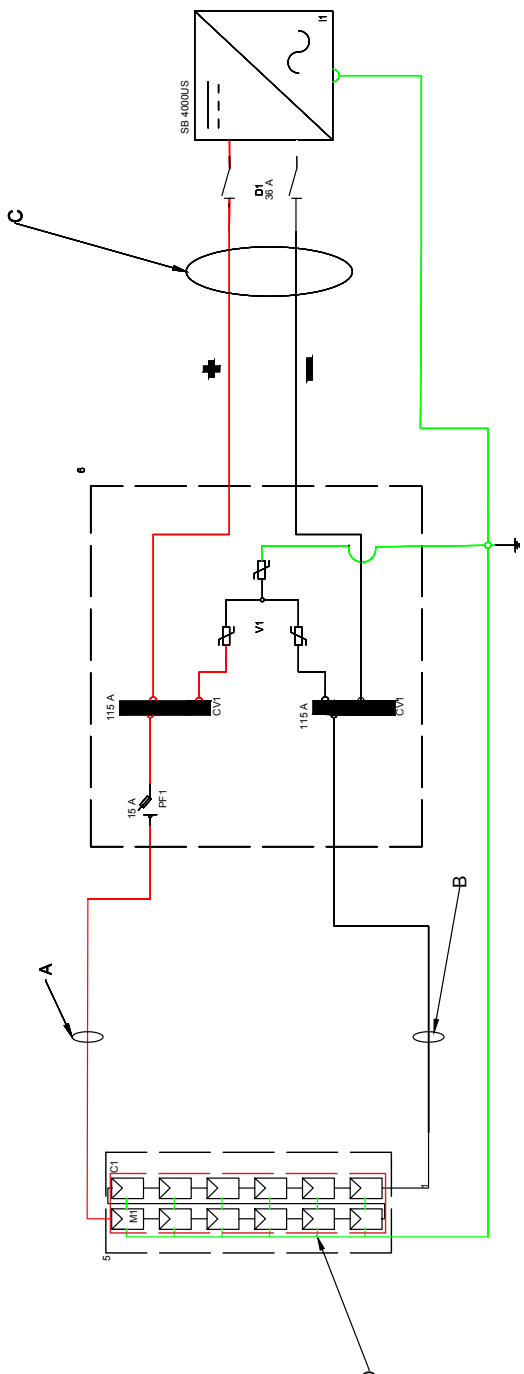
**SIMBOLOGÍA**

Module PV	Eq	Inversor
Fusible	↓	Tierra
Desconectador		
Inversor		
Tierra		
Positivo DC		
Negativo DC		

**NOTAS**

- Todas las unidades presentadas las mismas características mecánicas y eléctricas.
- Las cargas de terreno se calcularon individualmente para cada cadena.
- El cálculo de PTC se hizo en cuenta con un rendimiento de 84.473%.
- La potencia total del sistema se considero hasta el Inversor.
- Generador PV
- Caja de combinación de DC

VERSIÓN	FECHA	PLANO
1	1/12/2016	2 / 4



**ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES**

**MÓDULO FOTOVOLTAICO P-ST**

REF	Marca	Modelo	Pot @STC	Pot @PTC	Isc	Voc	Iimp	Vmp	Fs Amp
M1	NIOTECH SOLAR	Beating Black E250	60W ± 5%	211.183 W	8.79 A	37.6 V	8.22 A	31.0 V	15 A

**INVERSOR**

REF	Marca	Modelo	Vn	Vmax en	Vmin en	No. de en	P max	Frecuencia	Eficiencia
I1	SMA	SB-4000US	208-240 V	480 VDC	220-250 V	4	4000 W	50.34002 Hz	98.6%

**ESPECIFICACIONES DE LA CADENA A STC**

REF	No. de Módulos	Pot @STC	Isc	Voc	Iimp	Vmp	Fs Amp
C1	12	3000 W	8.79 A	451.20 V	8.22 A	37.2 V	15 A

**ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA**

Concepto	Cadena	Cadena 1
Pot PTC		3000 W
Pot STC		2534.19 W
Voc		381.142 V
Isc		8.82 A
Vmp		314.239 V
Iimp		8.065 A
Rt		84.473%
Pot Total de Estación PTC		3000 W
Pot Total de Estación STC		2534.19 W
Pot Inv. de salida AC		3077.61 W
Pot Total de salida AC		2446.59 W

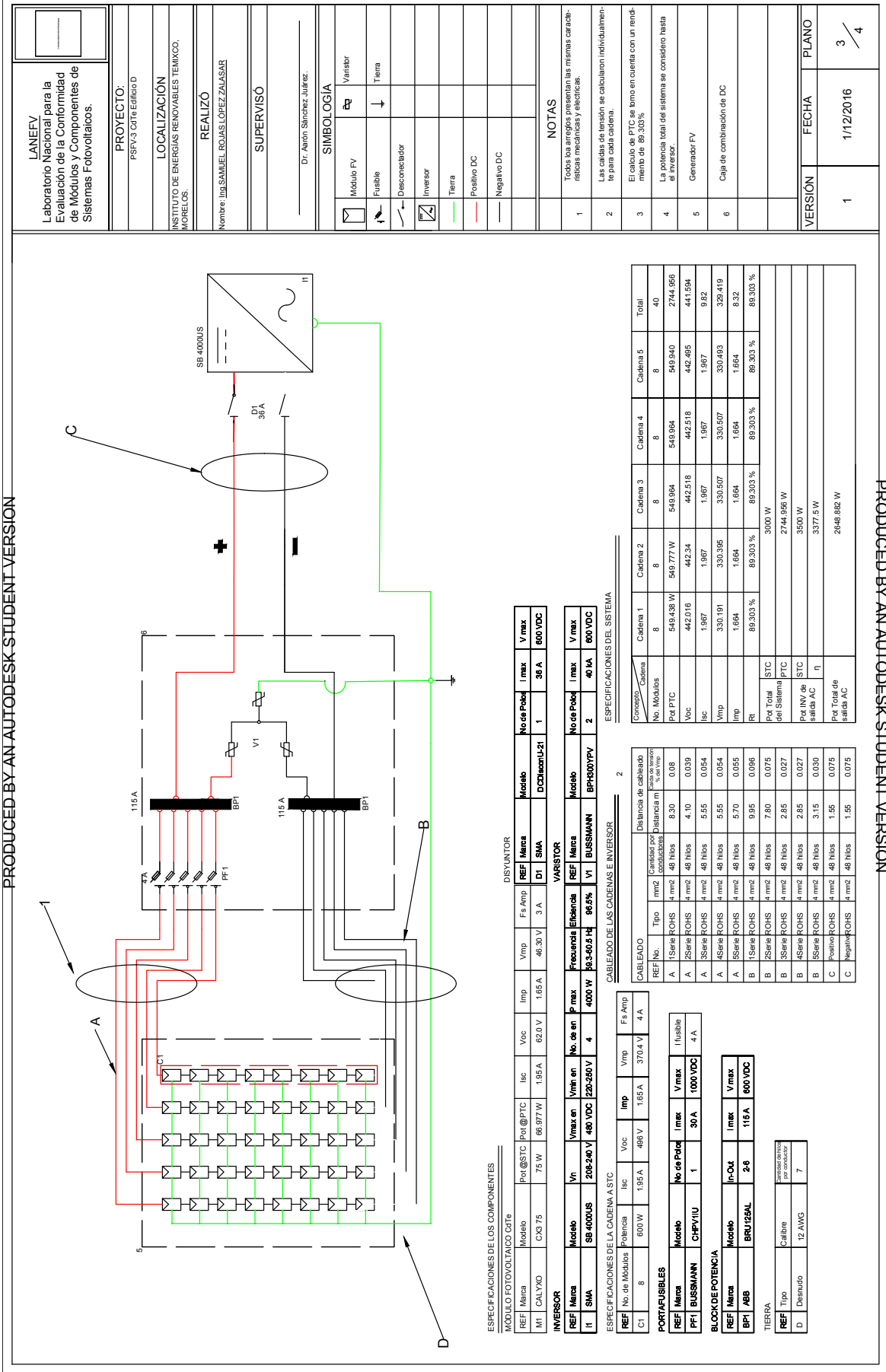
**ESPECIFICACIONES DE LOS CABLES**

REF	Marca	Modelo	No. de Poles	I max	V max
PF1	BUSSMANN	ChpV11U	1	30 A	1000 VDC

REF	Tipo	Calibre	Sección por conductores
D	Desnudo	12-AWG	7

**ESPECIFICACIONES DE LAS CADENAS E INVERSOR**

CABLEADO	REF No.	Tipo	Cal	Conductores por conductores	Diámetro de cableado
A	1	Series PCH-S	4 mm <sup>2</sup>	48 hilos	9.45
B	2	Series PCH-S	4 mm <sup>2</sup>	48 hilos	4.80
C	3	Positive/PH-2	10 AWG	17 hilos	2.06
D	4	Negative/PH-2	10 AWG	17 hilos	2.06



**LANEYV**  
Laboratorio Nacional para la Evaluación de la Conformidad de Módulos y Componentes de Sistemas Fotovoltaicos.

**PROYECTO:**  
PSEV-3 Calle Edificio D

**LOCALIZACIÓN**  
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES TEMIXCO, MORELOS.

**REALIZÓ**  
Nombre: Ing. SAMUEL ROJAS LÓPEZ ZALASAR

**SUPERVISÓ**  
Dr. Aaron Sánchez Juárez.

**SIMBOLOGÍA**

	Módulo FV		Inversor
	Fusible		Tierra
	Desconector		Tierra
	Positivo DC		Negativo DC

**NOTAS**

1. Todas las unidades, excepto las mismas características mecánicas y eléctricas.

2. Las caídas de tensión se calcularon individualmente para cada cadena.

3. El cálculo de PTC se hizo en cuenta con un rendimiento de 88.303%.

4. La potencia total del sistema se considero hasta el Inversor.

5. Generador FV

6. Caja de combinación de DC

<b>VERSION</b>	1	<b>FECHA</b>	1/12/2016	<b>PLANO</b>	3 / 4
----------------	---	--------------	-----------	--------------	-------

**ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES**

MÓDULO FOTOVOLTAICO Cdt'e		DISYUNTOR		INVERSOR		VARIADOR		CABLEADO		PORTAFUSIBLES		BLOCK DE POTENCIA		TIERRA								
REF	Marca	Pot @STC	Pot @PTC	Isc	Voc	Vmp	Fs Amp	Imp	Vmp	Fs Amp	REF	Marca	No de Poles	I max	V max	REF	Tipo	Calibre	Distancia entre conductores	Distancia a tierra		
M1	CALYXO	75 W	66.077 W	1.95 A	62.0 V	46.30 V	3 A	1.65 A	4 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>	A	1 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	8.30	0.08	B	2 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	4.10	0.039
											A	3 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	5.55	0.054	B	4 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	5.55	0.054
											A	5 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	5.70	0.055	B	1 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	9.95	0.096
											B	2 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	7.80	0.075	B	3 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	2.85	0.027
											B	4 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	2.85	0.027	B	5 Serie ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	3.15	0.030
											C	Positivo ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	1.55	0.075	C	Negativo ROHS	4 mm <sup>2</sup>	48 hbs	1.55	0.075

**ESPECIFICACIONES DE LA CADENA A STC**

REF	No. de Módulos	Potencia	Isc	Voc	Imp	Vmp	Fs Amp	I max	V max
C1	8	600 W	1.95 A	468 V	1.65 A	370.4 V	4 A	36 A	800 VDC

**ESPECIFICACIONES DE LA CADENA B E INVERSOR**

REF	No. de Módulos	Pot PTC	Isc	V max
A	1	549.438 W	549.964	549.940
B	8	442.518	442.518	442.518
C	1	1.967	1.967	1.967
D	8	330.191	330.395	330.419
E	1	1.664	1.664	1.664
F	8	89.303 %	89.303 %	89.303 %
G	3000 W	2744.956 W	3500 W	3377.5 W
H	2648.882 W			

**ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA**

Concepto	Cadena 1	Cadena 2	Cadena 3	Cadena 4	Cadena 5	Total
No. Módulos	8	8	8	8	8	40
Pot PTC	549.438 W	549.777 W	549.964	549.964	549.940	2744.956
Voc	442.016	442.34	442.518	442.518	442.895	441.594
Isc	1.967	1.967	1.967	1.967	1.967	9.82
Vmp	330.191	330.395	330.507	330.507	330.493	329.419
Imp	1.664	1.664	1.664	1.664	1.664	8.32
RI	89.303 %	89.303 %	89.303 %	89.303 %	89.303 %	89.303 %
Pot Total del Sistema PTC						3000 W
Pot INV de salida AC						2744.956 W
Pot Total de salida AC						2648.882 W

**LANEFV**  
Laboratorio Nacional para la Evaluación de la Conformidad de Módulos y Componentes de Sistemas Fotovoltaicos.

**PROYECTO:**  
PSRV-9 EDIFICIO D

**LOCALIZACIÓN**  
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES TEMIXCO, MORELOS.

**REALIZÓ**  
Nombre: Ing. SAMUEL ROJAS LÓPEZ ZALASAR

**SUPERVISÓ**  
Dr. Aaron Sánchez Juárez.

---

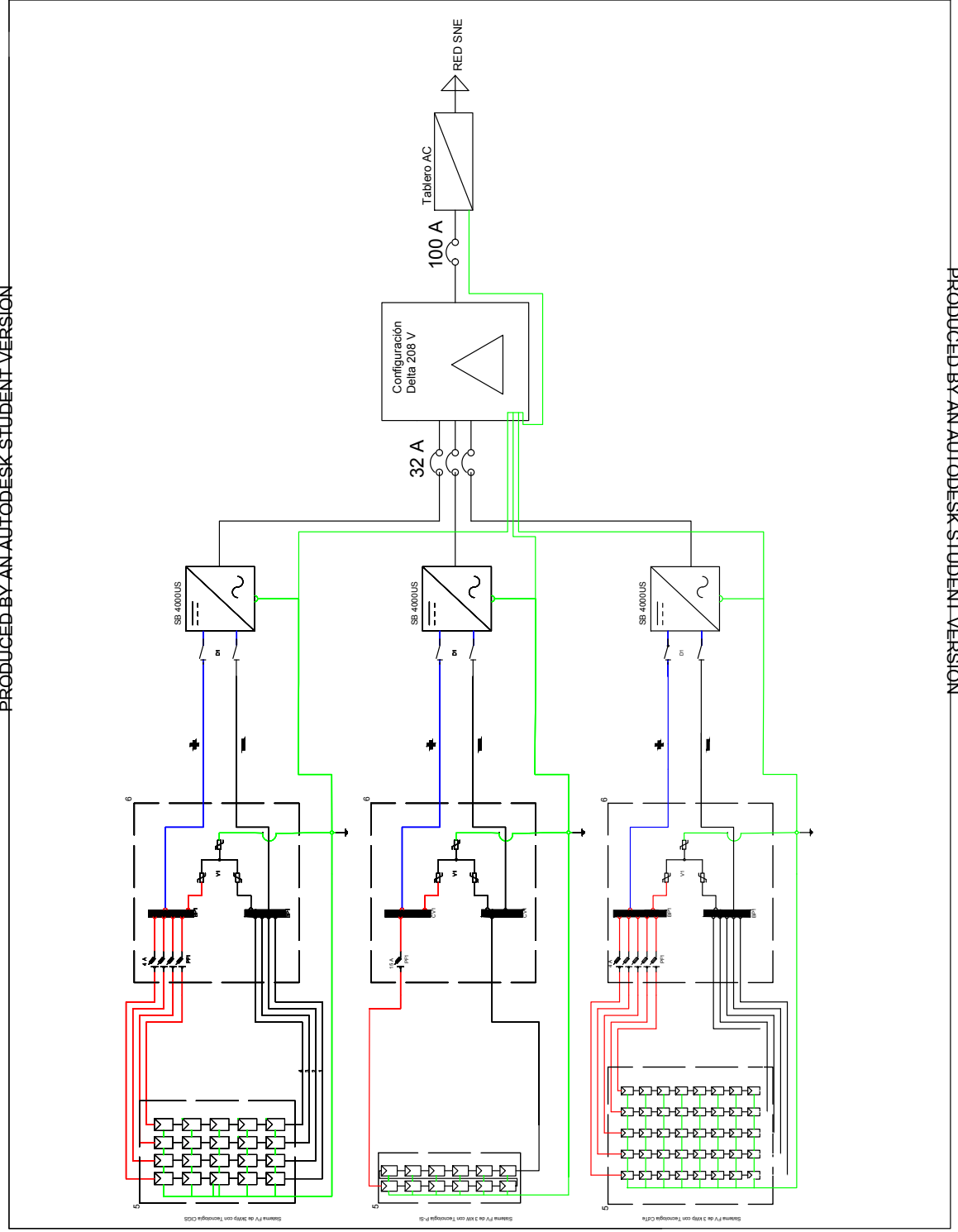
**SIMBOLOGÍA**

☐	Módulo	⚡	Varistor
⚡	Desconector	⚡	Fusible
⚡	Inversor	⚡	Tierra
⚡	Tierra	⚡	Positivo DC
⚡	Tierra	⚡	Negativo DC
⚡	Tierra	⚡	Negativo

---

**NOTAS**

- 1 Todas las unidades poseen las mismas características mecánicas y eléctricas.
- 2 Las caídas de tensión se calcularon individualmente para cada cadena.
- 3 El cálculo de PTC se tuvo en cuenta con un rendimiento de 66.26%.
- 4 La potencia total del sistema no se consideró hasta el inversor solo hasta las cajas de combinación.
- 5 Generador PV
- 6 Caja de combinación de DC



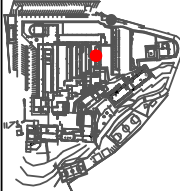
VERSIÓN	FECHA	PLANO
1	27/5/2016	4 / 4

## Anexos F

### Diagrama bifilar PSFV Cubos E

**PROYECTO:**  
**PFV CUBÍCULOS E**  
**Potencia Pico: 19.4 KW**  
**Topología: SFV Flotación**  
**Ubicación: Azotea de los cubículos E**  
**Localización geográfica:**  
 18°50'22" N, 99°14'8" W  
 1250 msnm

**DIRECCIÓN:**  
 Pdv. Xochitlaco s/n, Azteca, 62588  
 Temuco, Noeobis



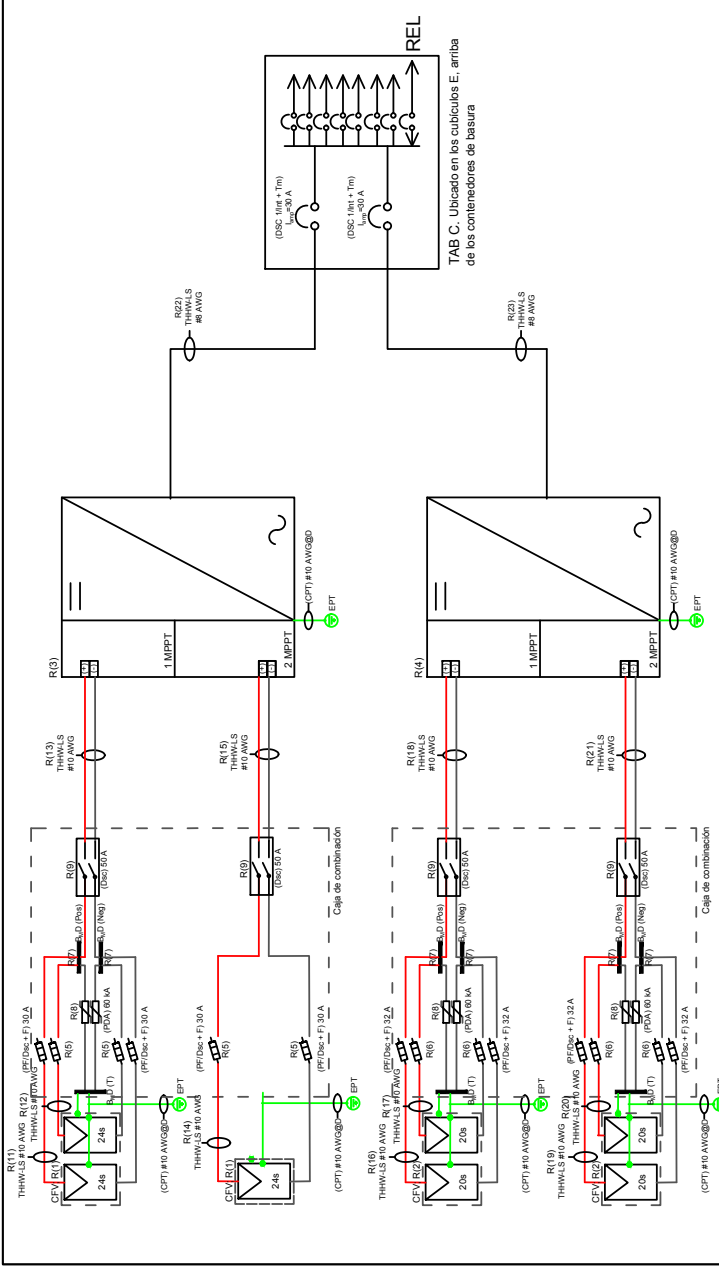
**REALIZÓ**  
 CAROLINA SERRA AVENDANO  
 PÉREZ

**SUPERVISÓ**  
 DR. AMARON SANCHEZ JUAREZ

**SIMBOLOGÍA**  
 Conductor positivo CD  
 Conductor negativo CD  
 Conductor de Línea TAC  
 Conductor neutro AC  
 Conductor de puesta a tierra  
 Módulo Fotovoltaico  
 Inversor  
 Variador  
 Portafusible/desconector + fusible  
 Block de distribución  
 Interruptor  
 Red Eléctrica Local  
 Puesta a tierra  
 Desconector/Interruptor + termomagnético

**VERSION**  
 1  
**PLANO**  
 1/1

**FECHA**  
 13/10/2020



**ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES**

REF	No	Función	Tipo	Cal	Distancia (m)
11	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	4.87
12	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	3.99
13	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	16.5
14	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	3.63
15	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	16.5
16	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	7.71
17	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	4.45
18	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	10.49
19	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	3.1
20	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	2.68
21	2	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHWLS	10	10.49
22	4	L1, L2, L3, T	THHWLS	8	1.78
23	4	L1, L2, L3, T	THHWLS	8	0.88

REF	Marca	Modelo	Pp (W)	Icc (A)	Iimp (A)	Vcra (V)	Vmp (V)	Área (m2)	Peso (kg)
1	KYOCERA	KC125TM	125	8.0	7.2	21.7	17.4	0.9291	12.2
2	KYOCERA	KC130TM	130	8.02	7.39	21.9	17.6	0.9291	11.9
3	KYOCERA	KC125TM	248	3000	8.0	7.2	520.8	417.6	232.8
4	KYOCERA	KC130TM	208	2600	8.02	7.39	438	352	238

REF	Marca	Modelo	Potencia	Rango de V. por MPPT	I máx	Conexión	Frecuencia	Eficiencia
3	Fronius	8.2-1 208	12.7 kW	270-800V	18 A	Infísico	60 Hz	96.5 %
4	Fronius	10.0-3	13 kW	220-800V	25 A	Infísico	60 Hz	96.5 %

REF	Tipo	Marca	Ampacidad	Tensión de aislamiento
5	Portafusible/Desconector + Fusible	Bussmann Eaton	30 A	1000 V
6	Portafusible/Desconector + Fusible	ABB E 91/32 PV	32 A	1000 V
7	Block de distribución	ABB DBL80	80 A	1500 V
8	Variador	Delta L.A. 302-DC	60 kA	500 V
9	Interruptor de 2 polos	ABB S802PV M32	50 A	800 V

## Anexos G

### Diagrama bifilar PSFV Palapas

**PROYECTO:**  
**PFV PALAPAS DE ESPARCIMIENTO**  
 Potencia Pico: 18.36 KW  
 Topología: SFV  
 Intencionalmente aterrizado

**Ubicación:** Azolea de las palapas de esparcimiento  
**Localización geográfica:**  
 18°50'23" N, 99°14'12" W  
 1240.00mm

**DIRECCIÓN:**  
 Priv. Xochitlaco sin, Azteca, 62588  
 Temixco, Morelos



**REALIZO**  
 CAROLINA SENAH AVENDAÑO  
 PÉREZ

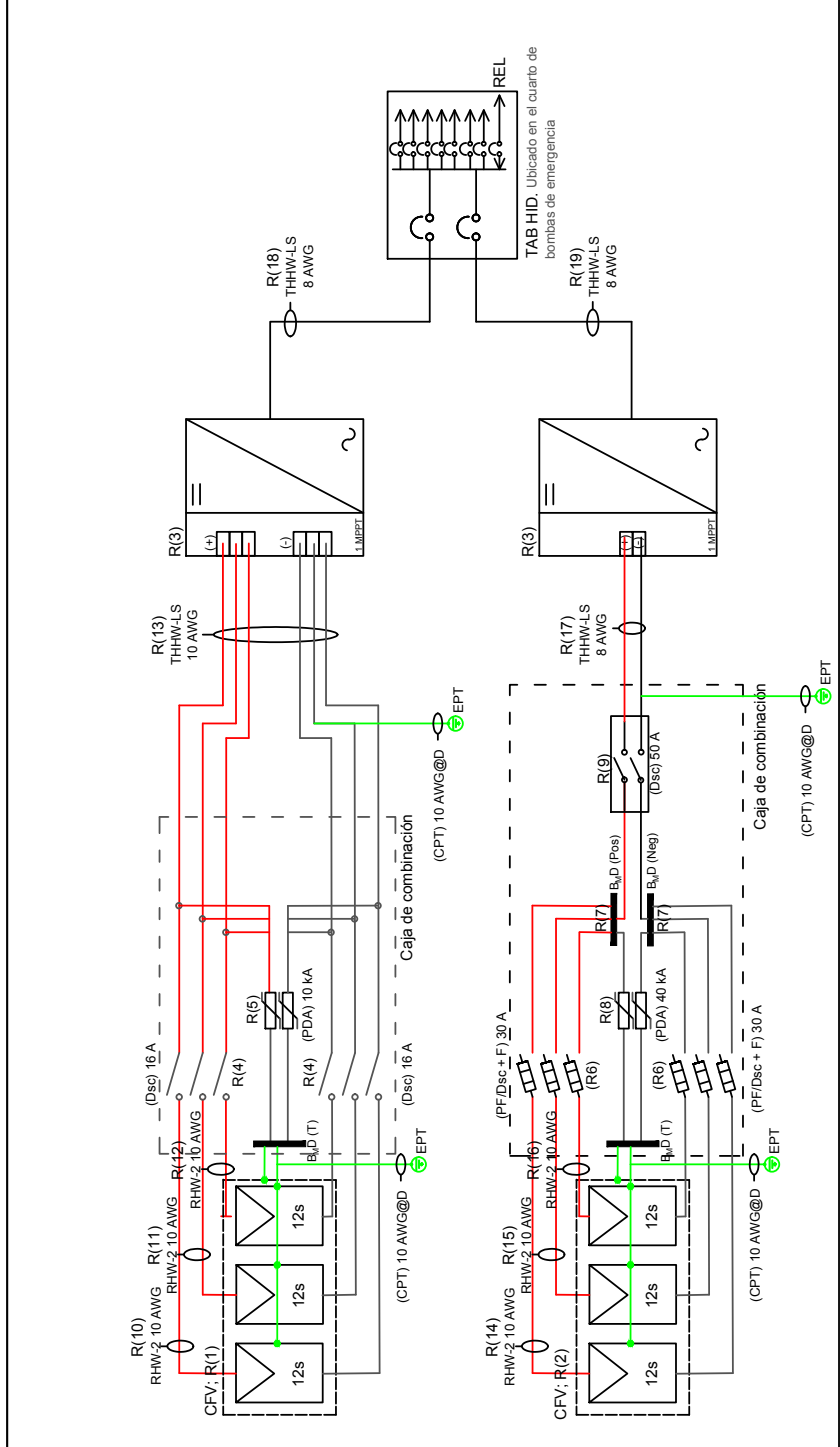
**SUPERVISO**  
 DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

**SIMBOLOGÍA**  
 Conductor positivo CD  
 Conductor negativo CD  
 Conductor de Línea 1 AC  
 Conductor neutro AC  
 Conductor de puesta a Tierra

Módulo Fotovoltaico

Inversor  
 Variador  
 Portafusible/desconector + fusible  
 Block de distribución  
 Interruptor  
 Red Eléctrica Local  
 Puesta a tierra  
 Desconector/interruptor + termomagnético

VERSION	FECHA
1	13/10/2020
PLANO	
1/1	



**ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES**

**CABLEADO**

REF No	Función	Tipo	Cal	Distancia (m)
10	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	RHW-2	10	8.45
11	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	RHW-2	10	7.75
12	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	RHW-2	10	5.68
13	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	RHW-2	10	1.0
14	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	RHW-2	10	11.87
15	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	RHW-2	10	6.57
16	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	RHW-2	10	5.04
17	Cond Pos(+), Cond Neg(-)	THHW-LS	8	0.94
18	L1, L2, L3, N, T	THHW-LS	8	1.40
19	L1, L2, L3, N, T	THHW-LS	8	9.55

**MÓDULO FOTOVOLTAICO**

REF/Marca	Modelo	Pp (W)	Icc (A)	Iimp (A)	Vca (V)	Vmp (V)	Area (m2)	Peso (kg)
1	SOLARTEC SPM60	250	8.65	8.3	37.85	30.12	1.635	20.5
2	ISOLAREVER SE-156x156-260P	260	8.83	8.25	38.82	31.52	1.6236	18.5
CFV (SOLARTEC)	12s	3000	8.65	8.3	454.2	361.44	19.62	246
CFV (ISOLAREVER)	12s	3120	8.83	8.25	465.84	378.24	19.4832	222

**INVERSOR**

REF/Marca	Modelo	Potencia	Rango de V por MPPT	I máx	Eficiencia	Conexión	Frecuencia
3	Fronius IG PlusV 10.0-3 delta	11.50 kW	230-500 V	26.7 A	95.5 %	trifásico	60 Hz

**DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD**

REF/Modelo	Tensión de aislamiento
4 Desconector Eaton PLS6-C16/2-DC	16 A 440 V
5 Variador BLISSMANN BPH3000PV	10 kA 300 V
6 Portafusible/Desconector + Fusible Eaton Busmann 10X38 PV	30 A 1000 V
7 Block de distribución ABB DBL 125	125 A 1500 V
8 Variador ABB OVR PV T2 40-1000 C QS	40 kA 1000 V
9 Interruptor de 2 polos ABB S802PV S50	50 A 800 V

# Bibliografía

- [1] Sánchez, A., Martínez, D., Santos, R., Ortega, J. & Sánchez, P. (2017) *Aplicaciones fotovoltaicas de la energías solar en los sectores residencial, servicios e industrial*. IER-UNAM, 1-312.
- [2] Garner, R. (2017). *Solar Irradiance*. Recuperado el día 15 de junio de 2021, de [https://www.nasa.gov/mission\\_pages/sdo/science/solar-irradiance.html](https://www.nasa.gov/mission_pages/sdo/science/solar-irradiance.html)
- [3] Duffie, J. & Beckman W. (2006). *Solar Engineering of thermal processes*. Nueva Jersey: Wiley.
- [4] G2V Optics (2022). *Solar Simulaton Technology*. Recuperado el día 25 de mayo de 2022, de <https://g2voptics.com/solar-simulation/>
- [5] Dincer, I. & Bicer, Y. (2018). *3.17 Photonic Energy Production*. En Dincer, I. (Ed.). *Comprehensive Energy Systems* (pp. 707-754). Elsevier.
- [6] Li, D., Tang, H., Lee, E.& Muneer, T. (2010). *Classification of CIE standard skies using probabilistic neural networks*. *Int. J. Climatol.*, 30: 305-315.
- [7] Sarbu, I. & Sebarchievici, C. (2017). *Cap. 2 Solar Radiation*. En Sarbu, I. & Sebarchievici, C. (Ed.) *Solar Heating and Cooling Systems* (pp.13-28). Academic Press.
- [8] Mousavi, S., Hizam, H. & Gomes, C. (2017). *Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited*. [versión electrónica] *Energies*, 10(1), 1-28.
- [9] Kipp & Zonen. (2016). *Instruction Manual CMP series Pyranometer*. Kipp & Zonen B.V.
- [10] EKO INSTRUMENTS CO. (2011). *MS-56 Pyrheliometer Manual Ver.5*. EKO INSTRUMENTS CO.



- [11] Quiñones, J. (2015). *ESOLMET-IER*. Recuperado el día 10 de junio de 2021, de <http://esolmet.ier.unam.mx>
- [12] The World Bank. (2017). *Mapas de recursos solares de Mexico*. Recuperado el 16 de junio de 2021, de <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/mexico>
- [13] Valdes, M., Riveros, D., Arancibia, C. & Bonifaz, R. (2014). *The Solar Resource Assessment in Mexico: State of the Art*. [versión electrónica] Energy Procedia, 57, 1299-1308.
- [14] Kalogirou, S. (2014). *Cap. 2 Environmental Characteristics*. En Kalogirou, S. (Ed.). *Solar Energy Engineering (Second Edition)* (pp. 51-123). Academic Press.
- [15] Ichi Pro. (s.f.). *Comprensión de las proyecciones de mapas*. Recuperado el 16 de junio de 2021, de <https://ichi.pro/es/compcion-de-las-proyecciones-de-mapas-152986411936303>
- [16] Matos, F. (2002). *1 - Radio Frequency Spectrum Management and Time and Frequency Standards*. En Middleton, W. & Valkenburg, M. (Ed.) *Reference Data for Engineers (Ninth Edition)* (pp.1-163). Newnes.
- [17] Meyer, R., Schlecht, M. & Chhatbar K. (2012). *3 - Solar resources for concentrating solar power (CSP) systems*. En Lovegrove, K. & Stein, W. (Ed.) *Concentrating Solar Power Technology* (pp. 68-e2). Woodhead Publishing.
- [18] Shukla, K., Rangnekar, S. & Sudhakar, K. (2015). *Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal, India*. *Energy Reports*, 1, 96-103.
- [19] Mustansar, C. (2018). *Chapter 41 - Engineered Nanomaterials for Energy Applications*. En Mustansar, C. (Ed.) *Handbook of Nanomaterials for Industrial Applications* (pp. 751-767). Elsevier.
- [20] Balch, M. (2003). *Complete Digital Design : A Comprehensive Guide to Digital Electronics and Computer System Architecture: A Comprehensive Guide to Digital Electronics and Computer System Architecture*. McGraw Hill Professional, 1, 294.
- [21] Planas, O. (2020). *¿Cuál es la composición de un panel fotovoltaico?*. Recuperado el 19 de noviembre de 2021, de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/estructura-de-un-panel-fotovoltaico>

- [22] Comisión Federal de Electricidad. (2008). *ESPECIFICACIÓN CFE G0100-04: INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW*. Recuperado el 14 de julio de 2022, de <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/f/G0100-04.pdf>
- [23] Murillo, A. (2016). *Estudio del proceso de laminación de módulos fotovoltaicos con materiales alternativos*. Recuperado el 13 de julio de 2022, de [http://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/21699/Murillo\\_Larrey\\_Ana-1.pdf?sequence=1](http://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/21699/Murillo_Larrey_Ana-1.pdf?sequence=1)
- [24] Labouret, A. & Viloz, M. (2010). *Chapter 2 Light energy and photovoltaic conversion*. En Labouret, A. & Viloz, M. (Ed.) *Solar Photovoltaic Energy* (pp. 19-52). IET Digital Library.
- [25] Ahmad, M. & Tiwari, G. (2009). *Optimization of tilted angle for solar collector to receive maximum radiation*. *Open Renewable Energy Journal*, 2, 19–26.
- [26] Talebizadeh, P., Mehrabian, M. & Abdolzadeh, M. (2011). *Prediction of the optimum slope and surface azimuth angles using the Genetic Algorithm*. *Energy and Buildings*, 43(11), 2998-3005.
- [27] Redacción National Geographic. (2020, 5 noviembre). *El Sol*. Recuperado el día 15 de junio de 2021, de <https://www.nationalgeographic.es/espacio/el-sol-0>
- [28] Thevenard, D. & Haddad, K. (2006). *Ground reflectivity in the context of building energy simulation*. *Energy and Buildings*, 38(8), 972-980.
- [29] Gopinathan, K. (1991). *Solar radiation on variously oriented sloping surfaces*. [versión electrónica] *Solar Energy*, 47(3), 173-179.
- [30] Dubey, S. & Narotam, J. & Seshadri, B. (2012). *Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World A Review*. [versión electrónica] *Energy Procedia*, 33, 311-321.
- [31] Chenni, R. & Makhlof, M. & Kerbache, T. & Bouzid, A. (2005). *A detailed modeling method for photovoltaic cells*. [versión electrónica] *Energy (Oxford)*, 32(9), 1724-1730.
- [32] Bae, J. & Kim, D. % Shin, J. & Lee S. & Kim K. (2020). *Analysis on the Features of NOCT and NMOT Tests With Photovoltaic Module*. *IEEE Access*, vol. 8, pp. 151546-151554. [doi: 10.1109/ACCESS.2020.3017372](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3017372)

- [33] Skoplaki, E. & Boudouvis, G. & Palyvos, J. *A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting*. *Energy Mater. Sol. Cells*. 92 (2008) 1393–1402. [doi:10.1016/j.solmat.2008.05.016](https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.05.016)
- [34] Libra, M. & Poulek, V. & Kouřím, P. (2017). *Temperature changes of I-V characteristics of photovoltaic cells as a consequence of the Fermi energy level shift*. [versión electrónica] *Research in Agricultural Engineering*, 63,(1), 10–15.
- [35] Singh, P. & Singh, S. & Lal, M. & Husain, M. (2008). *Temperature dependence of I-V characteristics and performance parameters of silicon solar cell*. [versión electrónica] *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 92, 1611–1616.
- [36] Segbefia, O. & Sætre, T. (2022) *Investigation of the Temperature Sensitivity of 20-Years Old Field-Aged Photovoltaic Panels Affected by Potential Induced Degradation*. *Energies*. 15(11):3865. <https://doi.org/10.3390/en15113865>
- [37] Tudor, D. & Adrian, P. & Mihai, O. (2018) *Study of Temperature Coefficients for Parameters of Photovoltaic Cells*. *International Journal of Photoenergy*, vol. 2018, Article ID 5945602, 12 pages. <https://doi.org/10.1155/2018/5945602>
- [38] Mamun, M. & Islam, M. & Hasanuzzaman, M. & Selvaraj, J. (2021). *Effect of tilt angle on the performance and electrical parameters of a PV module: Comparative indoor and outdoor experimental investigation*. [versión electrónica] *Energy and Built Environment*
- [39] Secretaría de Energía. (2012). *NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización)*.
- [40] Mehleri, E. & Zervas, M. & Sarimveis, H. & Palyvos, J. & Markatos, N. (2010). *Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays*. [versión electrónica] *Renewable Energy*, 35, 1, 2468-2475.
- [41] Hailu, G. & Fung, A. (2019). *Optimum Tilt Angle and Orientation of Photovoltaic Thermal System for Application in Greater Toronto Area, Canada*. [versión electrónica] *sustainability*, 11, 1-21.

- [42] Damhare, M. & Butey, B. & Moharil, S. (2021). *Solar photovoltaic technology: A review of different types of solar cells and its future trends*. [versión electrónica] Journal of Physics, 1913, 1-16.
- [43] Comisión Federal de Electricidad (2019). *Tarifa GDMTH*. Recuperado el día 26 de julio de 2022, de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREnegocio/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>