



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
ENERGÍA – SOLAR FOTOVOLTAICA

ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE UNA CENTRAL  
FOTOVOLTAICA DE 27 KW CONECTADA A LA RED

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
EDSON OSVALDO ÁNGEL RUIZ

TUTOR PRINCIPAL  
DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ  
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD.MX., 2016



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.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: DR. SERGIO ALBERTO GAMBOA SÁNCHEZ

Secretario: DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

Vocal: DR. JOSÉ JASSÓN FLORES PRIETO

1<sup>er.</sup> Suplente: MTRO. JOSÉ ORTEGA CRUZ

2<sup>d o.</sup> Suplente: DRA. DALIA MARTÍNEZ ESCOBAR

Temixco, Morelos a 09 de Enero de 2016

**TUTOR DE TESIS:**

DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

-----  
**FIRMA**

MÉXICO, D. F. ENERO DE 2017

A mis padres, Maricela y José Alfredo;  
a mis hermanos José Alfredo y Sergio Eduardo;  
a mi esposa Ana Cristina y a mi hijo Osvaldo Alberto,  
por hacer que todo esto valga la pena.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Nacional Autónoma de México, al Instituto de Energías Renovables.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca otorgada para la realización de mis estudios de posgrado.

Gracias al proyecto P-29 del CEMIE-Sol y al proyecto 190603 del FORDECyT, por financiar este trabajo.

Al equipo de trabajo del Laboratorio Nacional para la Evaluación de la conformidad de Módulos Fotovoltaicos (LANEFV), en especial a Amilcar y a Édgar, por el apoyo técnico en la realización de este trabajo desde sus inicios.

Sin lugar a dudas, gracias a mi tutor y director de tesis, Dr. Aarón Sánchez Juárez, por todo el apoyo brindado.

Al Maestro José Ortega, por atender siempre todas y cada una de las dudas.

Al jurado, por revisar esta tesis.

A mis compañeros de generación, Samuel, José Luis Zaratustra, Óscar, Darío, Eloy, Pier Carlo, Ramón, Mirna, "Pepe", Mateus, Carlos y Paola, gracias, por haber hecho de la maestría, una gran etapa de mi vida.

## RESUMEN

Durante un periodo de 11 meses (enero-diciembre) se implementó una metodología para evaluar el rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Dicho sistema cuenta con una capacidad instalada de 27 kW conectados a la red, dividido en 3 arreglos de 9 kW conectados a 3 inversores trifásicos de 240 V en corriente alterna. Está instalado dentro del Centro Morelense de Innovación Agropecuaria (CeMIAgro) en la ciudad de Emiliano Zapata, Morelos. Se midieron variables ambientales como radiación, temperatura ambiente y temperatura del módulo; además se reportan la energía generada por el sistema y los valores de voltaje y corriente tanto en régimen de corriente directa como en alterna a la salida del inversor.

Para analizar el rendimiento del sistema fotovoltaico (los tres arreglos en conjunto), se calcularon la productividad de referencia, la productividad del generador fotovoltaico, la productividad final y el rendimiento global del sistema por cada mes evaluado, así como el rendimiento anual. Además, se determinaron valores en porcentaje y la cantidad de energía que cada uno de diversos valores han disminuido el rendimiento del sistema, tales como pérdidas por temperatura, por caídas de voltaje en los conductores, por suciedad, por reducción en la potencia de los módulos, por sombreado, por efectos angulares debido a la posición del sol respecto a los módulos y por eficiencia del inversor.

El rendimiento global del sistema durante el período de evaluación fue de 0.70, siendo este un valor típico para sistemas fotovoltaicos conectados a red, y la energía inyectada a la red fue de 107.96 kWh promedio diario.

## ÍNDICE GENERAL

<b>DEDICATORIA</b> .....	I
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	II
<b>RESUMEN</b> .....	III
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	IV
<b>ÍNDICE DE IMÁGENES</b> .....	VI
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	VIII
<b>CAPÍTULO 1. Introducción</b> .....	9
Planteamiento del problema.....	13
Justificación.....	13
Objetivos.....	14
Antecedentes.....	14
<b>CAPÍTULO 2. Sistemas Fotovoltaicos</b> .....	17
2.1 Introducción.....	18
2.2 La celda fotovoltaica.....	20
2.2.1 El efecto fotovoltaico.....	21
2.2.2 Tecnologías fotovoltaicas: silicio cristalino y película delgada.....	23
2.3 Módulo y generador fotovoltaico.....	24
2.3.1 Parámetros eléctricos.....	25
2.4 Tipología de sistemas fotovoltaicos.....	28
2.4.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red.....	28
2.5 Diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.....	30
2.5.1 Principios generales del diseño.....	30
2.5.2 Variables ambientales y energéticas.....	32
2.5.2.1 Radiación solar.....	33
2.5.2.2 Temperatura.....	35
2.5.2.3 Irradiación.....	36
2.5.2.4 Requerimientos de seguridad y protecciones.....	36
2.6 Rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red.....	44
2.7 Normatividad y legislación.....	45
<b>CAPÍTULO 3. Metodología</b> .....	48

3.1 Descripción del sistema fotovoltaico conectado a la red.....	49
3.2 Pronóstico de generación eléctrica del sistema fotovoltaico conectado a la red.....	57
3.3 Cálculo del rendimiento energético del sistema fotovoltaico conectado a la red.....	57
3.4 Cálculo de pérdidas energéticas.....	60
<b>CAPÍTULO 4. Resultados y discusión de resultados.....</b>	<b>67</b>
<b>Conclusiones.....</b>	<b>88</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>92</b>
<b>ANEXOS</b>	



## ÍNDICE DE IMÁGENES

Figura 1.1 Evolución de la capacidad instalada con sistemas fotovoltaicos en México.....	16
Figura 2.1 Representación esquemática del efecto fotovoltaico.....	19
Figura 2.2 Estructura de un módulo fotovoltaico de Silicio.....	20
Figura 2.3 (a) Diagrama eléctrico para obtener el comportamiento eléctrico de una celda solar (b) Curva característica de una celda fotovoltaica.....	23
Figura 2.4 Diagrama de un AFV compuesto por 4 MFV en serie por 3 cadenas en paralelo.....	25
Figura 2.5. Efecto de la irradiancia en la curva I-V de un módulo fotovoltaico de 60 celdas conectadas en serie.....	26
Figura 2.6 Efecto de la temperatura en la curva I-V de un módulo fotovoltaico de 60 celdas conectadas en serie.....	27
Figura 2.7 Clasificación de aplicaciones fotovoltaicas.....	28
Figura 2.8 Diagrama de bloques de un generador fotovoltaico conectado a la red.....	37
Figura 3.1 Diagrama bifilar de un arreglo del sistema fotovoltaico en CeMIAgro, Emiliano Zapata, Morelos.....	49
Figura 3.2 Ubicación del Sistema Fotovoltaico del CeMIAgro. a) Vista aérea del CeMIAgro. b) Aérea destinada para el sistema fotovoltaico.....	50
Figura 3.3 Detalles de la estructura de soporte de cada arreglo fotovoltaico del sistema.....	51
Figura 3.4 Montaje de la estructura de los módulos fotovoltaicos.....	51
Figura 3.5 Diagrama de conexión de un arreglo del sistema fotovoltaico del CeMIAgro.....	52
Figura 3.6. Sistema fotovoltaico interconectado a la red en las instalaciones del CeMIAgro.....	52
Figura 3.7 Caja de combinación de los arreglos fotovoltaicos del sistema.....	53
Figura 3.8 Inversores IG Plus V 10.0-3 Delta del sistema.....	55
Figura 3.9 Sensores de parámetros ambientales del sistema de monitoreo. a) Celda de referencia b) Anemómetro de copa. c) Sensor de temperatura ambiente. d) Sensor de temperatura del módulo.....	56
Figura 3.10 Perfil de eficiencia vs potencia de entrada al inversor Fronius IG Plus V 10.0-3 Delta..	65
Figura 4.1 Producciones normalizadas simuladas.....	68
Figura 4.2 Rendimiento global del sistema simulado.....	69
Figura 4.3 Diagrama anual de pérdidas.....	70
Figura 4.4 Irradiancia promedio diario mensual.....	72

Figura 4.5 Irradiancia promedio diario mensual: a) Marzo, abril, mayo. b) Junio, julio y agosto. c) Septiembre, octubre y noviembre. d) Diciembre, enero y febrero.....	73
Figura 4.6 Recurso solar promedio diario mensual.....	74
Figura 4.7 Energía inyectada a la red promedio diario mensual.....	74
Figura 4.8 Producciones normalizadas de los datos evaluados.....	75
Figura 4.9 Rendimiento global del sistema.....	76
Figura 4.10 Rendimiento global del sistema considerando efectos de la temperatura.....	77
Figura 4.11 Temperatura ambiente y de operación de la celda promedio diario mensual.....	80
Figura 4.12 Perdidas ópticas del sistema.....	80
Figura 4.13 Respuesta relativa de módulos de silicio a diferentes masas de aire.....	81
Figura 4.14 Respuesta relativa de módulos de silicio a diferentes ángulos de incidencia solar.....	81
Figura 4.15 Sombras sobre el Sistema Fotovoltaico del CeMIAgro para el día 21 de diciembre a las 09:00 a.m. ....	82
Figura 4.16 Efectos de la suciedad en la curva I-V del módulo A9 de la cadena de referencia.....	84
Figura 4.17 Ventana de eficiencia con respecto a la potencia de entrada del inversor IG Plus 10.0-3 Delta .....	85

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Generación eléctrica actual y potencial por Energías Renovables a junio de 2015.....	10
Tabla II. Rendimientos alcanzados en laboratorio para distintas tecnologías de celdas fotovoltaicas.....	24
Tabla III. Parámetros característicos a STC y NOCT.....	26
Tabla IV. Coeficientes de temperatura del módulo S60PC de Solartec.....	35
Tabla V. Características eléctricas de un módulo, cadena y arreglo fotovoltaico del SFV-CR del CeMIAgro.....	50
Tabla VI. Parámetros considerados en el pronóstico de generación.....	57
Tabla VII. Coeficientes de transferencia de calor convectiva.....	58
Tabla VIII. Resultados de las pruebas a módulos sin exponer de la marca Solartec modelo S60PC-250 con tres diferentes números de serie.....	61
Tabla IX. Balances y resultados principales de la simulación de producción.....	70
Tabla X. Balances y resultados principales de los datos evaluados.....	71
Tabla XI. Resultados de las mediciones de la curva I-V de cada cadena del SFV del CeMIAgro.....	78
Tabla XII. Pérdidas por temperatura promedio diario mensual.....	79
Tabla XIII. Porcentaje de pérdidas por sombras.....	82
Tabla XIV. Efectos de la suciedad en los parámetros eléctricos del módulo A9 marca Solartec.....	83
Tabla XV. Porcentaje de pérdidas por caídas de tensión en los conductores.....	84
Tabla XVI. Porcentaje de pérdidas en la conversión CC/CA.....	86
Tabla XVII. Porcentaje de pérdidas por mal funcionamiento.....	87
Tabla XVIII. Porcentaje de pérdidas energéticas en un sistema fotovoltaico conectado a la red....	90

# **CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN**

A consecuencia de los Acuerdos de París resultantes de la vigesimoprimer Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21), se hace presente nuevamente la intención de países desarrollados y en vías de desarrollo de comprometerse a gestionar la transición hacia una economía baja en emisiones de carbono, abriendo la puerta al aumento en el uso de las energías renovables. Ejemplo de esto es que nueve países de la Unión Europea han ya superado su objetivo de energías renovables, que tiene como meta para 2020 alcanzar el 20% de generación de electricidad mediante tecnologías basadas en Fuentes de Energía Renovable (FER), aunque países como Suecia y Finlandia superan ya el 50% y 40% respectivamente de generación proveniente de FER (El periódico de la energía, 2016).

México, en 2014, generó únicamente el 7.6% de su energía primaria con FER, siendo la hidráulica y la eólica los mayores competidores en gran escala. En pequeña y mediana escala, la energía solar fotovoltaica, aun cuando ocupó el sexto lugar de las FER en capacidad instalada, incrementó su capacidad instalada en 147.76 % con respecto a la de 2013, alcanzando los 99 MW instalados y un incremento del 204 % en el 2015 con respecto al 2014, con 202 MW instalados acumulados (IRENA, 2016), siendo la FER que más creció en el último año en México. Esto impulsado principalmente por el gran potencial solar de generación eléctrica que existe en nuestro país, superado únicamente por el potencial eólico en cuanto a recursos probados, como se constata en los datos mostrados en la *Tabla I*. Además, los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) son más sencillos y fáciles de instalar en espacios pequeños comparados con los ocupados por sistemas eólicos; pueden ser fácilmente integrados a los edificios o casas, reduciéndose las pérdidas por transmisión y distribución de la energía generada para sistemas de generación distribuida y los costos de mantenimiento son bajos.

**Tabla I. Generación eléctrica actual y potencial por Energías Renovables a junio de 2015. (INERE, 2016).**

	Geotérmica	Hidráulica > 30MW	Hidráulica ≤ 30 MW	Eólica	Solar	Biomasa
<b>Generación eléctrica actual</b> (GWh/año)	6 027	35 251	1 740	7 676	62	1 414
<b>Potencial probado</b> (GWh/año)	2 355	4 796	--	19 805	16 351	2 396

Es así como la energía solar fotovoltaica, en la medida que su uso se incremente, representa una herramienta óptima para nuestro país para alcanzar los objetivos acordados, ya que México cuenta con uno de los recursos solares más altos en el mundo (Torre, 2014). Hoy en día, gracias al

marco regulatorio normativo, es posible conectar directamente un SFV a las Redes Eléctricas de Distribución (RED) o a las Redes Eléctricas de Transmisión (RET) del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) administrado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Los usuarios del servicio público eléctrico pueden solicitar a la CFE la interconexión de su SFV mediante un contrato de medición neta, para generar su propia electricidad y participar en el esfuerzo nacional para cumplir las metas planteadas en el Programa de Ahorro de Energía en el Sector Eléctrico (PAESE) de la CFE.

Un SFV es una instalación basada en módulos fotovoltaicos (MFV) que absorben la energía solar y la transforman en electricidad del tipo corriente continua, también llamada corriente directa (CD), y un conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que permiten transmitir, almacenar y acondicionar la energía eléctrica producida.

La energía solar fotovoltaica puede ser utilizada para un amplio abanico de aplicaciones donde se necesite energía eléctrica, tanto para satisfacer las necesidades energéticas de aquellos lugares donde la red eléctrica no está disponible con Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFV-A), como para inyectar la energía producida directamente a la red con Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFV-CR). Estos sistemas ayudan al desarrollo de comunidades rurales, hasta usos en telecomunicación, edificios o en centrales de generación.

Se puede realizar una clasificación de los SFV en función de si están o no conectados con la red convencional:

- SFV-A son aquellos cuya única fuente de energía es la energía solar.
- SFV-CR son aquellos que están conectados en paralelo con la RED de CFE.

Una de las principales características de los generadores fotovoltaicos es que únicamente producen electricidad cuando reciben la luz del sol (irradiancia solar); además la cantidad de energía que generan es directamente proporcional a la cantidad de energía solar que incide sobre su superficie. En muchas de las aplicaciones el consumo eléctrico se utiliza independientemente de la radiación solar, como por ejemplo los sistemas de iluminación, donde precisamente se requiere de la electricidad durante la noche y los picos en la demanda de energía eléctrica en México ocurren entre las 8:00 y las 10:00 de la noche (Maqueda Zamora & Sánchez Viveros, 2008). En este tipo de aplicaciones es necesario incluir un sistema de almacenamiento energético o de acumulación. En los SFV-A la energía producida por los módulos se almacena en baterías. En otras

aplicaciones como el bombeo de agua o los SFV-CR no se necesitan baterías, y la energía generada por los MFV se almacena en forma de energía hidráulica en el primer caso, y directamente en la red eléctrica en el segundo, bajo el esquema de “bancos de energía”.

En general, un sistema fotovoltaico puede estar formado por:

- Módulos Fotovoltaico
- Estructura de soporte
- Acondicionadores de energía (controladores de carga, seguidores de máxima potencia e inversores CD/CA)
- Sistema de almacenamiento de energía
- Conductores y dispositivos de seguridad
- La carga

El mercado histórico fotovoltaico ha sido las aplicaciones remotas donde la extensión de la red eléctrica resulta no viable económicamente. Sin embargo, en países industrializados, gracias a la maduración alcanzada en las tecnologías de dispositivos fotovoltaicos y convertidores de potencia, así como a la reducción en sus costos de fabricación, la generación fotovoltaica conectada a la red se ha venido convirtiendo gradualmente en una alternativa viable en el esquema de generación distribuida. En él, una combinación de plantas centrales y un gran número de pequeños generadores dispersos en la red eléctrica satisfacen la demanda de electricidad. Las primeras ayudan a suavizar los picos de demanda, disminuir las pérdidas por transmisión y distribución, a compensar potencias reactivas; y los segundos ayudan a reducir los consumos excedentes en viviendas o negocios, disminuyendo también el pago por la energía consumida, y en caso de que se genere más energía de la que se consume permiten inyectar a la red el exceso, y se cobrará únicamente la diferencia.

Es por ello que, en el presente trabajo, se implementa una metodología para la evaluación del rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red, buscando así trazar líneas básicas que hay que tener en cuenta para lograr un buen funcionamiento, además que nos facilite la comparación con otros SFV-CR, y de igual manera, identificar fallas e implementar un plan de mantenimiento correctivo.

El rendimiento de un SFV depende de algunas variables externas como la radiación solar, condiciones climatológicas (temperatura ambiente, humedad, velocidad del viento), condiciones

ambientales (salinidad, partículas suspendidas, polvo), y su orientación con respecto al sol y, sumado a la calidad con que esté fabricado el módulo y parámetros de mantenimiento.

Evaluar el rendimiento de los SFV nos permite conocer la eficiencia y fiabilidad de estos sistemas, además de maximizar la producción y minimizar las pérdidas. La literatura generalmente cita parámetros a determinar para el análisis de rendimiento de SFV tales como el rendimiento final del sistema, rendimiento de referencia, rendimiento del generador y el rendimiento global [6]. Además, según el modelo y metodología de diferentes autores se pueden determinar pérdidas por diversos factores: sombra, suciedad, cableado, orientación, inclinación, temperatura, entre otros.

La extensión de la implementación de centrales fotovoltaicas tanto a nivel nacional como estatal, requiere del desarrollo de estudios que analicen su funcionamiento mientras operan en tiempo real, es decir tomando en cuenta todos aquellos factores que tengan posibilidad de repercutir durante su operación.

Evaluar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos nos ayuda a estudiar al sistema de manera integral, es decir, considerando las características que describen cada uno de los subsistemas que lo conforman, así como plantear posibles mejoras que permitan optimizar su diseño y funcionamiento.

### **Planteamiento del problema**

Hay una gran dispersión con respecto al correcto funcionamiento de sistemas fotovoltaicos, aunque muchas instalaciones funcionen con aparente normalidad durante su periodo de vida, muchas de ellas no lo hacen bajo las condiciones óptimas, es decir, no entregan valores máximos de energía con respecto a sus capacidades. Así, tenemos como objeto de estudio, determinar qué efectos tienen sobre el rendimiento de un sistema fotovoltaico interconectado a red aquellos elementos que han sido considerados para su diseño y dimensionamiento, así como adversidades encontradas una vez puesta en operación la instalación fotovoltaica.

### **Justificación**

La fiabilidad a largo plazo de los SFV, asociada al desempeño eléctrico y durabilidad, es esencial para garantizar aún más su percepción social, y con ello, promover su implementación



masiva como fuente de energía eléctrica que ayude a solucionar problemas actuales tanto ambientales como de abastecimiento energético de nuestro país.

Con la caracterización y estudio de SFV-CR se podrá demostrar que el uso de esta tecnología es viable y tiene un impacto positivo en la economía del usuario, en el medio ambiente y las instituciones participantes en el país. Las instituciones académicas en donde se realizan este tipo de estudios se fortalecen al generar datos y herramientas de evaluación en tiempo real que, al publicarse en los medios respectivos, fortalecen el conocimiento y la generación de recursos humanos en dichos temas.

**El trabajo aquí presente se ha desarrollado con los siguientes objetivos:**

- Realizar un análisis del rendimiento energético de un sistema fotovoltaico de 27 kW conectado a la red, ubicado en el Centro Morelense de Innovación Agropecuaria (CeMIAgro), en la ciudad de Emiliano Zapata, Morelos.

**Objetivos específicos:**

- Calcular el pronóstico de generación eléctrica del sistema fotovoltaico conectado a la red.
- Determinar el rendimiento del sistema fotovoltaico bajo condiciones de operación en tiempo real.
- Establecer los valores en porcentaje y la cantidad de energía de aquellos factores que han disminuido el rendimiento del sistema.

**Antecedentes**

Las actividades de SFV-CR en México comenzaron en el año de 1997 (Huacuz, González, Medrano, & Agredano, 2005). El primer sistema de este tipo fue implementado con fines de investigación y se puso en operación en la ciudad de Cuernavaca. Después de esta primera experiencia, las actividades de investigación se llevaron a cabo en la ciudad de Mexicali. El objetivo del proyecto de investigación fue observar los efectos en las líneas de distribución de los SFV y sus beneficios en el sistema eléctrico en una zona con picos altos en verano.

El primer sistema de conexión a red como propiedad privada fue puesto en línea en diciembre de 2005 en la Ciudad de México y la monitorización de la instalación se llevó a cabo por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE); el sistema tuvo una capacidad de 30 kW, y se instaló en una tienda de venta de productos orgánicos. Proyectos más recientes se llevaron a cabo en el

estado de Baja California con apoyo del gobierno de Mexicali, donde se instalaron 220 sistemas fotovoltaicos (de 1 kW cada uno) (Matsumoto, Urbano, Agredano, & Sánchez Juárez, 2008).

Dos años después, a finales de junio de 2007, la CFE, a través de la Secretaría de Energía (SE) publicó la iniciativa de interconexión Modelo de Contrato para instalaciones fotovoltaicas pequeñas, brindando la oportunidad a usuarios que deseen instalar SFV-CR desde sus casas; quedando delimitados los tamaños de los sistemas, de 10 kW para los propietarios de viviendas y 30 kW para pequeñas empresas.

En cuanto a la aparición y evolución de la normativa en México, en ese mismo año entra en vigor el marco jurídico publicado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) mediante la “Resolución por la que se aprueba el modelo de contrato de interconexión para fuentes de energía solar en pequeña escala” No. RES/176/2007 por la SE, teniendo lugar por primera vez en el país el esquema de interconexión a red mediante generadores distribuidos (CONACyT, 2010). En dicha resolución se especificó que los particulares pueden instalar sistemas de hasta 10 kW; sin embargo, debido a la escasa difusión de la misma, no se impulsó un plan o esquemas de trabajo para la implementación de esta tecnología, ni adiestramiento técnico de los trabajadores del sector eléctrico, así como nulo incentivo para el fomento de los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

La capacidad total instalada (en MW) de SFV-CR a nivel mundial ha experimentado un incremento notable en la última década, mostrando una tasa media de crecimiento anual de 51.19% (EPIA, 2012). En México, a partir de 2006 se ha observado una tendencia de crecimiento en implementar SFV-CR, por lo que ha aumentado el número de mega-watts instalados a nivel nacional, lo cual se puede observar en la Figura 1.1, y en el 2015 cuenta con 202 MW de capacidad instalada de SFV y a partir de 2011 el 94% de dichas instalaciones pertenecen a las de tipo conectadas a red (IEA, 2013).

La Agencia Internacional de Energía (IEA, International Energy Agency) en su programa de sistemas de energía fotovoltaica “IEA-PVPS”, evaluó y registró en su base de datos el rendimiento para 260 SFV, obteniendo como resultados tasas de rendimiento del 0.6 al 0.8, 0.1 al 0.6 y 0.3 al 0.6 SFV-CR, SFV-A sin respaldo y SFV-A con respaldo, respectivamente, y se señaló que el correcto mantenimiento de los sistemas ofrece la posibilidad de incrementar su rendimiento. A pesar de los buenos resultados, los cuales han sido obtenidos en muchos de los SFV-CR, la investigación del comportamiento de operación de los sistemas fotovoltaicos reportados ha identificado un fuerte

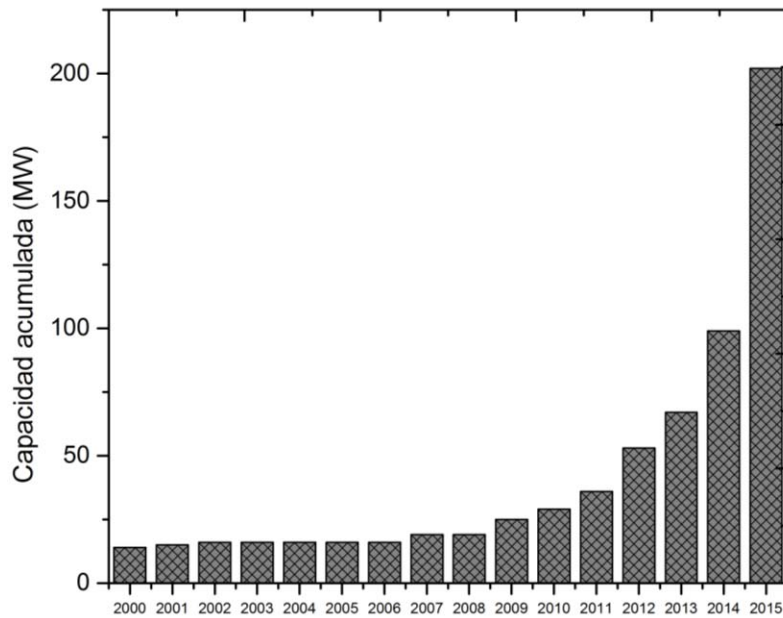


Figura 1.1 Evolución de la capacidad instalada con sistemas fotovoltaicos en México. (IRENA, 2016)

potencial de optimización (REN 21, 2014). Otros estudios de rendimiento para SFV-CR se han realizado en la unión europea, donde se encontró un rendimiento del 55 al 70%, resultado obtenido de la evaluación de ocho centrales fotovoltaicas interconectadas. Países como Alemania y Holanda también han realizado investigación de tasas de rendimiento, encontrando un porcentaje del 66% en el caso de 100 sistemas montados en techo, en Alemania; y del 63 al 76% en Holanda (Eltawil & Zhao, 2010).

En cuanto a los parámetros a seguir para no interferir con la seguridad y estándares de la red eléctrica convencional, en México el diario oficial de la Federación publicó en 2012 la Norma Oficial Mexicana NOM-001 SEDE 2012, que dedica un apartado para equipos especiales, específicamente en su artículo 690 describe las consideraciones para la instalación de sistemas fotovoltaicos, en los que incluye los del tipo conectados a red.

El estudio de SFV-CR se ha centrado en determinar la eficiencia de los sistemas, para lo cual se han planteado metodologías para el rendimiento de subsistemas (generador e inversor) mediante modelos térmicos y eléctricos, estimación de la energía producida por año y modelos que incluyen factores de pérdidas energéticas por potencia nominal, por cableado y caídas óhmicas, polvo y suciedad, pérdidas angulares y espectrales, por temperatura, perdidas en el generador FV y por conversión CD/CA (Alonso Abella, 2005).

## **CAPÍTULO 2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

## 2.1 Introducción

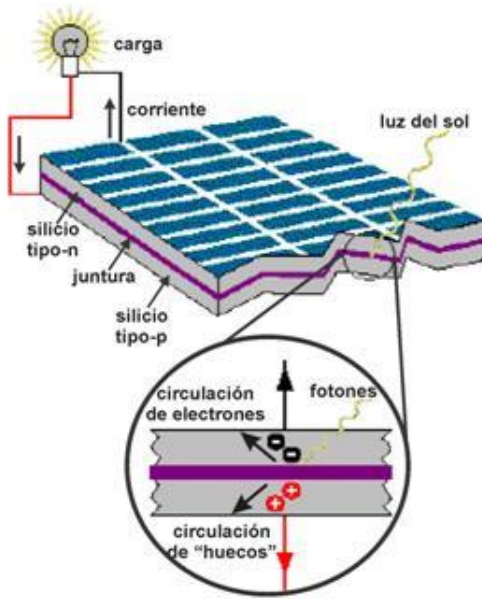
El efecto fotovoltaico se establece como la aparición de una diferencia de potencial en las terminales de un dispositivo optoelectrónico, debido a la absorción de la luz solar. Si las terminales del dispositivo se cierran a través de una carga eléctrica, entonces la diferencia de potencial fotogenerada impulsa una corriente eléctrica hacia el circuito exterior produciendo trabajo eléctrico en la carga, lo que hace evidente al efecto fotovoltaico. Gracias al efecto fotovoltaico, la energía de la luz solar se convierte en energía eléctrica.

El efecto fotovoltaico se puede obtener por la unión íntima de dos materiales con diferente comportamiento eléctrico, pero es en los semiconductores en donde se han obtenido las mayores eficiencias de conversión. La unión íntima de dichos materiales forma un campo eléctrico interno necesario para la generación de dicho efecto.

A la unidad mínima de conversión fotovoltaica se le llama celda solar o celda fotovoltaica. En la celda fotovoltaica comienza la generación de corriente continua, tan pronto como la luz del sol incide sobre su superficie. El funcionamiento de estas celdas se basa en las propiedades de los materiales que la forman. La mencionada generación eléctrica tiene lugar sin que sea necesaria la intervención de ningún componente mecánico.

Al incidir la luz del sol sobre la superficie de la celda fotovoltaica, los fotones de la luz solar van a transmitir su energía a los electrones del semiconductor, liberándolos de sus enlaces, para que así puedan circular dentro del sólido en sentido contrario al campo eléctrico formado por la unión. La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo. En la Fig. 2.1 se muestra una representación geométrica del efecto fotovoltaico.

Un módulo fotovoltaico (MFV) es la asociación de celdas unidas eléctricamente unas con otras a las que se protegen físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior mediante un laminado, dando rigidez mecánica al conjunto. Es necesario realizar agrupaciones en serie y paralelo de celdas conectándolas eléctricamente para entregar la tensión y corriente adecuadas, debido a que las características de una sola celda no son suficientes para alimentar las cargas tradicionales. Los módulos se pueden conectar a su vez entre sí, formando un número de ramas o cadenas. De este modo es posible realizar tanto sistemas de baja potencia como instalaciones de mayor tamaño.



*Fig. 2.1 Representación esquemática del efecto fotovoltaico (Pacco, 2010)*

Comercialmente existe una gama amplia de módulos diferentes, tanto por el material de la celda, su configuración eléctrica o por sus características estructurales y estéticas. En general, la asociación de celdas es encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea tedlar) u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia. Muy frecuentemente este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

El vidrio frontal debe tener y mantener una alta transmisividad en la banda espectral en la que trabajan las celdas solares. Además, debe tener buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe ser de forma que combine un buen comportamiento anti-reflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad, o que dificulten la limpieza de ésta mediante la acción combinada del viento y la lluvia. Frecuentemente se emplea vidrio templado con bajo contenido de hierro con algún tratamiento anti-reflexivo.

El encapsulante a base de EVA, combinado con un tratamiento en vacío y las capas frontal y posterior, evita la entrada de humedad en el módulo, señalada como la causa principal de la degradación a largo plazo de MFV. Además, esta combinación permite tener altos niveles de aislamiento eléctrico.

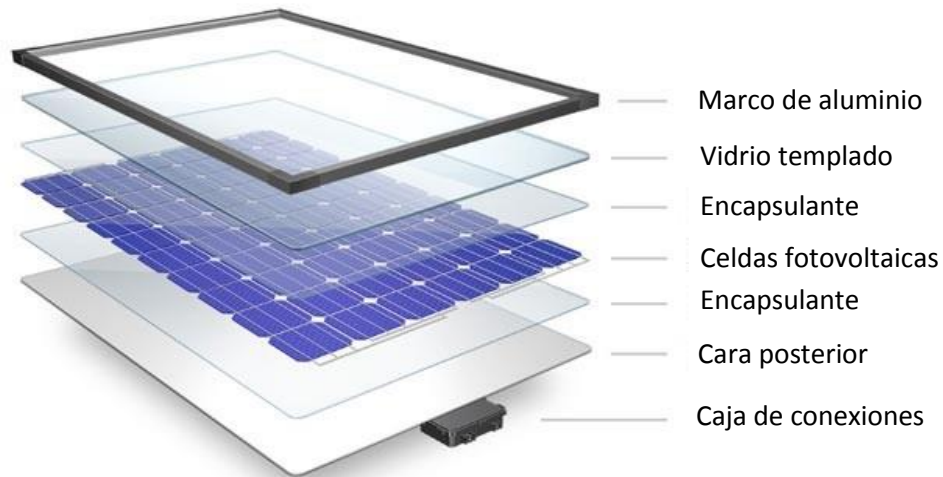


Fig. 2.2 Estructura de un módulo fotovoltaico de Silicio. (MR WATT, 2016)

## 2.2 La celda fotovoltaica

La primera celda fotovoltaica monocristalina se desarrolló en 1954 en los laboratorios Bell con un rendimiento del 6% (Alonso Abella, 2005). Aunque en los años 50's hubo un intento de utilizar celdas de silicio en productos comerciales, fue en el desarrollo de la tecnología espacial donde encontró su principal aplicación. La industria electrónica, especialmente la tecnología de transistores de semiconductores, también contribuyó al desarrollo de celdas fotovoltaicas. Los transistores y las celdas están hechos de materiales similares y operan basándose en mecanismos físicos también similares. Como resultado se produce una transferencia de tecnología de los avances de la investigación de los transistores, aunque en la actualidad el proceso es inverso en algunas ocasiones.

Las celdas solares se fabrican a partir de materiales semiconductores, esto es, materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas, y como conductores cuando se aumenta la energía. Actualmente la mayoría de las celdas solares están basadas en el silicio, sin embargo, dentro de los materiales semiconductores más estudiados y comercializados, están también el Telurio de Cadmio (CdTe), Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS) y Arseniuro de Galio (GaAs).

### 2.2.1 El efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una celda fotovoltaica convierte la luz solar (radiación electromagnética) en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones poseen diferentes energías correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una celda fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pasar a su través. Únicamente los fotones absorbidos pueden generar electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la celda. Con esta nueva energía el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Cuando la luz del sol incide sobre la superficie de materiales semiconductores, los fotones que la constituyen son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor para que rompan el enlace que los mantiene ligados a los átomos respectivos (formación de pares electrón-hueco). Por cada enlace roto queda un electrón libre para circular dentro del sólido. La falta del electrón en el enlace roto, que se llama hueco, también puede desplazarse libremente por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro debido al desplazamiento del resto de los electrones de los enlaces. Los huecos se comportan en muchos aspectos como partículas con carga positiva igual a la del electrón.

El movimiento de los electrones y los huecos en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo y liberar en él energía cedida por los fotones al crear los pares electrón hueco. Para separar los electrones de los huecos e impedir que reestablezcan el enlace, se requiere de un campo eléctrico que haga que ambos circulen por direcciones opuestas, dando lugar a una corriente en el sentido del campo eléctrico.

En algunas celdas solares convencionales este campo eléctrico se consigue por la unión de dos capas de materiales semiconductores, con diferente conductividad eléctrica, una negativa tipo n y otra positiva tipo p. En el caso de que el material semiconductor sea el silicio, una de las regiones, llamada tipo n, se impurifica con fósforo que tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, y es una región con una concentración de electrones, mucho mayor que la de huecos. La otra, llamada tipo p, se impurifica con boro, que tiene tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y es una región con una concentración de huecos, mucho mayor que la de electrones. Las grandes diferencias de concentraciones de electrones y huecos entre ambas



regiones dan lugar a la aparición de un campo eléctrico dirigido de la región n a la p, que es el responsable de separar los electrones y huecos extras que se producen cuando la celda está iluminada.

Como ya se mencionó, si conectamos la cara anterior y posterior de una celda fotovoltaica iluminada a un circuito exterior conseguiremos hacer circular por ésta una corriente. La estructura de una celda solar fotovoltaica es la misma que la de uno de los dispositivos electrónicos de estado sólido más utilizados, el diodo. En ausencia de iluminación, la intensidad eléctrica que circula por la celda,  $I$ , coincide con la del diodo,  $I_D$ , y es debida a la recombinación inducida dentro del dispositivo por efecto de la tensión,  $V$ , y está expresada en función de la tensión,  $V$ , y temperatura,  $T(K)$ , según la ecuación:

$$I = I_D = I_0(T) \left[ \exp\left(\frac{qEV}{K_B T}\right) - 1 \right] \quad (1)$$

siendo  $K_B$  la constante de Boltzman e  $I_0$  es la corriente inversa de saturación del diodo.

En presencia de iluminación, la generación de corriente,  $I_L$ , por la luz se representa por la corriente de un generador en paralelo con el diodo. La corriente de salida,  $I$ , es igual a la diferencia entre la corriente fotogenerada,  $I_L$ , y la corriente de diodo,  $I_D$ . La curva ideal de una celda se ve alterada por la presencia de dos factores, la resistencia serie,  $R_s$ , que se debe a la malla de metalización, resistencia de los contactos y a la resistencia del propio material semiconductor; y la resistencia en paralelo,  $R_p$ , que tiene su origen en imperfecciones en la calidad de la unión p-n y es responsable de la existencia de fugas de corriente. Finalmente, la ecuación característica de una celda es:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qE(V + R_s I)}{K_B T}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2)$$

Dicho comportamiento es el mismo para los MFV, ya que están integradas por celdas solares. La curva característica I-V de una celda solar, la cual representa la variación del voltaje y corriente, medidos experimentalmente a ciertas condiciones de irradiancia y temperatura, se muestra en la Figura 2.3 (b). En la Figura 2.3 (a), se tiene el diagrama eléctrico que permite obtener el comportamiento de la corriente  $I$  que circula por la resistencia  $R_L$ , produciendo una caída de tensión en ésta. Al variar  $R_L$  desde cero hasta infinito, se obtienen pares ordenados  $(V, I)$  que al graficarse generan la curva mostrada en la Figura 2.3 (b).

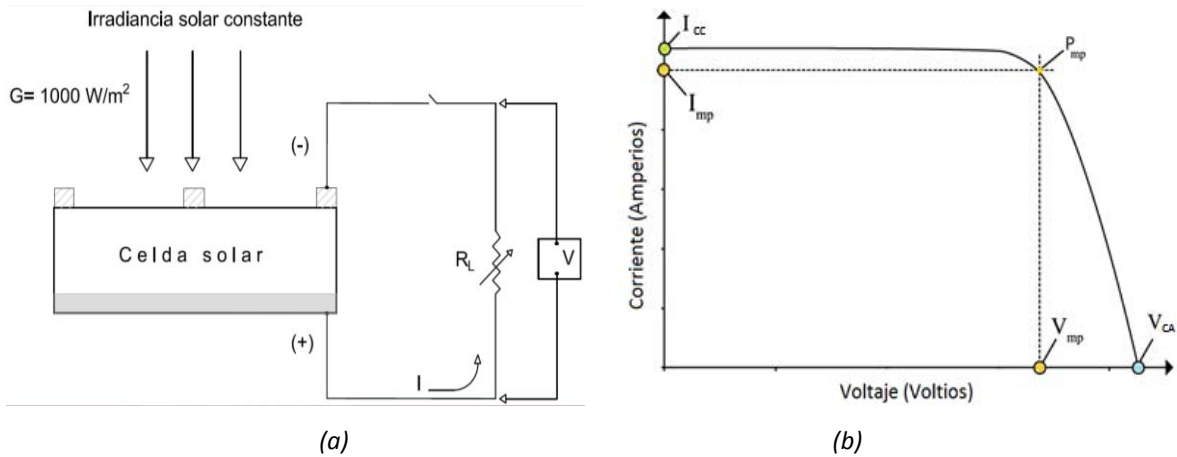


Fig. 2.3 (a) Diagrama eléctrico para obtener el comportamiento eléctrico de una celda solar (b) Curva característica de una celda fotovoltaica. (Paneles Solares PR, 2015)

De todos los puntos  $(V, I)$ , solo hay uno tal que su producto es máximo. Ya que dicho producto define la potencia eléctrica,  $P$ , entonces al valor máximo de  $P$  se le llama potencia máxima de generación, y se le simboliza como  $P_M$ .

## 2.2.2 Tecnologías fotovoltaicas: silicio cristalino y película delgada

El elemento base comercial de la fabricación de las celdas fotovoltaicas es el silicio, muy abundante en la corteza terrestre. Mediante métodos de cristalización del polisilicio, se obtienen las obleas utilizadas en la industria fotovoltaica. En estos procesos de cristalización se logran, en unos casos monocristales, dando lugar al silicio monocristalino, mientras que en otros el resultado es un conglomerado de cristales llamado silicio policristalino. Los lingotes de material mono o policristalino obtenidos han de cortarse en obleas de silicio, con un espesor de aprox. 0.3 mm.

Aunque el silicio mono y policristalino domina con claridad el mercado fotovoltaico, 90% del mercado, debido a la gran demanda del material base, actualmente se desarrollan nuevos proyectos tecnológicos orientados a la optimización del material utilizado, así como a la utilización de nuevos materiales, denominados de película delgada. Los materiales más utilizados son el silicio policristalino de película delgada, el telurio de cadmio (CdTe), seleniuro de cobre e indio ( $\text{CuInSe}_2$ ) también conocido como CIS y el arseniuro de galio (GaAs). Estos materiales utilizan menos materia prima de deposición y no utilizan rejilla de metalización sino los TCO (óxido conductor transparente) que favorece a la disminución de la resistencia serie. La elección del material utilizado para la elaboración de la celda fotovoltaica, repercute directamente en diversos factores del rendimiento de los sistemas fotovoltaicos.

La Tabla II. Muestra las características eléctricas más importantes de las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

**Tabla II. Rendimientos alcanzados en laboratorio para distintas tecnologías de celdas fotovoltaicas. (Green, 2016).**

Tecnología	Eficiencia de celda en laboratorio (%)	V <sub>oc</sub> (V)	J <sub>sc</sub> (mA/cm <sup>2</sup> )
Silicio cristalino	25.6 ± 0.5	0.740	41.80
Silicio policristalino	21.3 ± 0.4	0.668	39.80
GaAs (película delgada)	28.8 ± 0.9	1.122	29.68
CIGS	21.0 ± 0.6	0.757	35.70
CdTe	21.0 ± 0.4	0.876	30.25
Silicio Amorfo	10.2 ± 0.3	0.896	16.36
Celdas orgánicas	11.2 ± 0.3	0.780	19.30
Perovskita	19.7 ± 0.6	1.104	24.67

### 2.3 Módulo y generador fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es la unidad más pequeña que forma un generador fotovoltaico. El módulo es una unidad integral que proporciona soporte para un determinado número de celdas fotovoltaicas conectadas eléctricamente y protegidas de las condiciones medioambientales. La potencia eléctrica de un módulo depende de su área activa, de su interconexión eléctrica, de su punto de trabajo dentro de la curva I-V y de las condiciones de irradiancia y temperatura a la cual el módulo está expuesto.

Las terminales positivo y negativo se encuentran en la caja de conexiones en la parte posterior del módulo. Módulos fotovoltaicos idénticos conectados en serie forman un panel o cadena fotovoltaica, cuya tensión eléctrica de salida es la suma de las tensiones de los MFV conectados en serie.

Cadenas de MFV conectados en paralelo incrementan la corriente de salida. Se llama Arreglo Fotovoltaico (AFV) a la integración de MFV tanto en serie como en paralelo. La Figura 2.4 muestra un diagrama de AFV compuesto por 4 MFV en serie y 3 cadenas en paralelo, así que la configuración eléctrica es de 4S x 3P.

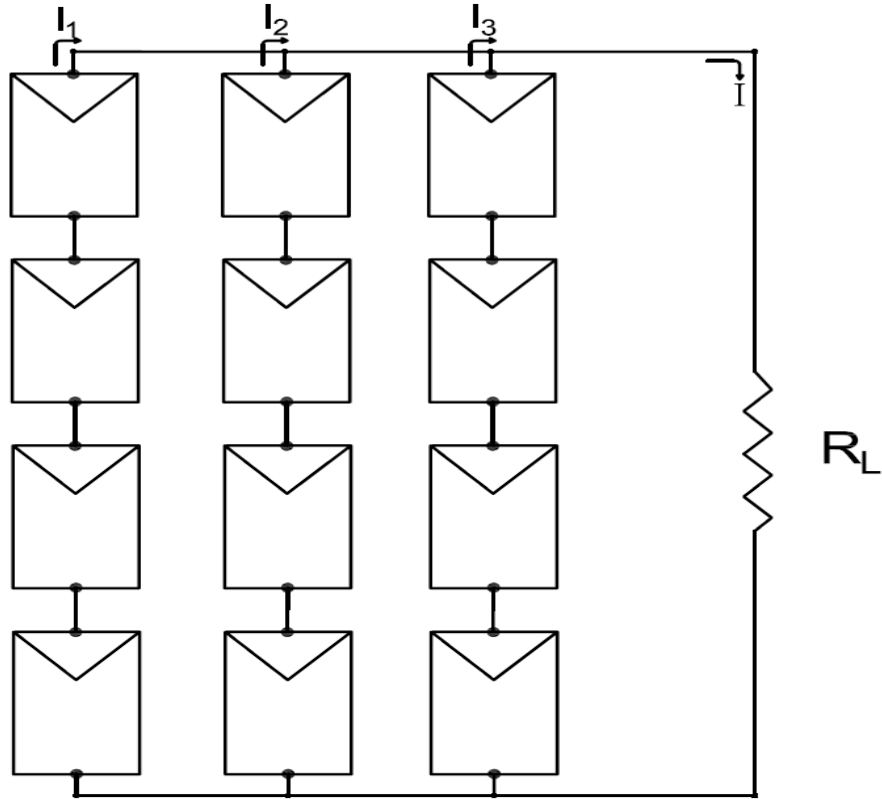


Fig. 2.4 Diagrama de un AFV compuesto por 4 MFV en serie por 3 cadenas en paralelo

### 2.3.1 Parámetros eléctricos

Los parámetros que caracterizan la curva I-V de un módulo fotovoltaico son los mismos que para la celda fotovoltaica, esto es  $V_{CA}$ , la mayor tensión que puede generar cuando se encuentra a circuito abierto,  $I_{CC}$ , es el valor de la corriente que circula en sus terminales cuando están cortocircuitadas,  $P_m$ , es la potencia máxima entregada por la celda o módulo a una carga externa y la corriente y voltaje de máxima potencia,  $I_{mp}$  y  $V_{mp}$ , respectivamente, son los valores de corriente y voltaje en el punto de máxima potencia.

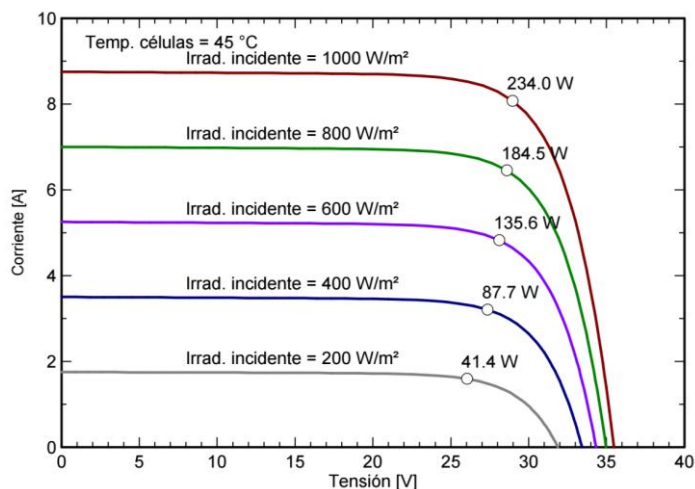
La curva I-V de un generador fotovoltaico depende de las características constructivas y condiciones ambientales descritas más adelante. Normalmente los parámetros característicos se dan a determinadas condiciones que permiten la comparación universal de distintos tipos de módulos, y se encuentran descritas en la Tabla III:

**Tabla III. Parámetros característicos a STC y NOCT**

Parámetro	Condiciones estándar de prueba (STC)	Condiciones normales de operación (NOCT)
<b>Irradiancia:</b>		
potencia incidente por unidad de superficie de la radiación electromagnética	1000 W/m <sup>2</sup>	800 W/m <sup>2</sup>
<b>Masa de aire:</b>		
relación que describe la distancia que los rayos solares recorren a través de la atmósfera	AM1.5	AM1.5
<b>Temperatura de celda:</b>		
temperatura de operación de la celda fotovoltaica	25 °C	No aplica
<b>Temperatura ambiente:</b>		
	No aplica	20 °C
<b>Velocidad del viento:</b>		
	No aplica	1 m/s

Cuando las celdas o módulos se asocian en serie, circula la misma corriente a través de ellas, y el voltaje resultante es la suma de los voltajes de cada uno. La curva I-V del módulo se puede obtener a partir de la curva de una celda. Para la conexión en serie, se suman las tensiones y para la conexión en paralelo se suman las corrientes. Se está suponiendo que las celdas son exactamente iguales. En caso contrario se producen efectos de desacoplamiento, en donde la corriente de las conexiones en serie es igual a la de la celda más pequeña, y el voltaje de las conexiones en paralelo corresponde a la celda con el menor voltaje.

Cuando varía la irradiancia incidente, varía también la generación de portadores, dando como resultado un cambio en la corriente y el voltaje de salida. La corriente de corto circuito varía linealmente con la irradiancia, mientras que el voltaje de circuito abierto se ve menos afectado siguiendo una dependencia logarítmica, como se observa en la Figura 2.4.



**Figura 2.5. Efecto de la irradiancia en la curva I-V de un módulo fotovoltaico de 60 celdas conectadas en serie. (SOLARTEC, 2015)**

El principal efecto del aumento de la temperatura de la celda es una reducción del voltaje en circuito abierto. La corriente de corto circuito aumenta en una proporción muy pequeña, como se observa en la Figura 2.5. La temperatura de la celda depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia, y se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$T_C = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (3)$$

siendo  $T_C$  la temperatura de la celda,  $T_a$  la temperatura ambiente,  $NOCT$  la temperatura de operación nominal proporcionado por el fabricante y  $G$  la irradiancia.

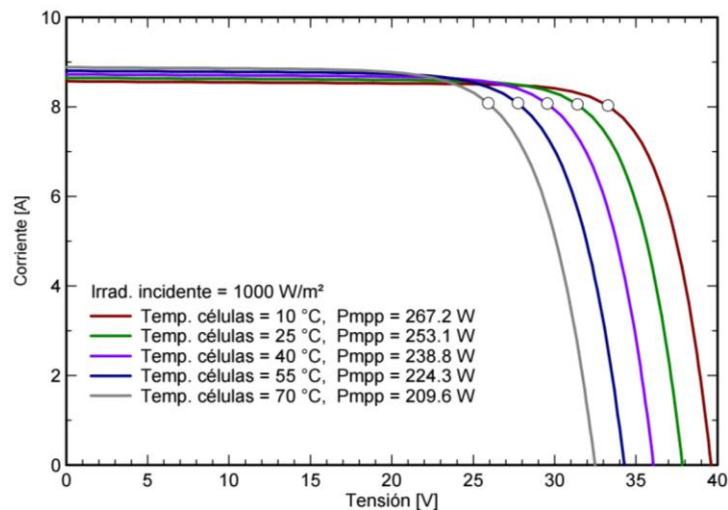


Figura 2.6 Efecto de la temperatura en la curva I-V de un módulo fotovoltaico de 60 celdas conectadas en serie. (SOLARTEC, 2015)

Las curvas I-V de los módulos fotovoltaicos nos indican la potencia instantánea en función de las condiciones de operación, que varían a lo largo del día. Esta generación es potencial y dependerá del tipo de carga al que se conecte el módulo o generador, es decir, éste puede trabajar en cualquier punto de su curva I-V y está definido por el punto de corte entre la curva I-V del generador y la curva I-V de la carga o consumo. Un sistema ideal sería aquel que aproveche la máxima potencia disponible en cada momento, esto es cuando el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia (PMP).

Se pueden utilizar dispositivos de control electrónicos para ajustar cualquier carga al punto de máxima potencia, para satisfacer cargas de gran importancia, como pueden ser una batería, un motor DC o un inversor de corriente.

## 2.4 Tipología de sistemas fotovoltaicos

Se define como sistema fotovoltaico al conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica. Estos sistemas, independientemente de su tamaño y utilización, se pueden dividir en dos categorías:

- Aislados o autónomos
- Conectados a la red

La clasificación de las aplicaciones para cada categoría de Sistemas Fotovoltaicos se puede observar en la Figura 2.6.



Figura 2.7 Clasificación de aplicaciones fotovoltaicas. Elaboración propia, 2016.

### 2.4.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red

Los sistemas aislados se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía relativamente bajos para los cuales no compensa pagar el coste de la conexión a la red, y para lo que sería difícil conectarlos debido a su posición poco accesibles. A partir de 3 km desde el punto de red resulta conveniente usar un sistema fotovoltaico (Salgado, 2007).

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados con la red eléctrica, emplean sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el generador fotovoltaico produce energía sólo en horas diurnas, mientras que la mayor demanda de

los usuarios se concentra durante la tarde y noche. Por lo tanto, el sistema fotovoltaico se dimensiona de tal manera que pueda alimentar la o las cargas y que también permita recargar las baterías. Los principales componentes de este tipo de sistemas son: el generador fotovoltaico, regulador de carga, inversor y sistema de acumulación.

Existen también otras aplicaciones aisladas de la red que no requieren de sistema de acumulación de la energía producida por medio de baterías. Son sistemas de pequeño consumo para aplicaciones en telecomunicaciones, señalización marítima y terrestre, e incluso en aplicaciones agrícolas para bombeo de agua, en donde la energía producida se almacena en forma de energía hidráulica.

Los sistemas conectados a la red, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de sol se inyecta directamente en la red eléctrica, y durante la noche u horas de poca radiación solar, la carga se alimenta de la red. Los principales componentes de este tipo de sistemas son: generador fotovoltaico, inversor y un contador de la energía bidireccional.

Las principales aplicaciones de estos sistemas son en la integración a edificios y para plantas de generación o centrales fotovoltaicas.

Los principales beneficios derivados de conectar a la red eléctrica sistemas de energía solar fotovoltaica instaladas en edificios son:

- Suavización de picos de demanda. Cuando la energía se produce durante horas pico de consumo, por lo que evita que las compañías eléctricas tengan que sobredimensionar sus instalaciones para abastecer el consumo durante estas horas.
- Reducción de costos. La energía se genera cercana a los puntos de consumo, lo que reduce las pérdidas que se originan con el transporte de la energía desde las centrales de generación eléctrica convencional hasta los usuarios.
- Fuente gratuita y renovable de energía. Actualmente en México no existe ningún impuesto al uso de la energía solar, por lo que el único gasto que se origina es el de la instalación inicial del sistema.
- Bajo mantenimiento. Los periodos de vida de los sistemas fotovoltaicos son superiores a los 20 años con reducción de potencia del 20%, los costos de mantenimiento son mínimos.



- No contamina. Las emisiones de contaminantes son muy bajas y están asociadas al proceso de fabricación de la celda y módulo fotovoltaico. Durante su periodo de vida, ayudan a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> al sustituir una fuente convencional de energía, en una proporción de 0.43 kg/kWh generado (Fronius, Fronius Solar Web, 2016).
- Proporciona al edificio de una buena imagen, al combinar tecnología, estética y ecología.

## **2.5 Diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red**

### **2.5.1 Principios generales del diseño**

El diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a red comprende:

- Conocimiento energético*, consiste en conocer la demanda energética que solicita nuestro cliente, es decir, poder determinar su consumo de energía diario, así como el tipo de tarifa eléctrica en la que se encuentra.
- Conocimiento tecnológico*, en este punto será importante saber identificar aquellos parámetros meramente técnicos como: potencia pico, voltaje en circuito abierto, corriente en corto circuito, así como corriente y voltaje en el punto de máxima potencia; coeficientes de temperatura para potencia, voltaje y corriente de los módulos fotovoltaicos con los que estemos trabajando; de manera similar tener conocimiento de los datos técnicos a la entrada y salida del inversor, y de las ampacidades que permiten los cables y las protecciones que se usarán en la instalación.
- Conocimiento geográfico*, esta parte es importante para determinar el recurso solar y las temperaturas media, máxima y mínima promedio anuales, así como las trayectorias solares, de acuerdo a la ubicación del lugar donde se implementará el sistema fotovoltaico.

Como características importantes para el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a red, es necesario analizar previamente tanto su viabilidad técnica como económica. Desde el punto de vista técnico es necesario disponer de una línea de distribución eléctrica cercana, con capacidad suficiente para la potencia fotovoltaica instalada, e identificar el punto de conexión del sistema fotovoltaico a la red. También es necesario disponer de la superficie necesaria para la potencia pico instalada, y su orientación e inclinación determinarán la generación energética. A diferencia de las instalaciones aisladas, en donde el diseño y dimensionamiento se realiza para satisfacer siempre una demanda a pesar de las condiciones

climatológicas, y la inclinación se escoge para maximizar la generación de electricidad en los meses con menor radiación, en los sistemas fotovoltaicos conectados a red se busca maximizar la generación anual de electricidad, por lo que la inclinación estará en torno a la latitud del lugar +/- 10° y libre de sombras.

La viabilidad económica viene determinada por la inversión inicial, el valor presente neto, la tasa interna de retorno, el período de recuperación y la relación beneficio-coste.

Una vez determinado el consumo energético, conocida la oferta, el recurso solar y la climatología, se procede a dimensionar el sistema fotovoltaico mediante un balance energético entre la energía consumida por las cargas, los acondicionadores de energía y el cableado; y la energía generada por el sistema. Dicho balance nos lleva a encontrar la potencia pico a instalar a través de la ecuación (4).

$$P_{pico} = \frac{E_{CL}}{R_S \times R_{global} \times \eta_{ET}} \quad (4)$$

donde  $P_{pico}$  es la potencia pico a instalar en kW;  $E_{CL}$  es la energía consumida por las cargas en kWh;  $R_S$  es el recurso solar en horas sol pico;  $R_{total}$  es el rendimiento total, el cual es el producto de los rendimientos térmico, por suciedad, envejecimiento, orientación e inclinación; y  $\eta_{ET}$  es la eficiencia eléctrica total, cuyo valor depende de la eficiencia del inversor y del cableado de la instalación. Las horas sol pico y el rendimiento térmico serán definidos más adelante.

El dimensionamiento consiste básicamente en siete pasos:

1. Determinar la demanda o consumo energético que se desea cubrir con el sistema fotovoltaico.
2. Calcular la potencia pico del sistema a instalar. A partir de la ecuación 4 se puede calcular la potencia pico necesaria para satisfacer una demanda, en donde la energía que genera el sistema fotovoltaico debe ser igual a la energía consumida por las cargas. Sin embargo, ésta potencia calculada queda también restringida al área disponible y a la disponibilidad de recursos económicos con que se cuentan para llevar a cabo la instalación fotovoltaica. Por lo que la potencia pico a instalar será aquella que satisfaga las necesidades energéticas, económicas y de superficie.
3. Selección del módulo fotovoltaico. Cumpliendo requisitos de calidad, certificación y precio.

4. Calcular el número total de módulos que conformarán el arreglo fotovoltaico. Dividiendo la potencia pico de la instalación entre la potencia pico del módulo seleccionado. En la mayoría de las ocasiones, el cálculo del número total de módulos a partir de la ecuación 5 no resulta en un número entero. El criterio para redondear a un número entero dependerá de realizar un análisis acerca de si es conveniente o no, instalar mayor potencia a la requerida por las cargas.

$$No. total de módulos = \frac{P_p(sistema)}{P_p(módulo)} \quad (5)$$

5. Elección del inversor de conexión a red. La potencia del inversor debe ser igual a la potencia del arreglo fotovoltaico. El inversor debe cumplir con valores de voltaje y frecuencia en sincronía con el punto de interconexión con la red eléctrica, debe sincronizarse generando la menor cantidad de distorsiones con la red.

6. Calcular el número de módulos en serie, para formar la cadena fotovoltaica. El número de módulos en serie se obtiene respetando el umbral de voltaje del inversor, dividiendo el voltaje nominal del inversor entre el voltaje en el punto de máxima potencia del módulo. Si el inversor no especifica un voltaje nominal, éste se puede obtener calculando el punto medio entre el voltaje máximo y el voltaje mínimo a la entrada del inversor.

$$No. de módulos en serie = \frac{V_n(inversor)}{V_{mp}(módulo)} \quad (6)$$

$$V_{nominal}(inversor) = \frac{V_{min} + V_{máx}}{2} \quad (7)$$

7. Conociendo el número total de módulos y el de módulos conectados en serie, podemos encontrar las cadenas que necesitarán ir conectadas en paralelo y así la configuración del arreglo fotovoltaico. La ecuación (6) servirá como base para el cálculo, ya que de la misma manera que para el número total de módulos, el número de módulos en serie puede no ser un número entero, por lo que se seleccionará el número conveniente de módulos, de tal manera que se encuentre una combinación de módulos en serie y en paralelo, cuya potencia sea lo más parecida a la potencia pico a instalar, y cuyo voltaje no se salga del umbral de voltaje del inversor.

8. Cálculo de ampacidad y caídas de voltaje en conductores y protecciones. Para poder cumplir con el Art. 690 de la NOM 001 SEDE 2012 y artículos afines a ésta, los conductores y sus calibres deben seleccionarse de acuerdo a los criterios normativos respecto a caídas de tensión y ampacidad. Las ampacidades permisibles en conductores están determinados en la Tabla 310-15(b)(16-17) que podemos encontrar en el Anexo 1. Las caídas de voltaje se calculan a partir de la corriente en el punto de máxima potencia que circula por el cable por medio de la ecuación 8:

$$\Delta V = \frac{1}{50} \times \frac{L}{S} \times I_{mp} \quad (8)$$

donde  $\Delta V$  es la caída de voltaje en un conductor en Volts (V),  $L$  es la longitud del conductor en metros (m),  $S$  es la sección transversal del conductor en milímetros cuadrados (mm<sup>2</sup>) e  $I_{mp}$  es la corriente en el punto de máxima potencia que circula por el conductor en Amperes (A).

La ampacidad de un conductor en corriente directa, se calculará a partir de la corriente de corto circuito que circula por el conductor por medio de la ecuación 9:

$$I_{amp} = \frac{1.56 I_{sc}}{F_C(T) \times F_C(A)} \quad (9)$$

donde  $I_{amp}$  es la ampacidad del conductor en Amperes (A),  $I_{sc}$  es la corriente de corto circuito que circula por el conductor,  $F_C(T)$  y  $F_C(A)$  son factores de corrección por temperatura y agrupamiento de conductores, respectivamente, cuyos valores están determinados en Tabla 310-15 (b)(2)(a-b) y Tabla 310-15 (b)(3)(a-c) de la NOM-001-SEDE-2012, y podemos ver en el Anexo 2.

Para calcular la ampacidad de las protecciones en el arreglo fotovoltaico, únicamente se contempla el factor de corrección por temperatura, quedando el cálculo de la siguiente manera:

$$I_{amp} = \frac{1.56 I_{sc}}{F_C(T)} \quad (10)$$

En la interacción del sistema fotovoltaico con la red eléctrica es necesario que el sistema no perturbe las condiciones de seguridad de la misma, así como inyectar energía con determinados requerimientos de calidad.

## 2.5.2 Variables ambientales y energéticas

### 2.5.2.1 Radiación solar

El conocimiento de la radiación solar es determinante tanto para conocer la energía disponible como para analizar el comportamiento de los distintos componentes que forman el sistema. Se utilizan habitualmente dos términos, irradiación, referida a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo ( $Wh/m^2$ ), e irradiancia, que se refiere a la potencia instantánea recibida ( $W/m^2$ ).

Debido a los movimientos de rotación y translación de la Tierra en torno al Sol, y debido a los efectos de difusión de la atmósfera terrestre, la irradiancia recibida en la superficie terrestre presenta unas variaciones temporales bien definidas en algunos casos (variación día/noche y verano/invierno) y estocásticas en otros (presencia de nubes). Otro efecto importante es la posición de la superficie captadora respecto de la incidencia de los rayos solares (ángulo de inclinación y orientación).

En la mayoría de las aplicaciones es necesario determinar la posición del Sol en relación a una superficie inclinada ( $\beta$ ) y orientada un ángulo de acimut ( $\alpha$ ). Para especificar la posición de un punto en la superficie de la Tierra es necesario conocer su latitud ( $\phi$ ) y su longitud (L). Para localizar la posición del Sol en la esfera terrestre en un sistema de coordenadas esféricas fijo en un punto de la Tierra, sobre una superficie horizontal y orientada al sur, es necesario determinar dos ángulos: la distancia cenital ( $\theta_{zs}$ ) o su complemento ángulo de elevación ( $\gamma_s$ ) y el ángulo acimutal ( $\psi_s$ ). Conocidos estos ángulos la posición del Sol está determinada. En un instante determinado, se puede expresar la elevación,  $\gamma_s$ , y el acimut solar,  $\psi_s$ , mediante las siguientes expresiones:

$$\cos \theta_{zs} = \text{sen } \delta \text{ sen } \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega = \text{sen } \gamma_s \quad (11)$$

$$\text{sen } \psi_s = \frac{\cos \delta \text{ sen } \omega}{\cos \gamma_s} = \frac{\cos \delta \text{ sen } \omega}{\text{sen } \theta_{zs}} \quad (12)$$

donde  $\delta$  es la declinación,  $\phi$  la latitud, y  $\omega$  el ángulo horario.

El ángulo de incidencia solar,  $\theta_s$ , sobre una superficie inclinada un ángulo  $\beta$  y orientada un ángulo  $\alpha$  respecto al sur puede obtenerse mediante la expresión:

$$\cos \theta_s = \cos \beta \cos \theta_{zs} + \text{sen } \beta \cos(\psi_s - \alpha) \quad (13)$$

La radiación incidente proveniente del Sol es razonablemente constante, con un valor de  $1367 W/m^2$ , aunque cuando alcanza la superficie de la Tierra es altamente variable debido a los procesos de absorción y dispersión de la atmósfera terrestre. Con la finalidad de estandarizar el

valor de la radiación, este se fijó en 1000 W/m<sup>2</sup>. Aunque existen varias formas de medir la radiación solar, normalmente se utilizan como instrumentos los piranómetros y las celdas de tecnología equivalente. Las celdas de tecnología equivalente o celdas de referencia ofrecen mediciones adecuadas para la evaluación de la operación de sistemas fotovoltaicos, debido a la corrección del fenómeno de respuesta espectral e incidencia angular, ya que son instalados en el mismo plano que el sistema, evitando así cálculos de la estimación de la radiación sobre superficies inclinadas a partir de datos sobre superficies horizontales. Utilizando celdas de referencia para medir la irradiancia es posible medir la potencia eléctrica de los módulos como si estuvieran en condiciones espectrales estándar. Los datos de radiación solar nos proporcionan la energía con la que el sistema dispone para la generación fotovoltaica.

### 2.5.2.2 Temperatura

Como ya se mencionó en el tema 2.3.1 de parámetros eléctricos, la temperatura tiene efectos negativos en el rendimiento de una celda, módulo o sistema fotovoltaico, reduciendo el voltaje y, por lo tanto, disminuyendo la potencia que éstos entregan. La corriente se ve ligeramente beneficiada con el aumento de temperatura. Las variaciones de los parámetros eléctricos debido a la temperatura son diferentes para cada tecnología y para cada fabricante. A dichas variaciones se les conoce como coeficientes de temperatura y podemos observar un ejemplo en la Tabla IV.

**Tabla IV. Coeficientes de temperatura del módulo S60PC de Solartec. SOLARTEC, 2016.**

Parámetro	Coeficiente de temperatura	Coeficiente de temperatura porcentual
V <sub>OC</sub> (β)	-0.12 V/°C	-0.33 %/°C
I <sub>SC</sub> (α)	0.0054 A/°C	0.062 %/°C
P <sub>M</sub> (δ)	-1.125 W/°C	-0.45 %/°C

Es responsabilidad del fabricante del MFV proporcionar los coeficientes de temperatura para la tensión, corriente y potencia. A partir del coeficiente de temperatura para la potencia máxima, se puede obtener el rendimiento térmico (R<sub>T</sub>) del módulo o celda fotovoltaica. El rendimiento térmico de un módulo fotovoltaico es la fracción de la potencia máxima que el MFV entrega cuando éste se encuentra operando a una temperatura superior a la temperatura a condiciones estándar de prueba, es decir, a 25° C, y la podemos calcular a partir de la ecuación 14:

$$R_T = 100\% - \Delta T(|\delta|) \quad (14)$$

donde  $R_T$  es el rendimiento térmico,  $\Delta T$  es la diferencia entre la temperatura de operación de la celda,  $T_C$ , y la temperatura de la celda a STC (25 °C) y  $\delta$  es el coeficiente de temperatura para la potencia máxima.

### 2.5.2.3 Irradiación

La irradiación,  $H$ , se define como la energía de la radiación electromagnética que incide sobre una superficie durante un período de tiempo y se obtiene a partir de la integración de la curva de la irradiancia,  $G$ , con respecto del tiempo, mediante la ecuación 15:

$$H = \int G(t)dt \quad (15)$$

La magnitud de la irradiación, se puede obtener por diferentes herramientas. Calculando el área bajo la curva de valores medidos de radiación a través de operaciones matemáticas o con la ayuda de programas de computadora. Además, existen bases de datos que contienen información a partir de estaciones solarimétricas con varios años de mediciones.

Para obtener información de la energía que un sistema fotovoltaico puede transformar en energía eléctrica, se utiliza el término de hora sol pico, la cual es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup> y se puede obtener mediante la ecuación 16:

$$HSP = \text{Irradiación (Wh/m}^2\text{)}/1000 \text{ W/m}^2 \quad (16)$$

### 2.5.2.4 Requerimientos de seguridad y protecciones

La incorporación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, no debe suponer ningún riesgo añadido para las personas, equipos, la red eléctrica ni a otros usuarios. La instalación eléctrica ha de cumplir como mínimo las indicaciones de las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente, emitidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), mediante la resolución Núm. RES/119/2012 del 22 de Mayo de 2012, los contratos de interconexión al SEN emitidos mediante la resolución Núm. RES/054/2010 del 8 de abril de 2010, y la especificación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), G0100-04: "Interconexión a la Red Eléctrica de Baja Tensión de Sistemas Fotovoltaicos con capacidad de hasta 30 kW".

Los sistemas fotovoltaicos interconectados al SEN tienen como función generar electricidad con la energía solar en el punto de consumo, acondicionarla para su conexión en paralelo con el SEN y en su caso, consumirla por las cargas eléctricas locales y/o el excedente enviarlo a la red de distribución local. Dichos sistemas están constituidos por un generador fotovoltaico, un acondicionador de energía o inversor y un sistema de seguridad que permiten generar electricidad de una manera segura, confiable y duradera. Y para esto, las partes y componentes que constituyen al sistema, así como la instalación civil y estructural, deben cumplir requisitos de calidad, seguridad y durabilidad.

Los requerimientos generales de cada uno de los componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red son los siguientes (Sánchez Juárez, 2013):

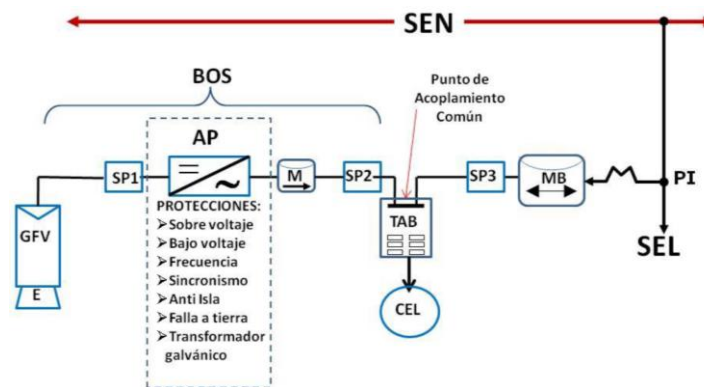


Figura 2.8 Diagrama de bloques de un generador fotovoltaico conectado a la red (Sánchez Juárez, 2013).

### Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos, independientemente de la tecnología fotovoltaica del que estén ensamblados, deben ser nuevos, tener placa de identificación original indicando: especificaciones eléctricas, fabricante, marca, modelo, clase y número de serie. Si tienen marco metálico, este debe ser de aluminio anodizado. En caso de que el módulo este encapsulado en vidrio, éste debe ser del tipo templado. Deben tener caja de conexiones para intemperie del tipo IP65 (a prueba de lluvia y polvo según norma IEC 60529), con las terminales de salida debidamente marcadas identificando la terminal negativa y la positiva. Si tiene cables de salida, estos deben ser adecuados para intemperie marcados como resistentes a la luz solar, clase II. El calibre debe corresponder a la capacidad de conducción calculada en términos de la corriente de corto circuito del módulo (1.56 la corriente de corto circuito del módulo bajo condiciones estándar de prueba). Estar marcados identificando la terminal positiva y negativa. Tener conectores rápidos para intemperie con las



siguientes características mínimas: sistema de bloqueo, tensión eléctrica de aislamiento mínimo 600 V, temperatura de operación hasta de 90°C, protección para el enchufado IP65 o superior, y estar certificados bajo estas características (por ejemplo, conectores del tipo MC4 o MC3) u otro equivalente.

Si el marco del módulo es metálico, debe tener una indicación clara del sitio destinado para la puesta a tierra del mismo. La palabra *Tierra* puede usarse con este propósito, o bien el símbolo ( $\equiv$ ). Los módulos de silicio cristalino deben tener diodos de paso dentro de la caja de conexiones para reducir el efecto del sombreado parcial, los que deben ser provistos por el fabricante del módulo. Los módulos deben estar certificados por un organismo nacional de certificación, así como contar con el informe de pruebas emitido por un laboratorio de pruebas que sea acreditado bajo ISO/IEC 17025. La verificación del certificado será por medio de la página web [www.iecee.org](http://www.iecee.org). La placa de identificación debe tener el sello del organismo de certificación que certifica las características y seguridad del producto.

Ya que los SFV-CR se diseñan con voltajes mayores de 50 V y potencias mayores de 240 W, los módulos a instalar deben tener certificación Clase A para satisfacer los requerimientos de seguridad Clase II; y estar certificados como Clase C para riesgos de propagación de incendios.

#### Estructura de soporte

Será responsabilidad del proveedor que la estructura y la cimentación para el arreglo fotovoltaico sean diseñadas y construidas con materiales apropiados para evitar que, bajo condiciones de trabajo, presenten corrosión, deformaciones mecánicas, hundimientos, fallas de cimentación y problemas relacionados con la aerodinámica del arreglo. Se requiere que la estructura y cimentación tengan una vida útil de 20 años como mínimo. Pueden ser fijas o con seguimiento solar (uno o dos ejes). Debe estar orientada tal que la “cara” o superficie activa de los módulos este hacia el sur verdadero  $\pm 5^\circ$ . Ser de metal: aluminio anodizado o acero inoxidable, o bien, acero al carbón galvanizado en caliente o acero al carbón con un recubrimiento anticorrosivo y pintura acrílica anticorrosiva. Puede contar con un sistema de ajuste  $\pm 15^\circ$  de acuerdo a la latitud del lugar, en caso de no contar con seguimiento solar.

Para estructuras fijas, sin seguimiento, la inclinación del arreglo fotovoltaico debe ser igual a la latitud del lugar  $\pm 5^\circ$  que es considerado el ángulo de diseño que maximiza la energía producida al año. La estructura se puede instalar sobre el terreno (suelo o piso) o sobre el techo o

loza de una edificación. En ambos casos, los puntos de apoyo deben estar cimentados. La altura de la parte más baja del arreglo, no debe ser inferior a 60 cm referenciado al nivel del terreno para permitir la ventilación de los módulos. Se debe garantizar que el techo o la estructura de la edificación no cederá a la carga estática producida por el peso de los módulos y la carga dinámica producida por la presión del viento sobre la geometría del arreglo, la cual no debe superar los 2400 Pa.

### Conductores eléctricos

Todo el cable que se use en la instalación fotovoltaica debe ser de cobre trenzado clase B, de preferencia con doble aislamiento. El cable conductor debe tener aislante certificado para 600 Volts o superior y contar con certificación NOM-063-SCFI vigente. Todo cable conductor expuesto a la intemperie, debe estar certificado para ser expuesto a la radiación solar. En los circuitos de salida fotovoltaica la ampacidad o capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor de 1.56 veces la corriente de corto circuito,  $I_{sc}$ , del módulo o arreglo fotovoltaico, y dividirlo, en su caso, por los factores de corrección por temperatura y agrupamiento de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012.

En el circuito de salida del inversor, la capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor de 1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor. Todo cable conductor que no sea para intemperie y que no sea resistente a la luz solar debe estar contenido en tubería conduit adecuada al tipo de instalación y a las condiciones ambientales. El tipo de cable conductor para el cableado en general, no expuesto a la intemperie, debe ser seleccionado con aislante a 90°C. El calibre de los conductores del circuito del generador fotovoltaico a la caja de combinación debe ser seleccionado para evitar una caída de tensión no mayor al 1%. El calibre de los conductores del circuito de salida fotovoltaico hacia el inversor debe ser seleccionado para evitar una caída de tensión no mayor al 1%. El calibre de los conductores del circuito de salida del inversor hacia el tablero de distribución debe ser seleccionado con una caída de tensión no mayor al 2%.

### Inversor

El Inversor o acondicionador de potencia debe satisfacer los requerimientos exigidos en la Especificación CFE G0100-04 contemplada en los requisitos técnicos para la interconexión entre una fuente de energía distribuida en pequeña o mediana escala y el SEN. Tener una eficiencia igual

o mayor del 95% a la potencia nominal del sistema. Tener una placa de identificación que incluya información de la marca, modelo, especificaciones, fabricante o importador responsable. Tener la capacidad para el manejo de energía de acuerdo al diseño del sistema fotovoltaico. La potencia de salida del inversor no debe ser menor a la potencia de operación del arreglo fotovoltaico (potencia generada cuando los módulos están calientes). Debe contar con un gabinete con grado de protección IP54 si su uso es en interiores o IP65 o superior si es para uso en intemperie.

La Tensión de salida del inversor debe ser aquella a la que el usuario tiene contratada su suministro. El inversor puede ser monofásico o bifásico si la potencia nominal del sistema fotovoltaico no excede de 10.0 kW; y debe ser trifásico si la potencia nominal del sistema es superior a 10.0 kW. El inversor no debe ser una fuente de inyección de corriente directa hacia la red de corriente alterna del SEN por lo cual debe tener a su salida un transformador que provea un medio de aislamiento galvánico. El valor máximo permisible es de 0.5% de la corriente de salida nominal del inversor.

#### Desconectores

De acuerdo a la NOM 001-SEDE 2012, se requiere de un medio de desconexión para abrir los conductores eléctricos no aterrizados en todas las fuentes de energía. En consecuencia, todos los sistemas fotovoltaicos conectados a la red deben tener medios de desconexión en los circuitos de salida del generador fotovoltaico o entrada del inversor, y salida del inversor, como un sistema de protección para seguridad del usuario; es decir, tanto el circuito de salida fotovoltaica como el del inversor deben satisfacer dicho requerimiento.

Los desconectores pueden ser interruptores de cuchilla, interruptores termo magnéticos, o interruptores de palanca y deben seleccionarse de acuerdo al tipo de corriente a manejar (corriente alterna o corriente continua). Deben ser del tipo de interrupción con carga para corriente continua; debiendo ser bipolares para interrumpir efectivamente tanto el conductor positivo como el conductor negativo. Para Corriente Alterna se recomienda que el desconector sea multipolar (más de dos polos) para evitar el arqueo eléctrico.

La conexión del circuito de salida del inversor en el punto de acoplamiento común, que se sugiere sea en el tablero de distribución general, debe hacerse a través de un medio de desconexión. Los medios de desconexión deben estar contenidos en una caja con grado de protección de acuerdo a su ubicación; interior IP54 (NEMA tipo 2) o exterior IP65 o superior. La

capacidad de conducción de los medios de desconexión debe seleccionarse de acuerdo a la norma NOM 001 SEDE 2012; es decir: en el circuito de salida de la fuente fotovoltaica con una amplitud de 1.56 veces la corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico; y en el circuito de salida del inversor, con un valor de 1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor.

#### Protección contra descargas atmosféricas

El circuito de salida fotovoltaica debe tener instalado un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas. La protección contra descargas atmosféricas debe estar ubicada físicamente en la caja que contiene al medio de desconexión del circuito de salida fotovoltaica, es decir, en la caja de combinación. El dispositivo de protección contra descargas atmosféricas debe instalarse antes del medio de desconexión principal del circuito de salida fotovoltaico. Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema FV del circuito de salida está aterrizado, ambos conductores deben tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas. Si uno de los conductores de electricidad está puesto a tierra en la terminal de puesta a tierra de la caja de desconexión, el otro conductor debe tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas.

El dispositivo contra descargas atmosféricas debe seleccionarse de tal forma que actúe a una tensión eléctrica mayor que 1.25 la tensión eléctrica a circuito abierto de la fuente fotovoltaica bajo condiciones de temperatura ambiente local mínima anual, con una capacidad mínima de 5kA.

#### Protección contra corrientes de retorno

En sistemas que incluyan más de dos módulos o cadenas de MFV en paralelo, se debe de instalar un dispositivo protector contra corrientes de retorno en cada panel o cadena que pueden provenir del punto de conexión en paralelo hacia módulos sombreados o fallas a tierra en un panel. El dispositivo protector contra corrientes de retorno puede ser un fusible o un interruptor termomagnético bidireccional, o una combinación de ambos. Se puede usar un diodo de silicio que bloquee las corrientes de retorno, por lo que se le conoce como diodo de bloqueo.

El dispositivo protector contra corrientes de retorno debe instalarse en el circuito de salida de cada módulo o cadena fotovoltaica conectada en paralelo. En sistemas fotovoltaicos con un conductor de corriente aterrizado, el otro conductor debe tener la protección contra corrientes de retorno. En sistemas fotovoltaicos flotantes (no aterrizados), ambos conductores de corriente

deben tener la protección contra corrientes de retorno. La capacidad de conducción del dispositivo contra corrientes de retorno debe seleccionarse tal que su corriente nominal sea igual al valor estipulado por el fabricante del módulo fotovoltaico, en la etiqueta de identificación, como *fuse rating*; y en caso de que no lo indique, o bien que se tengan varios subarreglos conectados en paralelo, mayor que 1.5 pero menor que 2.4 veces la corriente de corto circuito bajo condiciones estándar de prueba del módulo, o cadena o arreglo fotovoltaico que está protegiendo, a una tensión de 1.25 veces la tensión eléctrica a circuito abierto del mismo.

### Sistema de tierra

El generador fotovoltaico debe contar con un sistema de tierra con una resistencia no mayor a 25 Ohms según se especifica en el Art. 250-84 de la NOM 001-SEDE 2012. El Sistema de tierra puede componerse de uno o varios electrodos de puesta a tierra y conductores de puesta a tierra. Toda fuente de energía fotovoltaica de más de 50 volts de dos conductores (positivo y negativo), debe tener un conductor puesto a tierra sólidamente, según lo indica en Art. 690-41 de la NOM 001-SEDE 2012. Todas las partes metálicas del sistema fotovoltaico, desde los marcos de los módulos, la estructura, las envolventes de los equipos (controlador y/o inversor), cajas de conexión o de paso, deben colocarse a tierra mediante un conductor de puesta a tierra sin importar la tensión eléctrica. El electrodo de puesta a tierra, puede ser una varilla de acero cobrizada del tipo Copper Weld de 5/8" de diámetro y 3 m de longitud enterrada de manera vertical por lo menos 2.4 m, una estructura metálica de un edificio si éste está puesto a tierra eficazmente, un electrodo empotrado en concreto o cualquier elemento metálico enterrado, varilla, tubería, placa, o combinación de ellas, que no sea de aluminio, cuya resistencia a tierra no sea mayor a 25 Ohms según se especifica en el Art. 250-84 de la NOM 001-SEDE 2012.

Los materiales de los conductores de puesta a tierra pueden ser de cobre o de cualquier material resistente a la corrosión. El conductor puede ser: alambre o cable, aislado, forrado o desnudo; y debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones. Si el conductor de puesta a tierra está forrado, el color del forro de aislamiento debe ser verde, o verde con franjas amarillas. En circuitos de corriente directa, el calibre del conductor de puesta a tierra no debe ser inferior al calibre del conductor que tiene la mayor capacidad de conducción (cable más grueso). En ningún caso menor a 8.37 mm<sup>2</sup> de sección transversal (calibre 8AWG) para conductores de cobre.

### Conductores eléctricos

Los colores de aislamiento en los conductores, tanto para sección en corriente alterna como en corriente directa deben satisfacer lo requerido por la Norma NOM 001-SEDE 2005: Corriente directa: negro o rojo para el positivo; blanco para el negativo. Corriente alterna: para la fase, cualquier color excepto blanco, gris claro, o verde; para el neutro, blanco o gris claro. Para el conductor de puesta a tierra: se permite el uso de conductores sin aislamiento, o con aislamiento color verde o verde con franja amarilla.

### Caja de combinación

Todos los dispositivos de protección deben contenerse dentro de una caja de conexiones, de combinación o desconexión. Las cajas de empalme, combinación, etc., colocadas a la intemperie deben ser como mínimo del tipo IP65 y estar certificadas para tal efecto. Las cajas de conexiones deben instalarse de forma segura y en sitios accesibles. Todas las cajas de conexión deben sellarse de manera que se evite la entrada de humedad, agua, polvo, insectos o agentes extraños. Se debe conservar la hermeticidad IP65.

Las entradas de cables o tubería conduit a las cajas de conexión deben quedar selladas usando los conectores apropiados para ellos. Se debe conservar la hermeticidad IP65. Exceptuando por la barra o bus para tierra física, todos los aditamentos o elementos de empalme, de seguridad, etc., que estén contenidos en la caja de desconexión deben estar montados sobre una base aislante certificada para una tensión 1.25 veces mayor que la tensión de corto circuito del generador fotovoltaico, con temperatura de operación de 75°C o mayor.

### Sistemas de medición

Todos los sistemas fotovoltaicos conectados a la red deben tener por lo menos un sistema de medición de energía (wattorímetro) para monitorear la energía producida y/o consumida por el usuario, del tipo bidireccional. Bajo el esquema de interconexión al SEN, el contrato de interconexión exige que el usuario instale un sistema de medición de energía, del tipo bidireccional, a través del cual se cubrirá la facturación correspondiente por el consumo eléctrico. Este medidor Bidireccional debe instalarse entre el punto de interconexión y el tablero de distribución. En ésta trayectoria debe haber un Sistema de Protección que permita aislar el SEN del generador fotovoltaico.

Debe ser un Medidor electrónico clase 15 de 100 amperes o clase 30 de 200 amperes, según corresponda a la carga y tipo de medición del cliente. Puede ser de 1, 2 o 3 fases y rango de 120 a 480 Volts, base tipo "S", formas 1S, 2S, 12S o 16S de acuerdo a la acometida y contrato de servicio. La clase de exactitud de 0.5% de acuerdo a la especificación de CFE GWH00-78, con medición de kWh bidireccional.

### Monitoreo

Se recomienda que el sistema fotovoltaico conectado a la red cuente con un sistema de monitoreo de energía, adicional al que podría incluir el inversor, que permita cuantificar la energía que se produce para conocer el desempeño energético del sistema o para fines estadísticos.

### Señalización

La instalación fotovoltaica debe tener impresa, en algún sitio cercano a ella, el diagrama simple o de bloques del sistema instalado con la información de las características eléctricas que incluya, es decir, las características eléctricas bajo condiciones estándar de prueba tales como potencia pico, tensión a circuito abierto, la corriente de corto circuito, tensión y corriente para la máxima potencia; con respecto al inversor (o inversores): potencia nominal, tensión y corriente nominal, el número de fases.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red instalados sobre el suelo, al alcance del usuario, debe tener un cerco perimetral que no permita el acceso a personas no especializadas a la instalación. Todas las instalaciones fotovoltaicas deben tener señalizaciones de seguridad Y alerta que indiquen el riesgo de choque eléctrico que conlleva cada circuito eléctrico.

## **2.6 Rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red**

La evaluación de la producción y el rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red, comprende 4 parámetros, referidos a un año o mensuales, los cuáles indican la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, y sirven para estimar la energía anual producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red o para evaluar el rendimiento de un sistema ya instalado. Los parámetros para medir el rendimiento son:

Productividad de referencia o *Reference Yield*,  $Y_R$ , definido como la irradiación solar incidente en el plano del generador fotovoltaico,  $G_a(\beta)$ , expresada en kWh/m<sup>2</sup>, respecto de la radiación nominal  $G_{STC}$  de 1 kW/m<sup>2</sup>.

$$Y_R = \frac{G_a(\beta)}{G_{STC}} \quad (17)$$

Productividad del generador fotovoltaico o *Array Yield*,  $Y_A$ , definida como la energía producida por el generador fotovoltaico,  $E_{DC}$ , respecto de la potencia nominal instalada,  $P_{STC}$ , expresada en unidades de kWh/kWp.

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{STC}} \quad (18)$$

Productividad final o *Final Yield*,  $Y_F$ , definida como la energía útil producida por el sistema en un cierto período de tiempo, es decir, la energía que es inyectada a la red,  $E_{AC}$ , por unidad de potencia instalada, expresada en kWh/kWp.

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (19)$$

El rendimiento global del sistema, *PR* o *Performance Ratio*, se define como un factor de rendimiento anual que considera las pérdidas energéticas que tiene el sistema y compara la energía que el sistema entrega a la red,  $E_{AC}$ , con respecto a la energía máxima que este podría inyectar a la red, que es igual a la energía técnica máxima generada,  $E_{técmaxgen}$ . La energía técnica máxima que el sistema podría generar se calcula contemplando los factores de pérdidas que de ninguna manera se podrían evitar, como el efecto de la temperatura, por lo que el rendimiento global del sistema da posibilidad a la optimización de la instalación.

$$PR = \frac{E_{AC}}{E_{técmaxgen}} \quad (20)$$

## 2.7 Normatividad y legislación

Para los efectos de garantizar la calidad, funcionalidad, eficiencia y durabilidad de la instalación fotovoltaica conectada a la red, se observarán en todo momento, desde el proceso de adquisición de los equipos hasta la ejecución de la obra, y que han sido utilizadas en este trabajo, las siguientes normas y especificaciones, las cuales son normas mexicanas que cuentan con sus equivalentes normas internacionales y europeas (Conuee, 2014):

- NOM 001-SEDE 2012 Instalaciones Eléctricas (utilización), publicada en el DOF el 29 de noviembre de 2012, entrando en vigor a partir del 29 de mayo de 2013.
- NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida.



- NMX-J-643/1-ANCE-2011 (IEC 60904-1) - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 1: Medición de la característica corriente-tensión de los dispositivos fotovoltaicos.
- NMX-J-643/2-ANCE-2011 (IEC 60904-2) - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia.
- NMX-J-643/3-ANCE-2011 (IEC 60904-3) - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 3: Principios de medición para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres (FV) con datos de referencia para radiación.
- NMX-J-643/5-ANCE-2011 (IEC 60904-5) - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de tensión de circuito abierto.
- NMX-J-643/7-ANCE-2011 (IEC 60904-7) - *Dispositivos fotovoltaicos-Parte 7: Cálculo de la corrección del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos.*
- NMX-J-643/10-ANCE-2011 (IEC 60904-10) - *Dispositivos fotovoltaicos-Parte 10: Métodos de mediciones lineales.*
- NMX-J-643/11-ANCE-2011 (IEC 60891) - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 11: Procedimientos para corregir las mediciones de temperatura e irradiancia de las características corriente-tensión.
- NMX-J-643/12-ANCE-2011 (IEC 61836) - Dispositivos fotovoltaicos-Parte 12: Términos, definiciones y simbología.
- NMX-J-618/1-ANCE-2010 (IEC 61730-1) – Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Requisitos generales para construcción.
- NMX-J-618/2-ANCE-2012 (IEC 61730-2) – Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Requisitos para pruebas.
- NMX-J-618/4-ANCE-2012 (IEC 61215) - Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 4: Requisitos para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino-Calificación del diseño.
- NMX-J-618/6-ANCE-2012 (IEC 61345) - Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 6: Método de prueba UV (ultravioleta) para módulos fotovoltaicos.
- NMX-J-655/1-ANCE-2012 (IEC 61853-1) – Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Mediciones de desempeño para irradiancia, temperatura y energía en módulos fotovoltaicos.

- NMX-J-655/2-ANCE-2012 (IEC 61683) - Desempeño y eficiencia en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Acondicionadores de energía-Procedimiento para la medición de la eficiencia.
- *PROY-NMX-ES-002-NORMEX-2006*: Energía solar definiciones y terminología. Esta Norma Mexicana pretende homogeneizar el lenguaje utilizado dentro del ámbito de la energía solar y sus aplicaciones para evitar confusiones en conceptos y nombres usados en la práctica. Establece los vocablos, definiciones y simbología del lenguaje utilizado en la investigación que unifique el ámbito científico y técnico.
- *PROY-NMX-J-618/2-ANCE-2011*: Requisitos para pruebas de evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos.
- CFE G0100-04, "Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW.
- Resolución Num. RES/054/2010: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala, y sustituye el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala por el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala.
- Resolución Num. RES/119/2012: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide Las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisarios con Fuentes de Energía Renovable o Cogeneración Eficiente.

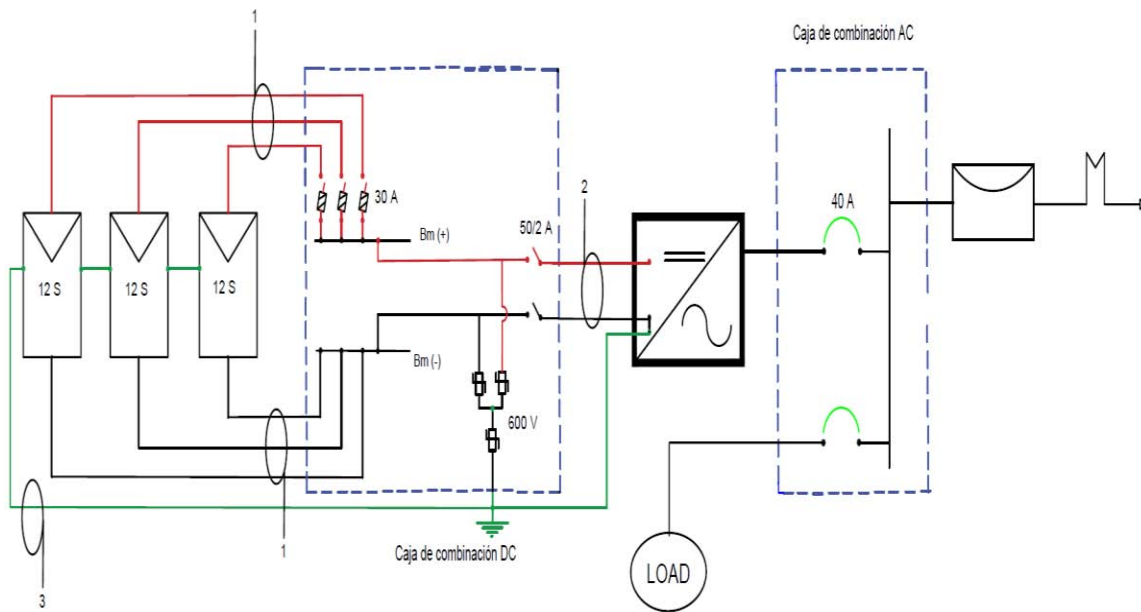
## **CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA**

### 3.1 Descripción del sistema fotovoltaico conectado a la red

El trabajo consistió en realizar un análisis del rendimiento energético de un sistema fotovoltaico de 27 kW conectado a la red, durante un período de 11 meses, desde enero hasta diciembre de 2016.

El SFV-CR cuenta con una capacidad instalada de 27 kW dividido en 3 arreglos de 9 kW cada uno, y cada arreglo forma un circuito eléctrico independiente de los otros dos. Cada arreglo se compone de tres cadenas en paralelo de 12 módulos de la marca Solartec modelo S60PC de 250 W conectados en serie, dando un total de 108 módulos, cuya ficha técnica podemos ver en el Anexo 3 y el diagrama bifilar de la instalación eléctrica de un arreglo del sistema se observa en la Fig. 3.1.

El diagrama bifilar eléctrico del sistema completo se observa en el Anexo 4.



*Fig. 3.1 Diagrama bifilar de un arreglo del sistema fotovoltaico en CeMIAgro, Emiliano Zapata, Morelos. Elaboración propia, 2016.*

Las características eléctricas de cada módulo, cadena y arreglo fotovoltaico se muestran en la Tabla V.

Los módulos se encuentran instalados con un ángulo de inclinación de 10° debido a requerimientos del propietario, con la intención de que el sistema no estuviera expuesto a cargas mecánicas originadas por el viento ni fuera muy visible desde el exterior del edificio.

**Tabla V. Características eléctricas de un módulo, cadena y arreglo fotovoltaico del SFV-CR del CeMIAgro**

	Módulo FV	Cadena FV 12 S	Arreglo FV 12 S x 3 P
$P_p$ (W)	250	3000	9000
$V_{CA}$ (V)	37.85	454.2	454.20
$I_{CC}$ (A)	8.65	8.65	25.95
$V_{mp}$ (V)	30.12	361.44	361.44
$I_{mp}$ (A)	8.30	8.3	24.90

Están montados sobre una estructura diseñada específicamente para éste sistema fotovoltaico con postes de acero al carbón y rieles de aluminio anodizado de la marca PLP, cuyos detalles se pueden observar en la Fig. 3.3, y se encuentran sobre el techo del edificio de las oficinas de Gobierno del Centro Morelense de Innovación Agropecuaria (CeMIAgro) en la ciudad de Emiliano Zapata, Morelos, con una latitud norte de  $18.8^\circ$  y longitud oeste de  $99.2^\circ$ , ocupando un área de  $177.72 \text{ m}^2$  y fue instalado a través del Fondo Institucional de Fomento Regional para el Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación (FORDECYT) con la colaboración del Instituto de Energías Renovables dentro del proyecto “Estudio sobre el uso de la energía solar en aplicaciones residenciales, industriales y comerciales en diferentes estados del país” que tiene como finalidad demostrar que el uso de las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar, puede ser viable y tener un impacto positivo en la economía, en el medio ambiente y en la sociedad en su conjunto.



a)

b)

*Fig. 3.2 Ubicación del Sistema Fotovoltaico del CeMIAgro. a) Vista aérea del CeMIAgro. b) Área destinada para el sistema fotovoltaico*

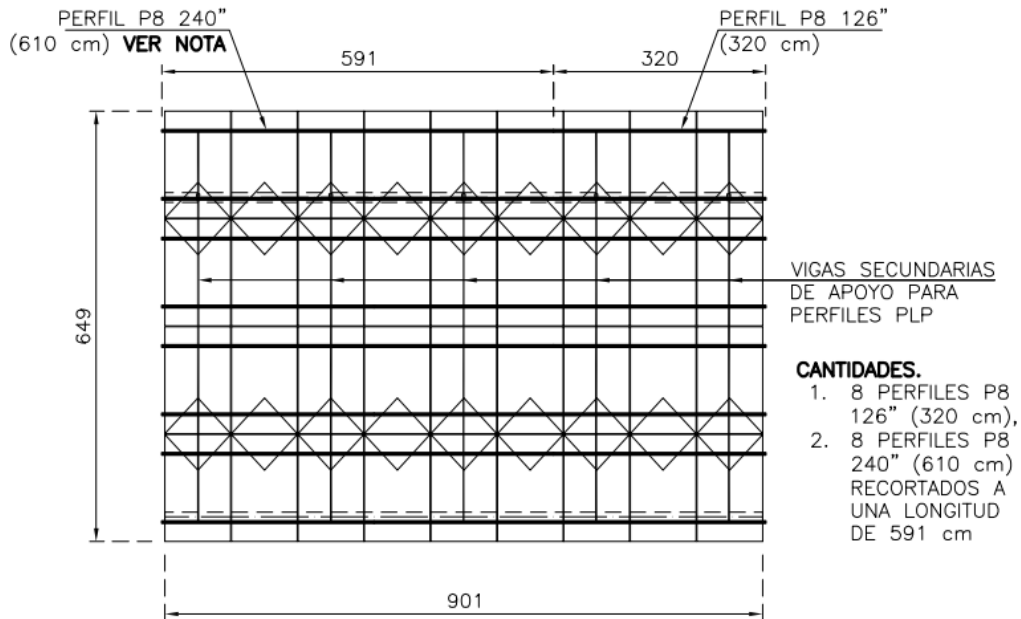
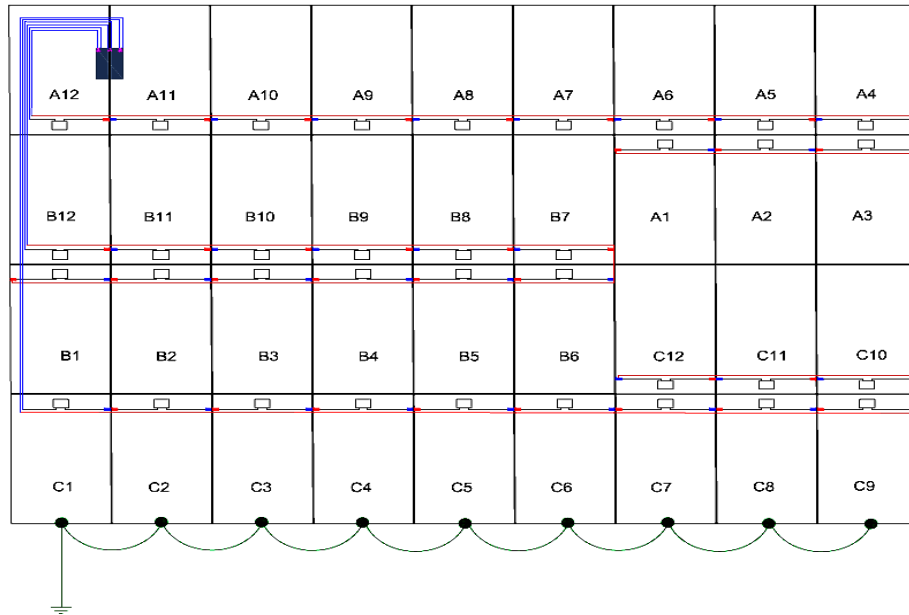


Fig. 3.3 Detalles de la estructura de soporte de cada arreglo fotovoltaico del sistema



Fig. 3.4 Montaje de la estructura de los módulos fotovoltaicos

Como se puede observar en la Fig. 3.2 (b), se contaba con un espacio limitado para realizar la instalación de los módulos, por lo que están acomodados mecánicamente en una distribución de 9 x 4 módulos en posición vertical por cada arreglo, y la conexión eléctrica de los módulos es la misma para cada uno de los tres arreglos, cuyo diagrama de conexión observamos en la Fig. 3.5. y el diagrama de conexión del sistema completo se observa en el Anexo 5. Los módulos se encuentran etiquetados como se observan en la figura, identificando módulo, cadena y arreglo del sistema.



*Fig. 3.5 Diagrama de conexión de un arreglo del sistema fotovoltaico del CeMIAgro*

La conexión eléctrica entre módulo y módulo se realizó utilizando el propio cable de cada dispositivo, el cual es un cable solar de 4 mm<sup>2</sup> de sección transversal y cuenta con conectores MC4. Para evitar la formación de bobinas dentro del sistema, se utilizaron cables de retorno, indicado con el cable rojo en la Figura 3.5, siendo éste un cable de 6 mm<sup>2</sup> de sección transversal, además de cables extensiones desde las terminales positiva y negativa de cada cadena hasta la caja de combinación, también de 6 mm<sup>2</sup> de sección transversal, identificado con el color rojo en la Figura 3.5. Los arreglos fotovoltaicos que comprenden el sistema ya instalado se observan en la Fig. 3.6.



*Fig. 3.6. Sistema fotovoltaico interconectado a la red en las instalaciones del CeMIAgro.*

Se utilizó una caja de combinación por cada arreglo fotovoltaico, de la marca Legrand con grado de protección IP65 para uso a la intemperie, dentro de la cual se lleva a cabo la conexión en paralelo de las tres cadenas que componen el arreglo, cuya distribución de componentes se observa en la Fig. 3.7. La caja se encuentra mecánicamente fija a la estructura de los arreglos y está colocada debajo de los módulos fotovoltaicos.



*Fig. 3.7 Caja de combinación de los arreglos fotovoltaicos del sistema*

Dentro de las cajas de combinación se cuenta con 4 tipos de componentes eléctricos diferentes, seleccionados de acuerdo a la ampacidad requerida para el circuito de salida de cada cadena, 14.05 ampere (cable monopolar, al aire debajo del módulo, con un factor de corrección por temperatura de 0.96) y para el circuito de salida de cada arreglo, con 3 cadenas conectadas en paralelo.

El primero es un fusible con porta-fusible desconector modelo PV-15A10F con una capacidad de 15 Amperes, uno por cada cadena de cada arreglo, que funciona como protección contra sobre-corrientes provenientes de alguna falla en el circuito eléctrico.

Se utiliza únicamente en los conductores positivos debido a que el sistema se encuentra aterrizado, es decir, las terminales negativas se encuentran intencionalmente conectadas a tierra y, funcionan de tal manera que, en caso de mantenimiento o falla, se pueda aislar o desconectar una cadena a la vez, sin tener que desconectar el arreglo completo.



El segundo elemento es un block de distribución modelo PDBFS330 utilizado para recibir los conductores eléctricos y llevar a cabo la conexión en paralelo de las tres cadenas del arreglo fotovoltaico de manera segura, ya que la ampacidad se triplica en este punto.

El tercer componente es un varistor modelo BPM300YPV como sistema de protección contra descargas atmosféricas, tanto en el conductor positivo como en el negativo.

Finalmente, se cuenta con un desconector termomagnético modelo PLSM-C50/2 como protección contra fallas en el circuito, así como medio de desconexión del arreglo fotovoltaico completo en caso de falla o mantenimiento.

Añadido a todos los componentes antes mencionados, se cuenta con un bus metálico para recibir los conductores eléctricos negativos, así como los conductores de la puesta a tierra.

El sistema de puesta a tierra contempla conductores de puesta a tierra para los marcos de cada uno de los módulos del sistema fotovoltaico, para las estructuras de soporte de los módulos, para las cajas de combinación, de tal manera que forman un solo sistema con el conductor de tierra de los inversores y con el conductor de tierra del circuito eléctrico de las cargas del edificio.

Para la interconexión con la red, por cada arreglo fotovoltaico se tiene un inversor trifásico de 10 kW de potencia de la marca Fronius modelo IG Plus V 10.0-3 Delta, con una eficiencia de conversión CD/CA máxima de 96.2%. Las especificaciones técnicas del inversor las podemos ver en el Anexo 7. Los inversores se encuentran empotrados sobre la pared, como se observa en la Fig. 3.8 y cuentan con protección IP 64, que lo protege contra la lluvia. Los inversores tienen un display que nos proporciona información en tiempo real y acumulado de la potencia pico, voltaje y corriente, directa y alterna, frecuencia, CO<sub>2</sub> evitado y datos económicos de la instalación.

Los inversores instalados tienen integrado un transformador, razón por la cual la tipología eléctrica de cada AFV es puesto a tierra; es decir, se ha aterrizado intencionalmente el conductor negativo a tierra.



*Fig. 3.8 Inversores IG Plus V 10.0-3 Delta del sistema*

Se cuenta con un sistema de monitoreo y adquisición de datos en tiempo real de las variables eléctricas por cada inversor de la marca Fronius. Este sistema mide y registra los datos en intervalos de 5 min.

Las variables que se midieron para cada arreglo fotovoltaico de manera independiente, en corriente directa, son: potencia, voltaje, corriente y energía generada. A la salida del inversor, en corriente alterna se midieron: potencia inyectada a la red, energía inyectada a la red, voltaje y corriente.

Además, se agregó un sistema de sensores de variables ambientales integrados en una caja de sensores, también de la marca Fronius, que miden la radiación en el plano de los módulos a través de una celda de referencia con una precisión de  $\pm 5\%$ , la temperatura ambiente con un sensor modelo PT1000 con precisión de  $\pm 0.8^\circ\text{C}$ , la temperatura del módulo situado por debajo de éste midiendo con una precisión de  $\pm 0.8^\circ\text{C}$  y la velocidad del viento a través de un anemómetro de copa con precisiones del  $\pm 5\%$  (Fronius, 2016). La posición de los sensores la podemos ver en la Figura 3.9. Para ver el resto de las especificaciones de los sensores vaya a Anexo 6.



a)



b)



c)



d)

*Fig. 3.9 Sensores de parámetros ambientales del sistema de monitoreo. a) Celda de referencia. b) Anemómetro de copa. c) Sensor de temperatura ambiente. d) Sensor de temperatura del módulo.*

El monitoreo del sistema se realizó a través de 2 plataformas. La primera es la *Fronius Solar.web*, la cual permite visualizar en línea de manera remota variables como producción, potencia actual, rendimiento, variables ambientales del sistema fotovoltaico, además de crear informes energéticos, así como de errores del mismo.

La segunda plataforma utilizada es la *Fronius Solar.access*, el cual permitió registrar, archivar y analizar datos del sistema a través de una computadora. Los datos se pueden exportar en archivos .csv en intervalos de tiempo diarios o cada 5 minutos.

### 3.2 Condiciones para el pronóstico de generación eléctrica del sistema fotovoltaico conectado a la red

A manera de pronosticar la energía que el sistema fotovoltaico conectado al sistema eléctrico local de las instalaciones del CeMIAgro generaría, se realizó una simulación del sistema con la ayuda del programa de computadora PVsyst, el cual es útil para el estudio, dimensionado, simulación y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos en todos sus componentes, a través de 7 módulos: orientación, sistema, horizonte, sombras cercanas, diseño y evaluación económica.

La simulación se realizó tomando en cuenta los parámetros bajo condiciones estándar de prueba de cada uno de los elementos del sistema fotovoltaico y operando en condiciones óptimas, los cuales se enlistan en la Tabla V:

*Tabla VI. Parámetros considerados en el pronóstico de generación*

Parámetro	Valor
Ubicación	Latitud 18.8° N ; Longitud 99.2° O
Altitud	1213 msnm
Datos climatológicos	Jiutepec Morelos, síntesis de datos por hora
Albedo	0.25
Orientación plano receptor	Inclinación: 10° ; Azimut: 0°
Perfil de obstáculos	Sin obstáculos
Sombras cercanas	Sin sombras cercanas
Módulo fotovoltaico	S60PC-250 de Solartec
Generador fotovoltaico	3 arreglos de 36 módulos y 9 kW cada uno
Inversor	3 inversores IG Plus 10.0-3 Delta/240 de 10 kW cada uno

### 3.3 Cálculo del rendimiento energético del sistema fotovoltaico conectado a la red

El concepto de rendimiento de sistemas fotovoltaicos indica que el período de evaluación de su productividad es de un año. Sin embargo, el sistema que se evaluó, fue conectado a la red el 11 de enero del 2016, por lo cual, se realizó el análisis del rendimiento mensual, desde enero hasta el 14 de diciembre, de manera que pudieran observarse los efectos del cambio de las condiciones climáticas a lo largo del año y también se consideró al sistema fotovoltaico completo, los tres arreglos con sus tres inversores como uno solo.

Los datos registrados por el sistema de adquisición de datos de la instalación fueron obtenidos a través de la aplicación Fronius Solar.access por medio de dos archivos con extensión

.csv. El primero es una tabla con valores diarios de irradiación en Wh/m<sup>2</sup>, y de la energía generada e inyectada a la red por cada uno de los tres inversores en Wh. El segundo es una tabla con datos de cada 5 minutos con la temperatura ambiente, temperatura del módulo, velocidad del viento, radiación en el plano del módulo, voltaje en DC, potencia en DC, voltaje en AC por cada línea, corriente en DC y corriente en DC por cada inversor.

De esta manera se creó una base con los datos obtenidos a partir del monitoreo del sistema y se agregaron más variables para completar la información para el análisis del rendimiento del sistema. Las variables calculadas a partir de los datos registrados son: temperatura de la celda, rendimiento térmico, recurso solar, energía máxima disponible, energía técnica máxima generada y finalmente la productividad de referencia, productividad del generador, productividad final y el rendimiento global.

#### Temperatura de la celda

Con la finalidad de utilizar un valor más exacto de la temperatura de operación de la celda dentro del módulo fotovoltaico, se utilizó un método empírico para calcularla, basado en modelos de transferencia de calor propuesto por King y Boyson (Dierauf, y otros, 2013), a partir de la temperatura de la superficie posterior del módulo, mediante la ecuación 21:

$$T_{cell} = T_m + (G_{POA}/G_{STC}) * \Delta T_{cnd} \quad (21)$$

donde  $T_{cell}$  es la temperatura de operación de la celda en °C,  $T_m$  es la temperatura medida del módulo en °C,  $G_{POA}$  es la irradiancia en el plano del arreglo en W/m<sup>2</sup>,  $G_{STC}$  es la irradiancia en condiciones estándar, 1000 W/m<sup>2</sup>, y  $\Delta T_{cnd}$  es la caída de la conducción de la temperatura, de acuerdo a la Tabla VI.

**Tabla VII. Coeficientes de transferencia de calor convectiva**

Tipo de módulo	Montaje	$\Delta T_{cnd}$
Vidrio/celda/vidrio	Abierto	3
Vidrio/celda/vidrio	Cerca del techo	1
Vidrio/celda/polímero	Abierto	3
Vidrio/celda/polímero	Aislante posterior	0
Polímero/película delgada/acero	Abierto	3

### Rendimiento térmico

El rendimiento térmico es calculado mediante la ecuación 14. Para determinar la diferencia entre la temperatura de operación de la celda y la temperatura a condiciones estándar (25°C), está implicada la temperatura ambiente (véase 2.3.1 Parámetros eléctricos, ecuación 3), la cual, para cálculos generales, se considera como la temperatura máxima promedio del sitio. En el caso del análisis que se presenta en este trabajo, se calculó un rendimiento térmico para cada dato de temperatura de celda calculado.

$$R_T = 100\% - \Delta T(|\delta|) \quad (14)$$

### Recurso solar

De igual manera que para el rendimiento térmico, el recurso solar es calculado para cada medición de radiación, es decir, integrando los datos de irradiancia cada cinco minutos, mediante la ecuación 15 y las horas sol pico con la ecuación 16.

$$H = \int G(t)dt \quad (15)$$

$$HSP = Irradiación (Wh/m^2)/1000 W/m^2 \quad (16)$$

### Energía máxima disponible

La energía que genera un módulo, arreglo o sistema fotovoltaico, va a estar en función de la potencia instalada, el recurso solar y el rendimiento total de acuerdo a la ecuación 22. La energía máxima disponible es la cantidad de energía máxima que los módulos pueden transformar en electricidad tomando en cuenta únicamente su eficiencia, es decir, el  $R_{total}$  será igual a uno, ya que se consideran como cero, las pérdidas por temperatura, orientación, inclinación, envejecimiento y suciedad.

$$E_{gen} = P_{pico} \times R_S \times R_{total} \quad (22)$$

donde  $E_{gen}$  es la energía generada por el sistema en kWh,  $P_{pico}$  es la potencia pico en kW,  $R_S$  es el recurso solar en horas y  $R_{total}$  es el rendimiento total que comprende el rendimiento térmico ( $R_T$ ) y rendimientos por orientación e inclinación ( $R_{\alpha,\beta}$ ), suciedad ( $R_{suc}$ ) y envejecimiento ( $R_{env}$ ).

La ecuación 22 queda de la siguiente manera:

$$E_{m\acute{a}xgen} = P_{pico} \times R_S \quad (23)$$

### Energía técnica máxima generada

Las temperaturas a las que los módulos fotovoltaicos operan es muy diferente de la temperatura a la que ellos están normalizados bajo condiciones estándar, por lo que inevitablemente el rendimiento térmico del sistema fotovoltaico a lo largo del día será siempre, en condiciones ambientales cálidas, menor que uno. La energía técnica máxima generada es, por lo tanto, la cantidad de energía máxima que los módulos pueden generar considerando la disminución en la potencia debido a la temperatura de operación de las celdas de los módulos fotovoltaicos. Los efectos de orientación, inclinación, envejecimiento y suciedad se consideran como nulos, y la ecuación 22, queda de la siguiente manera:

$$E_{tecm\acute{a}xgen} = P_{pico} \times R_S \times R_T \quad (24)$$

### Rendimiento global del sistema

Finalmente, el rendimiento mensual del sistema fotovoltaico, el rendimiento global por inversores y el rendimiento global del sistema completo, se calcularon a partir de las ecuaciones 17, 18, 19 y 20.

$$Y_R = \frac{G_a(\beta)}{G_{STC}} \quad (17)$$

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{STC}} \quad (18)$$

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (19)$$

$$PR = \frac{E_{AC}}{E_{tecm\acute{a}xgen}} \quad (20)$$

### **3.4 Cálculo de pérdidas energéticas**

Los factores que fueron calculados por considerar que generaban un impacto considerable en la disminución del rendimiento del sistema fotovoltaico fueron, la inclinación, orientación, suciedad, sombreado, caídas de voltajes en los conductores, no cumplimiento de la potencia nominal, conexión, pérdidas en la conversión DC/AC (inversor), y se cuantificaron las pérdidas por temperatura en los módulos.

### No cumplimiento de la potencia nominal

En el sistema fotovoltaico bajo análisis, se instalaron 108 módulos con 3 diferentes números de serie, a los cuáles, el fabricante realizó pruebas previas a la exposición a la luz solar. Los valores entregados por los módulos se muestran en la Tabla VII. Los resultados indican que la Pm promedio de los módulos es  $253.48 \pm 0.63$  %. A partir de estos datos como base, se calcularon las pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.

Para calcular las pérdidas, se tomaron curvas I-V bajo la norma IEC 60904-1: “Medida de la característica corriente-voltaje de los módulos fotovoltaicos” de cada una de las cadenas de los 3 arreglos del sistema. Todas las curvas medidas se trasladaron a condiciones estándar, mismas condiciones de las pruebas a las que fueron sometidos los módulos por el fabricante, bajo la norma IEC 60891: “Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino”. Así, se calculó la Pm promedio de los módulos una vez instalados, y se evaluó la reducción en la potencia de los módulos comparando ambas mediciones.

**Tabla VIII. Resultados de las pruebas a módulos sin exponer de la marca Solartec modelo S60PC-250 con tres diferentes números de serie.**

No. de serie		Voc (V)	Isc (A)	Pm (W)	Vmp (V)	Imp (A)	FF
<b>SH2502804150XXX</b>	Max.	39.59	9.54	262.16	33.45	8.46	0.87
	Prom.	37.93	8.65	255.21	31.30	8.16	0.78
	Min.	36.37	8.00	250.57	30.07	7.69	0.68
	Std	0.66	0.32	3.19	0.98	0.21	0.03
	%	1.75	3.72	1.25	3.13	2.61	4.33
<b>SH2500502150XXX</b>	Max.	38.75	8.99	258.71	31.73	8.46	0.84
	Prom.	37.64	8.64	253.04	30.48	8.30	0.78
	Min.	37.17	8.00	250.68	30.07	8.01	0.75
	Std	0.51	0.33	1.92	0.38	0.09	0.03
	%	1.37	3.80	0.76	1.25	1.08	3.29
<b>SH2502701150XXX</b>	Max.	37.33	8.87	252.23	30.33	8.32	0.76
	Prom.	37.31	8.86	252.21	30.33	8.32	0.76
	Min.	37.29	8.85	252.18	30.33	8.32	0.76
	Std	0.02	0.01	0.03	0.00	0.00	0.00
	%	0.06	0.13	0.01	0.01	0.00	0.08



Las curvas características I-V de los módulos y cadenas del sistema se midieron con un trazador de curvas de la marca Solmetric modelo PVA-600, equipo que mide voltaje, corriente, y temperatura del módulo con una precisión de  $\pm 1\%$ ,  $\pm 2\%$  y  $\pm 1\text{ }^\circ\text{C}$ , respectivamente, y la irradiancia con una precisión de  $\pm 4\%$ . El trazador se comunica con una computadora a través de sensores inalámbricos por medio del programa PV Analyzer. La ficha técnica del Solmetric PVA-600 lo podemos ver en el Anexo 7.

#### Conexionado o desacoplamiento

Se contabilizaron como pérdidas por conexionado, aquellas pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes. En el caso de la conexión de los 12 módulos en serie de cada cadena de cada arreglo fotovoltaico, la potencia se consideró como la misma para cada módulo, igual a la  $P_m$  promedio calculado en la evaluación del no cumplimiento de la potencia nominal, por lo que se consideraron como nulas las pérdidas por conexionado en cada cadena.

Los desacoplamientos considerados en los cálculos de pérdidas, se presentaron en la conexión en paralelo de cadenas con diferentes potencias nominales. Para ello, se partió de las mediciones de la curva I-V de cada cadena, y se calculó la desviación de la potencia entre cada una de las cadenas de cada arreglo.

#### Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura,  $L_{temp}$ , se obtuvieron calculando la diferencia entre la energía máxima disponible,  $E_{m\acute{a}xgen}$ , y la energía técnica máxima generada,  $E_{tecm\acute{a}xgen}$ , debido a que ésta última contempla la energía generada considerando el rendimiento térmico del sistema fotovoltaico.

$$L_{temp} = E_{m\acute{a}xgen} - E_{tecm\acute{a}xgen} \quad (25)$$

#### Inclinación y Orientación

El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo fotovoltaico con un ángulo cenital diferente de  $0^\circ$ , implica pérdidas de potencia que obedecen a una ley coseno, lo que significa que hay mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia.

En el caso del estudio realizado en este trabajo, los efectos de la inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos, no afectan al rendimiento global del sistema, debido a que los datos de radiación usados como referencia para el cálculo de la energía técnica máxima generada, fueron medidos con una celda de referencia de la misma tecnología que los módulos instalados y se encuentra en el mismo plano del generador fotovoltaico.

Sin embargo, se incluye un análisis para evaluar las pérdidas energéticas del sistema fotovoltaico del CeMIAgro derivado de que no se encuentra inclinado a su ángulo óptimo. Para ello, se calculó bajo la metodología del programa PVSyst, la curva de optimización por el ángulo de inclinación y orientación de la generación del sistema fotovoltaico.

### Sombreamiento

El sistema fotovoltaico del CemiAgro, se encuentra rodeado de edificaciones y de árboles, por lo que en es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día y épocas del año sobre el generador fotovoltaico, principalmente durante la mañana y durante el invierno, que es cuando el sol se encuentra a un menor ángulo de elevación. Dichas sombras, conducen a pérdidas energéticas causadas por efectos de conexionado y por la disminución en la captación de la luz solar. Las primeras son evitadas en este caso debido a que los módulos contienen diodos *bypass*, los cuales evitan que los módulos que se encuentran generando con normalidad inyecten corriente en los módulos sombreados.

Las pérdidas por la disminución en la captación solar derivado de las sombras, son cuantificadas con la ayuda del programa de diseño esquemático SketchUp Pro. Para ello, se realizó un dibujo en 3D de la instalación fotovoltaica con dimensiones y características reales, y se simuló el movimiento del sol, las proyecciones de las sombras debido a los edificios y árboles y se calculó el porcentaje de pérdidas para el sistema tomando en cuenta dichas sombras.

### Suciedad

El asentamiento de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos originan la disminución de la potencia del generador fotovoltaico. Si la presencia del polvo se presenta de manera uniforme en toda la superficie, este hace las de un atenuador, por lo que el voltaje y la corriente del módulo disminuyen.

Para cuantificar la potencia que pierde un módulo debido al polvo en su superficie, se midió la curva I-V del módulo A9 dentro de la cadena de referencia después de 4 meses de que fuera instalado, tiempo que no había recibido ningún tipo de limpieza. Las mediciones se realizaron el día 30 de abril de 2016, escogiendo esta fecha justo antes del inicio de la temporada de lluvias, de tal manera que se pudieran analizar las pérdidas con la mayor cantidad de polvo que se pueden acumular antes de que los módulos se limpien de manera natural con las lluvias. También se midieron las curvas I-V del mismo módulo después de ser limpiado y de esta manera se compararon ambas mediciones, después de ser corregidas a condiciones estándar. Las curvas se realizaron con el trazador de curvas Solmetric PVA-600.

Cabe mencionar, que los efectos de la suciedad sobre los módulos varían en dependencia del ángulo de incidencia, los cuáles no fueron analizados, únicamente se midió el efecto en lapsos de tiempo pequeños, alrededor del mediodía solar, por lo que el ángulo de incidencia fue para fines prácticos, el mismo en todas las mediciones.

#### Caídas de voltaje en conductores

Tanto en la parte directa como alterna de la instalación fotovoltaica se producen pérdidas energéticas originadas por la caída de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. El correcto dimensionado de la sección de los conductores en función de la corriente que circula por ellos y de las distancias de los mismos, minimizan estas pérdidas.

Como se explicó en la “Descripción del sistema fotovoltaico conectado a la red” y como se observa en la Fig. 3.5, después de cada cadena de 12 módulos en serie, se conectaron conductores de retorno y conductores extensiones desde las terminales positiva y negativa hasta las cajas de combinación. Dichos conductores presentan diferentes longitudes de acuerdo a la posición de la cadena en el arreglo fotovoltaico, por lo que las caídas de tensión serán diferentes para cada uno de ellas. Sin embargo, dado que las diferencias entre cadenas, provocan desviaciones en la potencia entre ellas, por lo que las pérdidas energéticas asociadas, fueron consideradas en las pérdidas por conexionado, recordando que cada uno de los tres arreglos del sistema se encuentran conectados de la misma manera.

Las pérdidas por caídas de voltaje en los conductores tomadas en cuenta en este análisis, fueron las asociadas a los conductores desde la caja de combinación hasta el inversor. Para ello, se

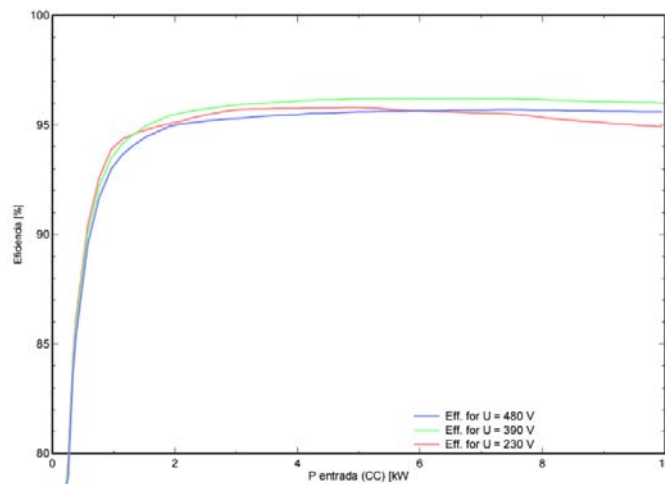
utilizó la ecuación 8, empleando una distancia  $L$  diferente para cada arreglo, y una corriente  $I_{mp}$  diferente para cada dato medido cada 5 minutos, de tal manera que se calculen las pérdidas, lo más cercano posible al valor real.

$$\Delta V = \frac{1}{50} \times \frac{L}{S} \times I_{mp} \quad (8)$$

Las pérdidas por caídas de voltaje en los conductores de corriente alternan no fueron tomadas en cuenta, debido a que las lecturas del monitoreo por parte del inversor se realizaron justo a la salida del mismo, y no se contaba con sensores para medir el valor de la corriente ni el voltaje a la entrada al tablero principal en corriente alterna. Además, las distancias entre los inversores y el tablero principal, no superaban los 3 metros.

#### Pérdidas en la conversión CD/CA (inversor)

Las pérdidas en la conversión de corriente directa a corriente alterna se deben a pérdidas en sus componentes de conmutación, y se pueden caracterizar a través de una curva de eficiencia en función de la potencia de operación del generador fotovoltaico. La curva de eficiencia del inversor Fronius IG Plus V 10.0-3 Delta la podemos observar en la Fig. 3.11.



*Fig. 3.10 Perfil de eficiencia vs potencia de entrada al inversor Fronius IG Plus V 10.0-3 Delta*

De acuerdo a la gráfica, se realizó el cálculo de las pérdidas energéticas en la conversión CD/CA en dependencia de la potencia a la entrada del inversor. Además, se analizaron las pérdidas debido a la generación fotovoltaica fuera de la ventana de voltaje que permite el inversor.

### Paradas por mantenimiento, baja irradiancia y mal funcionamiento

Estas pérdidas se calcularon a partir del cálculo de la energía técnica máxima generada,  $E_{tec\acute{m}axgen}$ , y fueron ocasionadas debido a cortes en la generación para realizar mediciones eléctricas en el sistema, bajas irradiancias que fueron insuficientes para alimentar a los inversores o en algunos casos, fallas en la sincronización con la red por parte de los inversores.

Todos los cálculos fueron realizados como promedios diarios mensuales, considerando a los tres inversores como parte de un solo sistema fotovoltaico. Además, se calcularon rendimientos globales.

## **CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### Resultados principales de la simulación

El pronóstico de generación del SFV del CeMIAgro a partir del cálculo realizado en el programa PVSyst es de 40,771 kWh/año, lo que equivale a 111.78 kWh promedio diario. La producción, así como las pérdidas en la generación y en el resto del sistema por cada kW instalado se pueden observar en la Figura 4.1.

Este resultado podría suponer un valor ideal de generación del SFV, sin embargo, fue realizado con datos del recurso solar sintetizados con la metodología del programa a partir de una base de datos que no se encuentra ubicada en la misma zona geográfica que el SFV, por lo que el resultado puede variar si se emplean los datos reales del recurso solar, medidos por los propios sensores.

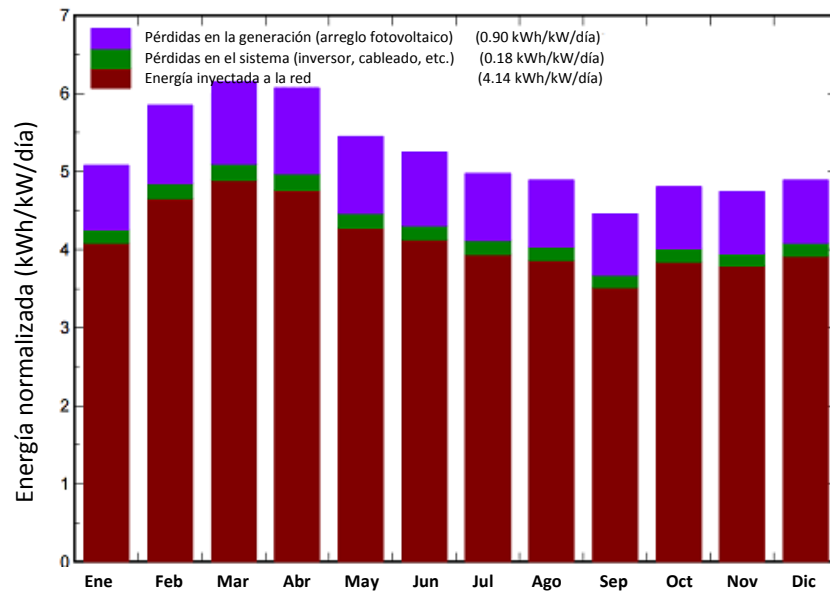


Figura 4.1 Producciones normalizadas simuladas

El rendimiento global (PR) del sistema bajo simulación es de 79.4 %. En la Figura 4.2 se presenta el comportamiento mensual del rendimiento, que permite observar que bajo condiciones idóneas, el sistema tendrá un rendimiento constante durante su operación, a pesar de las condiciones climatológicas que se presentan, como son la variación de temperatura y del recurso solar mes con mes, principalmente.

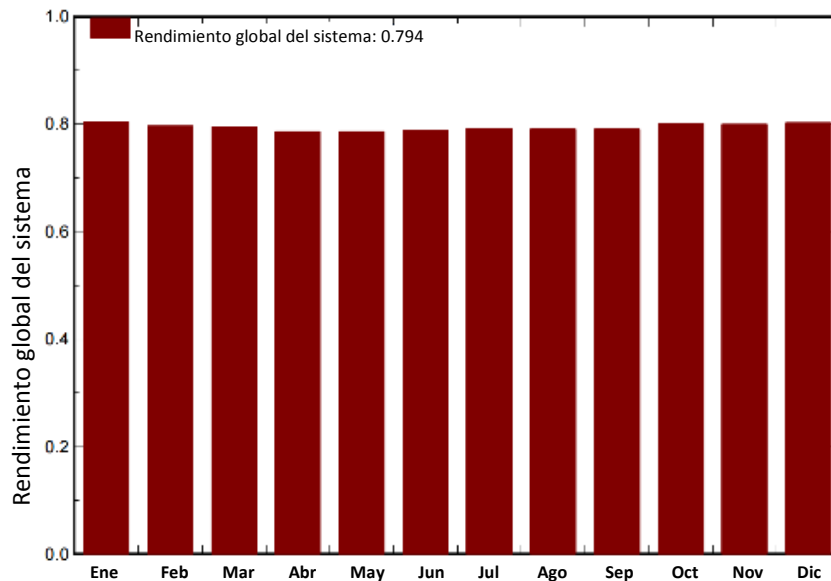


Figura 4.2 Rendimiento global del sistema simulado

En la Tabla VIII se muestra el balance y los resultados principales de la simulación. A través de dichos datos, se pueden observar que las ganancias en la irradiación global en el plano receptor (GlobInc) a 10° de inclinación con respecto de la irradiación global horizontal (GlobHor) son del orden del 3.2 % anual, equivalente a 59 kWh/m<sup>2</sup> anuales o 59 horas sol al año.

De la misma manera se observa que la irradiación efectiva sobre el plano receptor (GlobEff), es decir la irradiación corregida por efectos del ángulo de incidencia por falta de seguimiento solar por parte del AFV disminuye en un 3.4 % con respecto de la irradiación global en el plano del receptor (GlobInc), lo que equivale a 64.1 kWh/m<sup>2</sup> o 64.1 horas sol anuales.

En la Figura 4.3 se presenta el diagrama anual de pérdidas energéticas, desde la irradiación global horizontal, hasta la energía inyectada a la red. Las mayores pérdidas en el sistema son debidas a temperatura, representando una disminución en 7.7 % de la energía nominal del GFV, lo que equivale a 3.87 MWh anuales.

Posterior a la generación fotovoltaica, las pérdidas más representativas se dan durante la conversión de corriente directa en corriente alterna, debido a la eficiencia del inversor, siendo este valor del 4.1 % de la energía generada en el punto de máxima potencia, equivalentes a 1.74 MWh anuales.

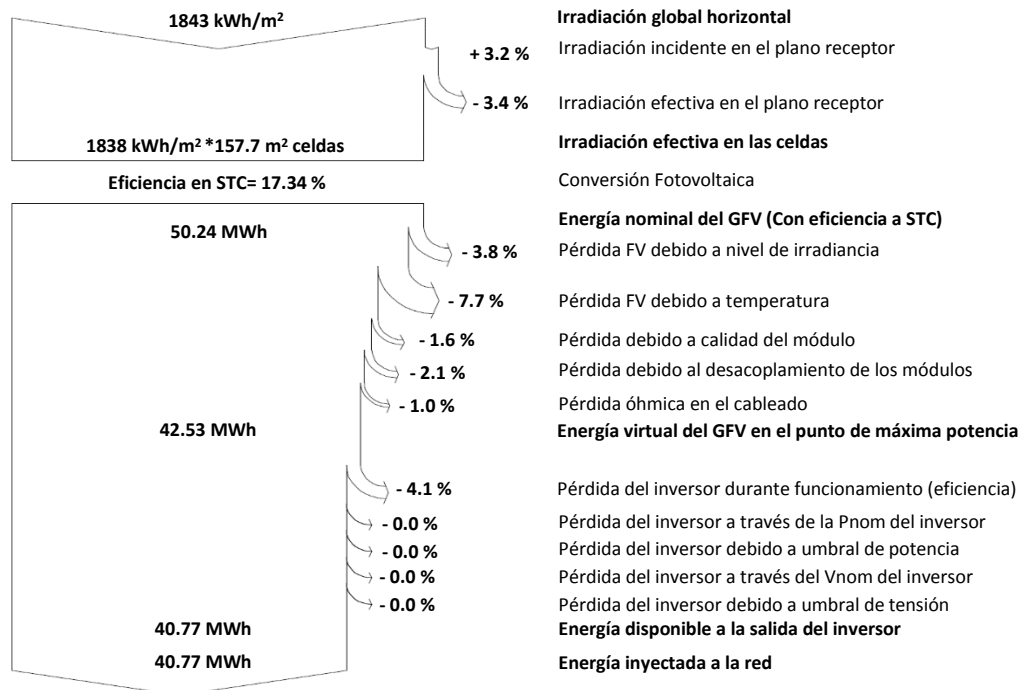


**Tabla IX. Balances y resultados principales de la simulación de la producción**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	E_Array kWh	E_Grid kWh	Eff_Array %	Eff_Syst %
<b>Enero</b>	141.0	13.9	157.3	151.9	3561.0	3416.0	13.17	12.64
<b>Febrero</b>	151.0	15.0	163.7	158.4	3664.0	3517.0	13.12	12.59
<b>Marzo</b>	184.0	17.2	190.8	185.0	4264.0	4092.0	13.00	12.46
<b>Abril</b>	182.0	18.9	182.1	176.3	4026.0	3861.0	13.06	12.52
<b>Mayo</b>	173.0	19.4	168.8	162.9	3739.0	3582.0	13.09	12.54
<b>Junio</b>	163.0	19.4	157.2	151.7	3489.0	3342.0	13.17	12.61
<b>Julio</b>	159.0	18.3	154.3	148.9	3445.0	3298.0	13.14	12.58
<b>Agosto</b>	153.0	18.3	151.6	146.4	3379.0	3236.0	13.13	12.58
<b>Septiembre</b>	132.0	17.8	133.6	129.1	2979.0	2853.0	14.07	12.74
<b>Octubre</b>	141.0	17.2	148.8	143.9	3558.0	3220.0	13.27	12.72
<b>Noviembre</b>	130.0	15.6	142.3	137.4	3203.0	3071.0	13.35	12.81
<b>Diciembre</b>	134.0	14.4	151.4	145.9	3423.0	3283.0	13.17	12.63
<b>Año</b>	1,843.0	17.1	1,902.0	1,837.9	42,531	40,770	13.17	12.64

Leyendas:

GlobHor	Irradiación global horizontal	E_Array	Energía generada a la salida del generador
T Amb	Temperatura ambiente	E_Grid	Energía inyectada a la red
GlobInc	Irradiación global en plano receptor	Eff_Array	Eficiencia del arreglo fotovoltaico
GlobEff	Irradiación efectiva corregido para IAM	Eff_Syst	Eficiencia del sistema fotovoltaico completo



*Figura 4.3 Diagrama anual de pérdidas*

## Rendimiento energético del sistema fotovoltaico conectado a la red

Los resultados presentados son en forma de promedios diarios mensuales y promedios diarios anuales, obtenidos a partir de datos medidos cada 5 minutos, lo que implica una dispersión con respecto del promedio del total de los datos. Las incertidumbres de los resultados se presentan en forma de incertidumbre estándar combinada.

En la Tabla IX, se presentan los resultados principales del análisis del rendimiento desde el 11 de enero de 2016 hasta el 14 de diciembre de 2016. La energía total inyectada a la red es de 39,452.03 kWh/año. La eficiencia del SFV bajo condiciones reales de operación es de 10.7 %.

En la Tabla podemos observar que la energía generada e inyectada a la red del mes de agosto es cero, esto debido a que durante ese tiempo, el sistema se desconectó de la red debido a problemas presentados en el punto de interconexión. Dicha cuestión, afecta los resultados presentados, aunque se considera de gran importancia considerarla en el cálculo del rendimiento, porque es finalmente el objetivo del trabajo, evaluar en tiempo real al sistema e identificar sus fallas.

Si en el análisis se excluye el periodo de tiempo en que el SFV se encontró desconectado la eficiencia del SFV se incrementa a 11.74 %.

**Tabla X. Balances y resultados principales del análisis del rendimiento**

	T Amb °C	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	E_Array kWh	E_Grid kWh	Eff_Array %	Eff_Syst %
<b>Enero</b>	23.98	126.08	2530.35	2444.32	11.42	11.03
<b>Febrero</b>	28.06	158.65	3118.77	2996.31	11.19	10.75
<b>Marzo</b>	28.41	172.02	3551.38	3412.75	11.75	11.29
<b>Abril</b>	32.09	189.38	4057.42	3899.12	12.19	11.72
<b>Mayo</b>	32.50	186.32	4090.89	3930.81	12.50	12.01
<b>Junio</b>	29.19	179.74	4098.92	3939.10	12.98	12.47
<b>Julio</b>	29.37	210.04	4740.53	4556.53	12.85	12.35
<b>Agosto</b>	29.10	187.51	0	0	0.00	0.00
<b>Septiembre</b>	28.33	186.68	4078.78	3940.11	12.44	12.01
<b>Octubre</b>	28.30	184.10	3938.46	3804.55	12.18	11.76
<b>Noviembre</b>	27.31	157.10	3409.64	3293.71	12.35	11.93
<b>Diciembre</b>	28.84	161.14	3348.58	3234.73	11.83	11.43
<b>Año</b>	28.79	2,098.76	40,963.73	39,452.03	11.11	10.70

En las Figuras 4.4 y 4.5 se presentan las irradiancias como promedios diarios y separadas por estaciones, respectivamente, en donde se observa a julio con el mes con mayor irradiancia, con un promedio diario de  $508.16 \text{ W/m}^2 \pm 6.86 \%$ , y a enero con la menor, con  $356.26 \text{ W/m}^2 \pm 11.49 \%$ , teniendo enero también la mayor desviación estándar debido a que el promedio fue calculado con pocos días y los promedios fueron calculados únicamente con valores diferentes de cero, es decir, se tomaron en cuenta sólo los datos en donde se contaba con radiación solar, variando los lapsos de tiempo en dependencia de la época del año.

La energía incidente sobre el AFV, el recurso solar, medido en horas sol promedio diario para cada mes se observa en la Figura 4.6. Este valor es la representación de la energía efectiva que el AFV puede utilizar para la conversión fotovoltaica y es la base para el cálculo del rendimiento del sistema.

El recurso solar promedio diario anual es de 5.74 horas sol  $\pm 5.32 \%$ , cifra que supera el promedio diario en el país, de 5 horas sol. Meses como julio, abril, septiembre, agosto y mayo superan las 6 horas sol promedio diario, con  $6.78 \text{ h} \pm 5\%$ ,  $6.31 \text{ h} \pm 5\%$ ,  $6.22 \text{ h} \pm 5\%$ ,  $6.05 \text{ h} \pm 5\%$  y  $6.01 \text{ h} \pm 5\%$ , respectivamente. El único mes cuyo recurso solar es inferior a las 5 horas sol es enero, con  $4.07 \text{ h} \pm 5\%$ .

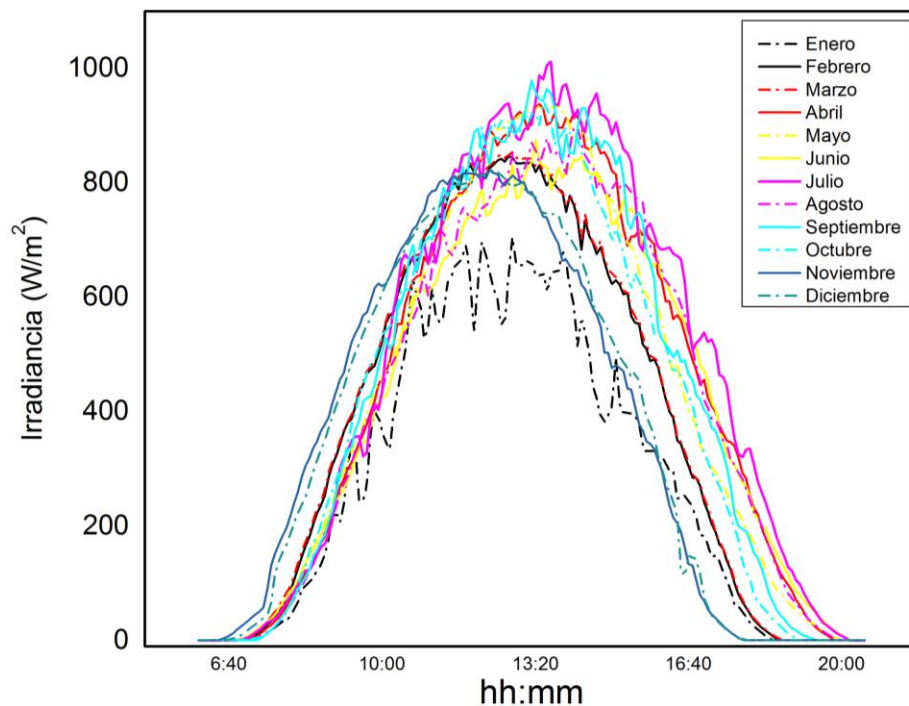


Figura 4.4 Irradiancia promedio diario mensual

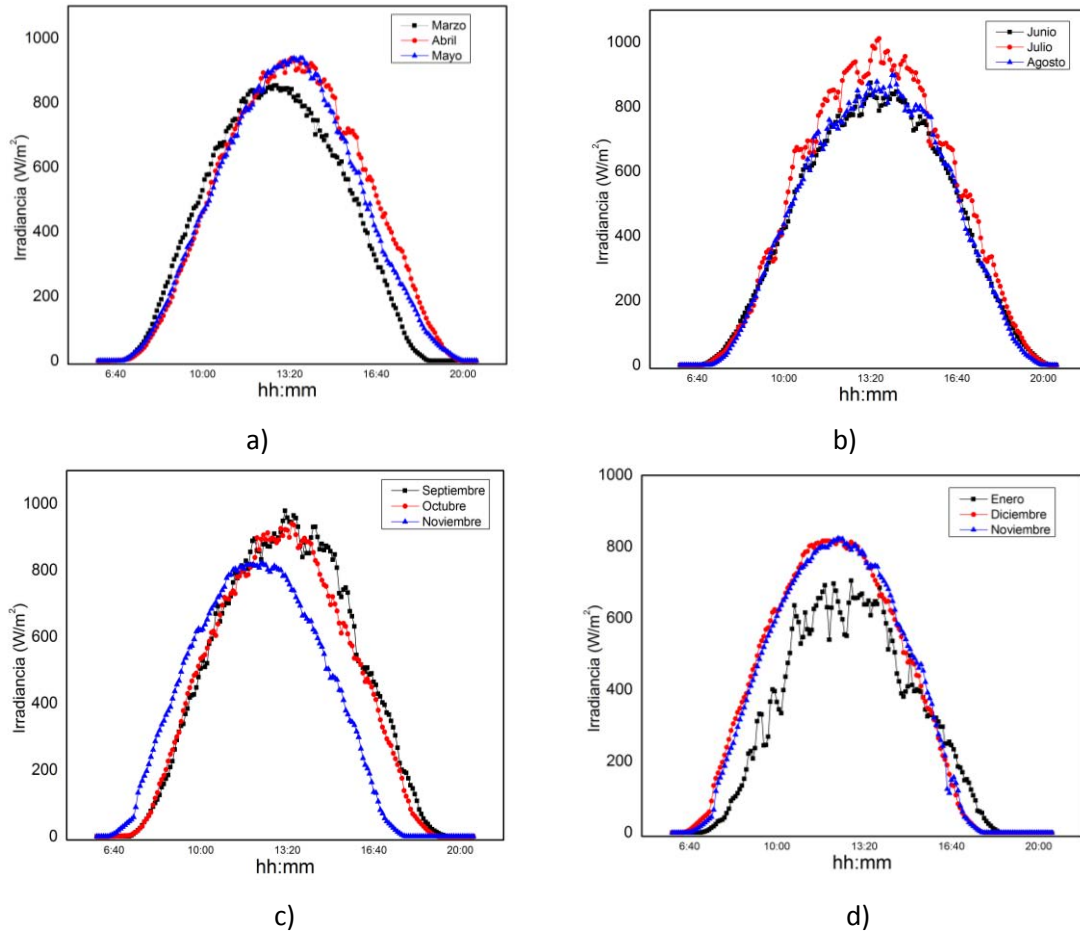


Figura 4.5 Irradiancia promedio diario mensual: a) Marzo, abril y mayo. b) Junio, julio y agosto. c) Septiembre, octubre y noviembre. d) Diciembre, enero y febrero.

La Figura 4.7 muestra la energía inyectada a la red promedio diario para cada mes, cuyo valor promedio durante el período de evaluación fue de 107.96 kWh. Nuevamente, si se excluye del cálculo al mes de agosto, la energía inyectada a la red como promedio diario sería de 117.77 kWh.

Siguiendo la tendencia del recurso solar, julio fue el mes con la mayor energía inyectada a la red con 146.98 kWh  $\pm$  3.26 % como promedio diario, seguido de septiembre con 131.34 kWh  $\pm$  3.77 %. El mes con la menor energía inyectada a la red promedio diario fue de enero con 78.85 kWh  $\pm$  5.66 %.

Debido a que algunos meses fueron analizados con menos días de los que comprenden en su totalidad, en específico con enero y diciembre, la energía inyectada a la red acumulada mensual no fue considerada para su comparación.

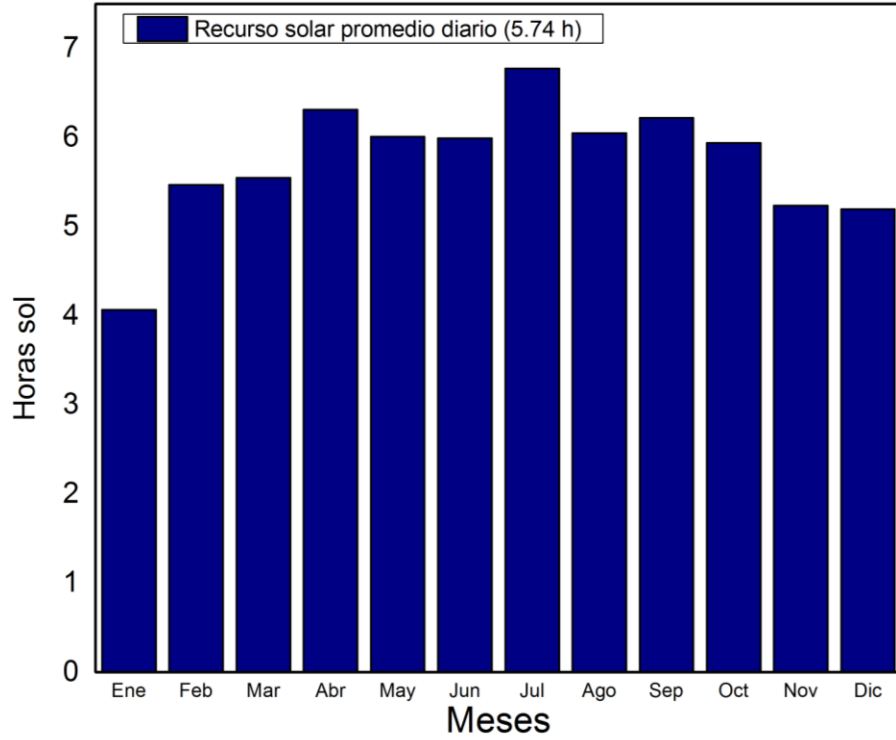


Figura 4.6 Recurso solar promedio diario mensual

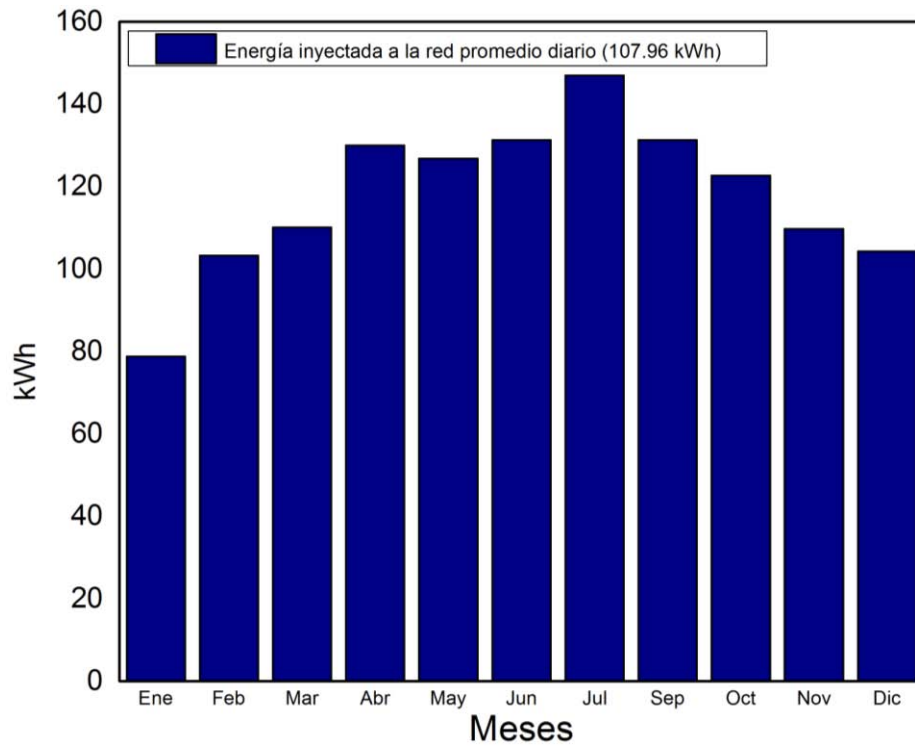


Figura 4.7 Energía inyectada a la red promedio diario mensual

La productividad final del sistema, es decir, la energía inyectada a la red por cada kW instalado, se muestra en la Figura 4.8. La energía inyectada a la red por cada kW instalado como promedio diario anual del SFV es de 3.99 kWh/kW/día  $\pm$  4.87 %, el cual, trasladado al valor anual resulta de 1461.19 kWh/kW al año.

Calcular la energía normalizada permite la comparación en la producción entre un AFV con otro dentro del sistema, de un mes con otro, e incluso entre un SFV con otro. La productividad final o final yield ( $Y_F$ ) promedio diario mensual varía desde 2.886 kWh/kW  $\pm$  3.12 % hasta 5.44 kWh/kW  $\pm$  3.01 %. La  $Y_F$  del mes de agosto es de cero, ya que no hubo producción durante todo el mes, y por lo tanto la  $Y_F$  del SFV pudo ser mayor. Si evaluamos la productividad del SFV sin considerar el mes de agosto, la  $Y_F$  del SFV sería de 4.36  $\pm$  4.87 % y el valor anual extrapolado sería de 1596.5 kWh/kW al año. Los valores típicos anuales de la productividad final de países europeos son de aproximadamente la mitad del valor obtenido en el SFV evaluado en este trabajo, a excepción de España que presenta un valor similar (Mpholo, Nchaba, & Monese, 2015).

Las pérdidas en el sistema (inversor, cableado, etc.) alcanzan 0.15 kWh/kW/día y las pérdidas en la generación (arreglo fotovoltaico) son de 1.58 kWh/kW/día en promedio diario anual, mismos que serán analizados en detalle más adelante.

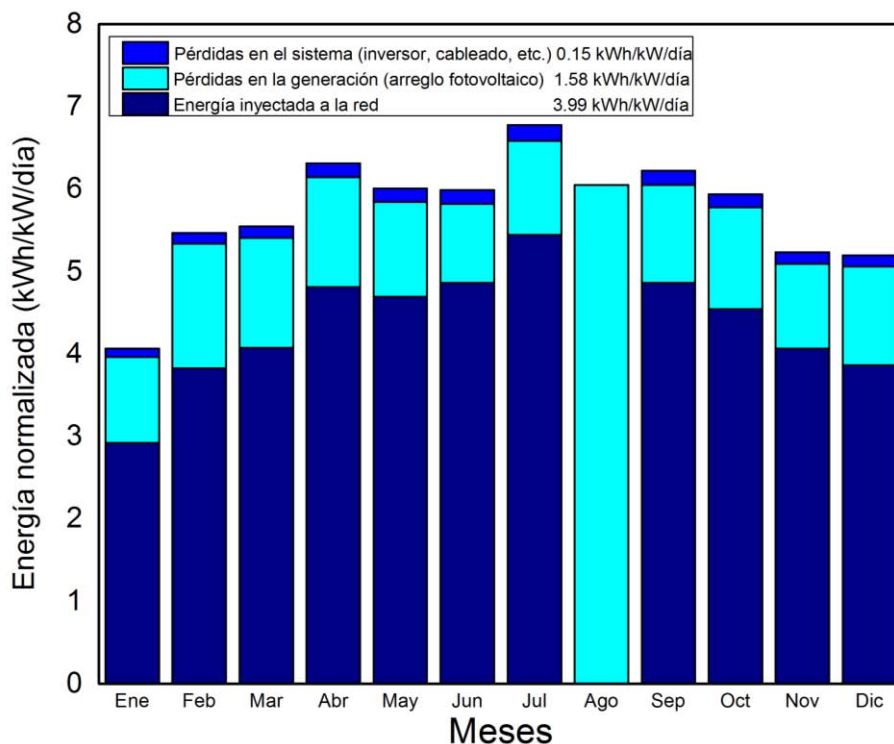


Figura 4.8 Producciones normalizadas de los datos evaluados

El último indicador de rendimiento evaluado es el Rendimiento global del Sistema. Este factor describe e indica qué tan cercano al funcionamiento ideal opera el SFV bajo condiciones reales. El rendimiento global del sistema (PR) se calcula como la razón de la productividad final,  $Y_F$ , entre la productividad de referencia,  $Y_R$ .

En la Figura 4.9 se observa el rendimiento mensual del sistema. El rendimiento global del sistema es de 0.70, mientras que los valores mensuales varían desde 0.69 hasta 0.81, siendo el mes de febrero el de menor rendimiento mensual y junio el de mayor, a pesar de no tener el mayor recurso solar ni haber inyectado la mayor cantidad de energía a la red, fue el mes que menos pérdidas presentó, debido principalmente a las condiciones en las que operó el sistema fotovoltaico.

El valor obtenido no es tan alto como pudo ser, debido al rendimiento del mes de agosto. El rendimiento global del sistema sin considerar agosto es de 0.76, lo que significa que el sistema opera por arriba de valores típicos de rendimiento (Marion, y otros, 2005).

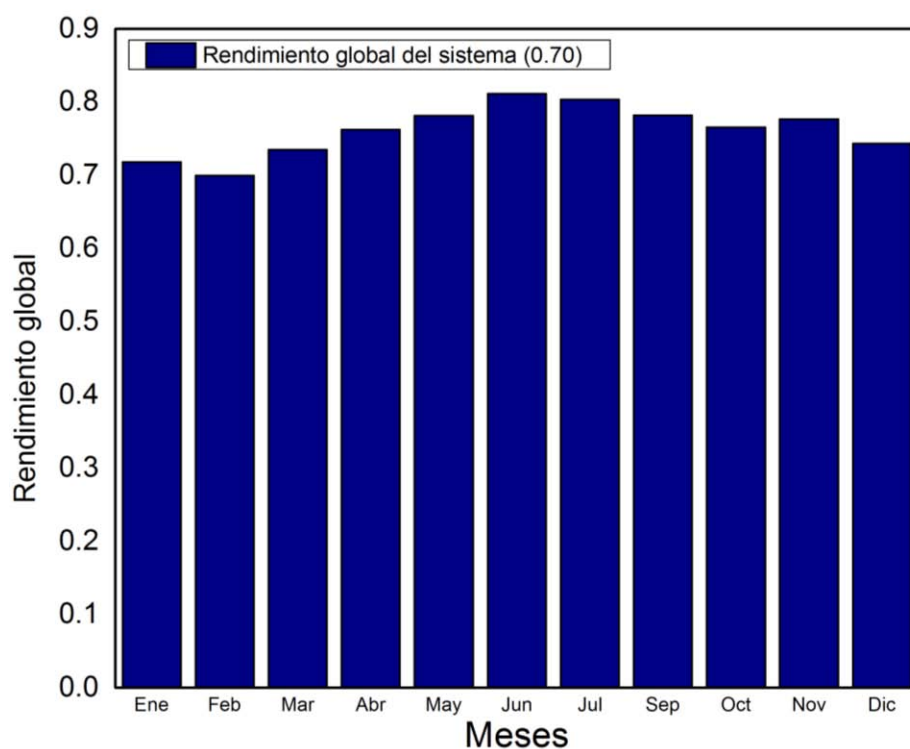


Figura 4.9 Rendimiento global del sistema

Bajo el criterio del cálculo del rendimiento global del sistema descrito anteriormente, la línea base por la que debería funcionar el SFV, está trazada por la productividad de referencia,  $Y_R$ , la cual es caracterizada únicamente por el recurso solar. Sin embargo, bajo condiciones reales de operación, los SFV siempre van a trabajar afectados, además del recurso solar, por la temperatura. Por tal motivo se calculó nuevamente el rendimiento global del sistema, el cual se representa en la Figura 4.10, tomando como referencia la energía técnica máxima generada por el sistema, la cual está descrita por la ecuación 24.

El rendimiento global del sistema bajo este criterio es de 0.81, variando mensualmente desde 0.79 en enero, hasta 0.94 en julio. Eliminando los efectos de inherentes de la temperatura, pueden analizarse con más detalle los posibles potenciales de optimización en el SFV.

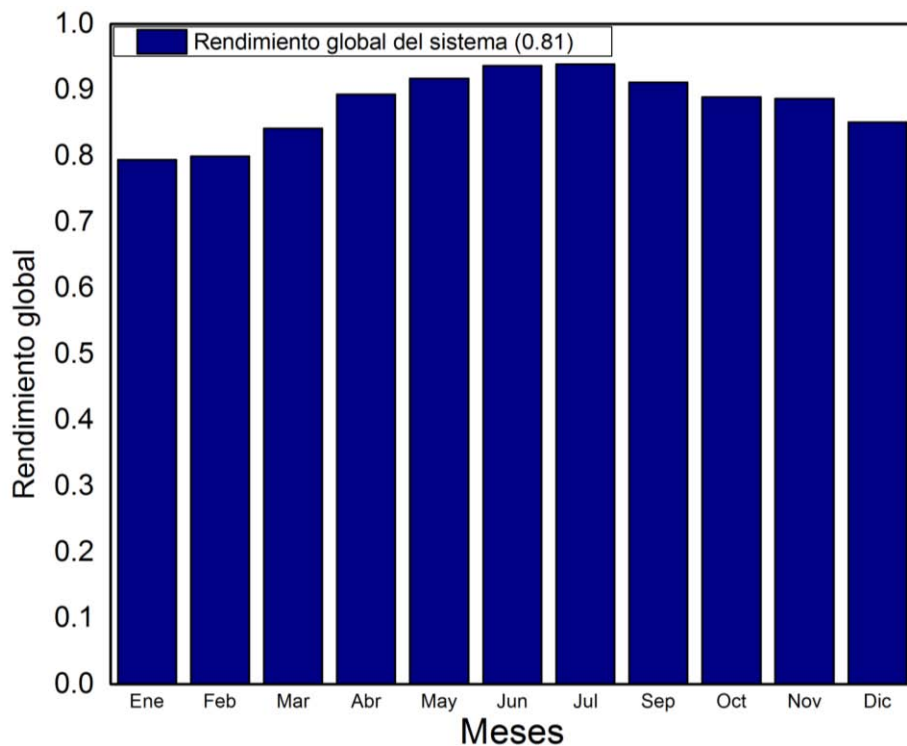


Figura 4.10 Rendimiento global del sistema considerando efectos de la temperatura

El rendimiento global del sistema, considerando los efectos de la temperatura, y sin tomar en cuenta a agosto, es de 0.88.



## Cálculo de pérdidas energéticas

### No cumplimiento de la potencia nominal

En la Tabla X se presentan los valores corregidos y promediados de 5 curvas medidas a cada una de las cadenas que comprende el SFV del CeMIAgro, a partir de los cuales se calculó la Pnom de los módulos ya instalados.

**Tabla XI. Resultados de las mediciones de la curva I-V de cada cadena del SFV del CeMIAgro**

Inversor		Voc (V)	Isc (A)	Pm (W)	Vmp (V)	Imp (A)	FF
<b>1</b>	Max.	454.72	8.41	2786.47	354.59	7.77	0.72
	Prom.	451.83	8.40	2742.25	352.21	7.74	0.72
	Min.	449.05	8.40	2695.59	349.55	7.70	0.72
	Std	5.077	0.168	90.266	4.086	0.158	0.006
	%	1.146	2.062	3.456	1.183	2.100	0.846
<b>2</b>	Max.	455.87	8.38	2757.90	355.72	7.74	0.73
	Prom.	453.82	8.32	2726.08	353.46	7.70	0.72
	Min.	452.53	8.24	2706.03	349.55	7.64	0.72
	Std	4.770	0.177	84.889	3.960	0.159	0.002
	%	1.072	2.197	3.270	1.143	2.132	0.255
<b>3</b>	Max.	455.54	8.23	2718.50	354.59	7.72	0.73
	Prom.	454.90	8.20	2705.30	352.47	7.66	0.73
	Min.	453.76	8.15	2697.35	351.37	7.59	0.72
	Std	4.620	0.169	81.701	3.830	0.162	0.002
	%	1.036	2.124	3.171	1.108	2.174	0.210

La Pnom promedio de los módulos instalados, a partir de los datos medidos es igual a 227.05 W  $\pm$  3.3 %. Comparando este valor con la Pnom de los módulos sin exponer, igual a 253.48  $\pm$  0.63 %, las pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal pueden variar entre 13.87 % y 6.95 %, teniendo como valor central 10.43 %.

### Conexionado o desacoplamiento

La Pnom promedio de cada cadena, calculada a partir de mediciones de curvas I-V, se calculó en 2,724.55 W con una desviación estándar del promedio de 89.91 W, lo que equivale a  $\pm$  3.3 %, valor que se considerará como pérdidas por desacoplamiento.

### Pérdidas por temperatura

En la Tabla XI se presentan las pérdidas por temperatura como valores en energía y en porcentaje, calculados a partir de la energía máxima disponible menos la energía técnica máxima generada como promedios diario mensuales.

**Tabla XII. Pérdidas por temperatura promedio diario mensual**

	$E_{m\acute{a}xgen}$	$E_{tec\acute{m}axgen}$	Pérdidas por temperatura	%	Std (%)
<b>Enero</b>	109,815.75	99,229.20	10,586.55	9.64	11.16
<b>Febrero</b>	147,709.01	129,226.53	18,482.48	12.51	5.94
<b>Marzo</b>	149,827.06	130,741.31	19,085.75	12.74	3.44
<b>Abril</b>	170,444.70	145,514.70	24,930.00	14.63	3.58
<b>Mayo</b>	162,275.52	138,202.48	24,073.03	14.83	6.46
<b>Junio</b>	161,765.70	140,135.39	21,630.31	13.37	5.55
<b>Julio</b>	182,935.93	156,507.61	26,428.32	14.45	3.70
<b>Agosto</b>	163,313.27	137,319.79	25,993.49	15.92	5.83
<b>Septiembre</b>	168,013.82	144,029.38	23,984.44	14.28	5.62
<b>Octubre</b>	160,343.35	138,014.18	22,329.17	13.93	4.49
<b>Noviembre</b>	141,392.25	123,803.73	17,588.52	12.44	5.30
<b>Diciembre</b>	140,344.07	122,562.59	17,781.48	12.67	2.44
<b>Total</b>	154,848.37	133,773.91	21,074.46	13.61	5.29

En la Figura 4.11, se encuentran graficadas la temperatura ambiente y de operación de la celda promedio diario mensual. Se puede observar que el mes de agosto es el mes en que se presentan las más altas temperaturas de operación de la celda, a pesar de que su temperatura ambiente se encuentra dentro del promedio diario anual, lo que se refleja en el mes con mayor porcentaje de pérdidas por temperatura (hipotéticamente, sabiendo que durante agosto el SFV se mantuvo desconectado).

A pesar de la tendencia que sigue la temperatura de operación de la celda con respecto de la temperatura ambiente, se logran observar los efectos de la radiación solar, así como posibles variaciones con la velocidad del viento.

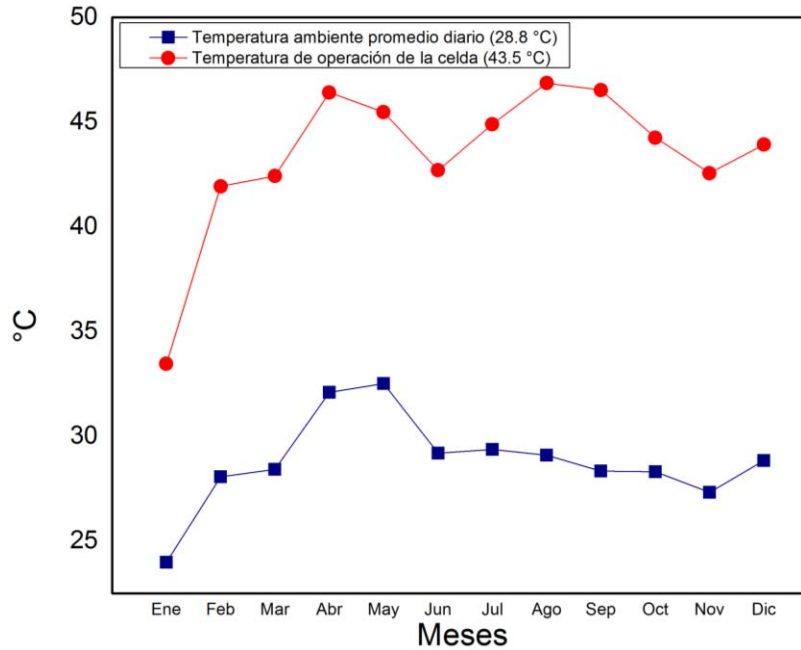


Figura 4.11 Temperatura ambiente y de operación de la celda promedio diario mensual

### Inclinación y Orientación

Las pérdidas por inclinación y orientación fueron analizadas por medio del programa PVSyst. En la Figura 4.12 se observa la curva de optimización en la captación para el AFV con una inclinación de 10°. Las pérdidas ópticas a lo largo del año son de 0.8 %. La inclinación óptima para una captación ideal es a la latitud del lugar.

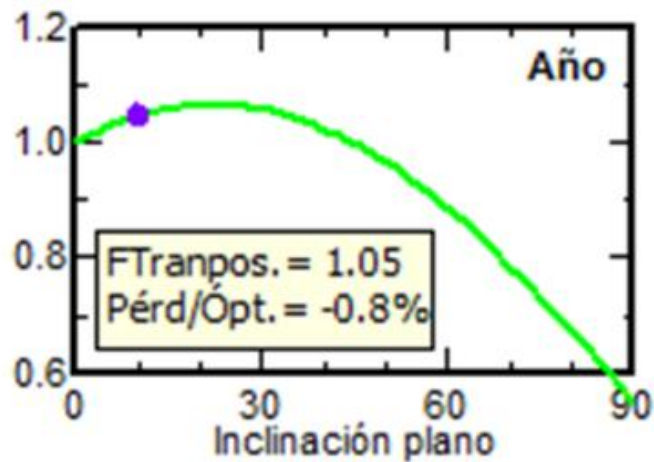


Figura 4.12 Pérdidas ópticas del sistema

Este valor es pequeño debido a que el 75 % de la generación del SFV ocurre entre las 9 am y 3 pm y las pérdidas ópticas no se presentan hasta que los ángulos de incidencia son superiores a 55°, fuera de esa zona de generación (King, Boyson, & Kratochvill, 2004). Estos efectos pueden observarse en las Figuras 4.13 y 4.14.

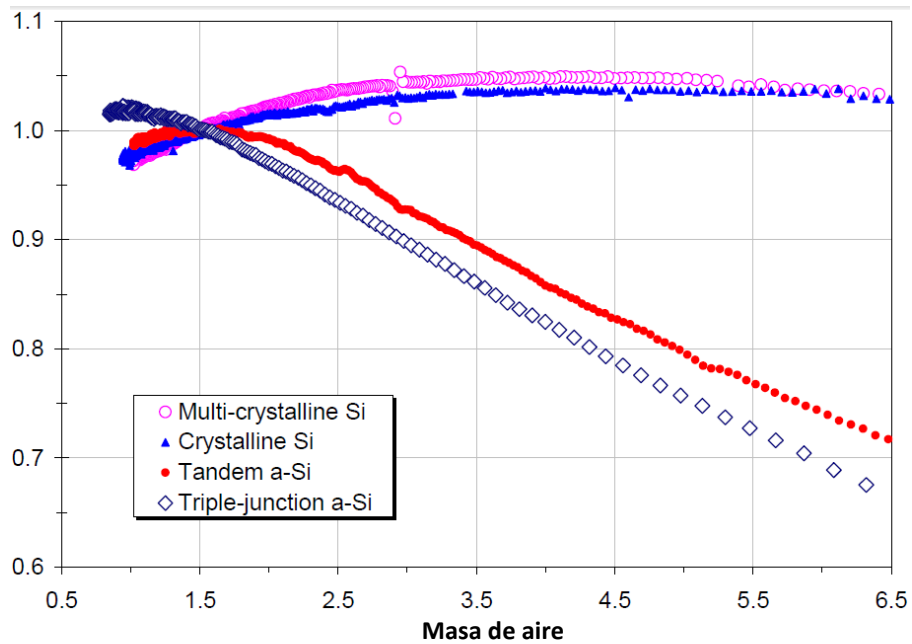


Figura 4.13 Respuesta relativa de módulos de silicio a diferentes masas de aire (King, Boyson, & Kratochvill, 2004)

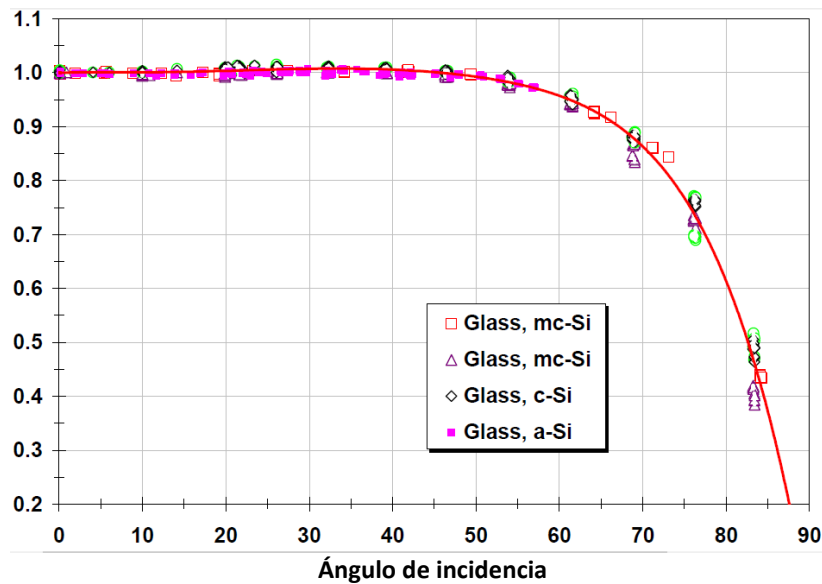


Figura 4.14 Respuesta relativa de módulos de silicio a diferentes ángulos de incidencia solar (King, Boyson, & Kratochvill, 2004)

## Sombreamiento

En la Figura 4.15, se presenta un perfil de sombras para el SFV del CeMIAgro. Las sombras son proyectadas por árboles y edificios ubicados en dirección al sur del SFV, por lo que la cantidad de módulos sombreados serán mayores durante el invierno, cuando el sol se encuentra en su punto más bajo en el cenit. El análisis del área sombreada, se realizó para el día 21 de cada mes, con ayuda del programa SketchUp Pro, tomando ese valor como el mismo para el resto del mes.

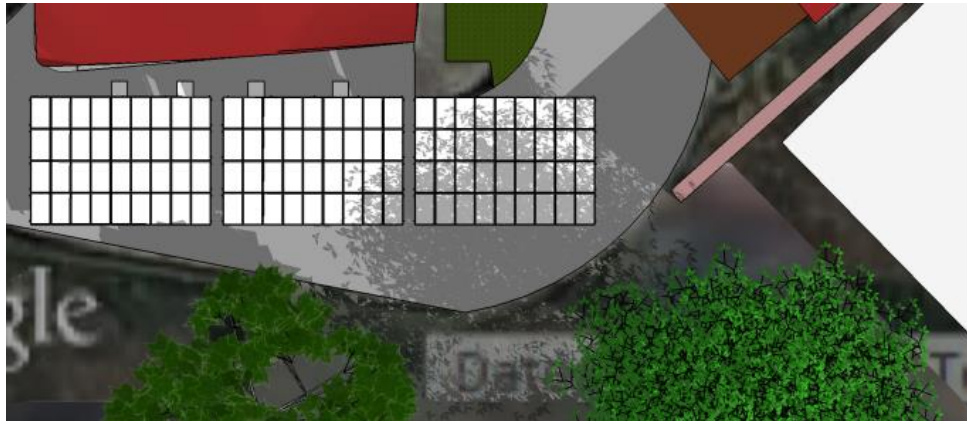


Figura 4.15 Sombras sobre el Sistema Fotovoltaico del CeMIAgro para el día 21 de diciembre a las 09:00 am

Las sombras proyectadas se presentan por la mañana o por la tarde, por lo que la cantidad de pérdidas por este concepto, son pequeños, a excepción precisamente del mes de diciembre, donde las pérdidas por sombras alcanzan los 9 % de la energía técnica máxima generada, mismos que se presentan en la Tabla XII.

**Tabla XIII. Porcentaje de pérdidas por sombras**

	$E_{tecmáxgen}$	Pérdidas por sombras	%
<b>Enero</b>	99,229.20	1,786.13	1.18
<b>Febrero</b>	129,226.53	852.90	0.66
<b>Marzo</b>	130,741.31	5,79.86	0.44
<b>Abril</b>	145,514.70	683.92	0.47
<b>Mayo</b>	138,202.48	677.19	0.49
<b>Junio</b>	140,135.39	711.22	0.51
<b>Julio</b>	156,507.61	751.24	0.48
<b>Agosto</b>	137,319.79	6,316.71	0.46
<b>Septiembre</b>	144,029.38	633.73	0.44
<b>Octubre</b>	138,014.18	690.07	0.50
<b>Noviembre</b>	123,803.73	1,485.64	1.20
<b>Diciembre</b>	122,562.59	11,032.15	9.00
<b>Total</b>	133773.91	2183.40	1.63

## Suciedad

En la Tabla XIII se exponen las pérdidas en la potencia y en los parámetros eléctricos característicos de un MFV debido a la suciedad acumulada durante 4 meses sin medidas de limpieza en el módulo. Se midieron, corrigieron a condiciones estándar y promediaron las curvas I-V del módulo A9 de la cadena de referencia.

La Pm del módulo limpio fue de  $226.5 \text{ W} \pm 3.003 \%$  y la Pm del mismo módulo con suciedad fue de  $210.76 \text{ W} \pm 3.098 \%$ , por lo que las pérdidas en la potencia debido a la suciedad pueden variar entre  $12.54 \%$  y  $1.1 \%$ , teniendo como valor central  $6.95 \%$ .

**Tabla XIV. Efectos de la suciedad en los parámetros eléctricos del módulo A9 marca Solartec**

Condición	Voc (V)	Isc (A)	Pm (W)	Vmp (V)	Imp (A)	FF	
<b>Limpio</b>	Max.	37.32	8.41	226.86	29.66	7.84	0.73
	Prom.	37.17	8.35	226.50	29.25	7.74	0.73
	Min.	37.07	8.32	225.99	28.86	7.64	0.72
	Std	0.381	0.170	6.801	0.429	0.176	0.003
	%	1.024	2.038	3.003	1.467	2.275	0.363
<b>Sucio</b>	Max.	37.10	7.96	214.01	29.41	7.39	0.75
	Prom.	36.63	7.82	210.76	28.83	7.31	0.74
	Min.	36.52	7.68	209.80	28.41	7.25	0.72
	Std	0.434	0.180	6.530	0.452	0.156	0.009
	%	1.185	2.304	3.098	1.568	2.133	1.172

El tipo de suciedad que presentaban los módulos fotovoltaicos fue en forma de capa de polvo, formando así una especie de atenuador de la radiación incidente, cuyo principal efecto se observa en la disminución de la corriente del módulo en el punto de máxima potencia, Imp, la cual se ve reducida en un  $5.6 \%$  en un módulo con suciedad.

En el voltaje en el punto de máxima potencia, Vmp, también se observa una disminución, aunque en menor proporción, siendo esta de  $1.44 \%$ . Los efectos de la suciedad en la curva I-V del módulo evaluado se observa en la Figura 4.16.

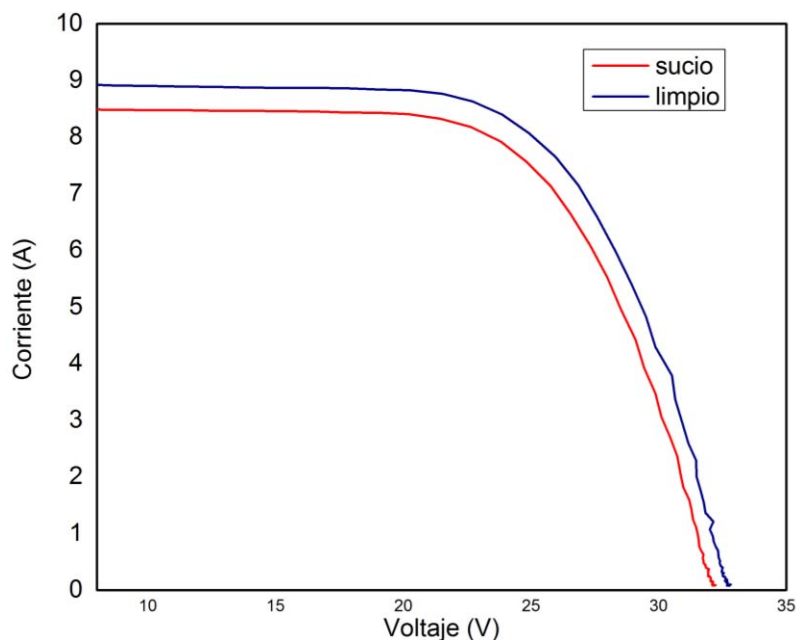


Figura 4.16 Efecto de la suciedad en la curva I-V del módulo A9 de la cadena de referencia

#### Caídas de voltaje en conductores

Las pérdidas por caídas de voltaje en los conductores fueron calculados para cada valor de corriente generada por el AFV, por medio de la ecuación 8, y se contabilizaron como promedios diarios mensuales, los cuales se presentan en la Tabla XIV.

**Tabla XV. Porcentaje de pérdidas por caídas de tensión en los conductores**

	<i>Egen</i>	Pérdidas por caídas de tensión	%
<b>Enero</b>	81,624.22	224.88	0.28
<b>Febrero</b>	107,543.85	405.12	0.38
<b>Marzo</b>	114,560.51	425.33	0.37
<b>Abril</b>	135,247.41	568.08	0.42
<b>Mayo</b>	131,964.29	549.17	0.42
<b>Junio</b>	136,630.55	520.71	0.38
<b>Julio</b>	152,920.34	671.21	0.44
<b>Agosto</b>	0.00	0.00	0.00
<b>Septiembre</b>	135,959.48	590.06	0.43
<b>Octubre</b>	127,047.17	531.81	0.42
<b>Noviembre</b>	113,654.54	430.95	0.38
<b>Diciembre</b>	108,018.83	417.68	0.39
<b>Total</b>	112,097.60	444.58	0.40

### Pérdidas en la conversión CC/CA (inversor)

Las pérdidas de conversión de corriente directa en corriente alterna en el inversor, son debidas a que, como se observa en la Figura 4.17, el inversor no siempre opera bajo las condiciones ideales a las que fue diseñado.

Un gran porcentaje de los voltajes generados medidos cada 5 minutos durante un día promedio para cada mes, se encuentra en la zona marcada con el recuadro rojo de la Figura 4.17, a la que le corresponde una eficiencia del inversor menor al 85 %.

A pesar de ello, dichos voltajes corresponden a potencias que generan bajos niveles de energía, por lo que la eficiencia en la conversión CC/CA no presenta niveles tan bajos.

Las pérdidas en la energía generada promedio diario anual debido a la eficiencia en el inversor se calcularon en 5,424.37 Wh  $\pm$  4.36 %, variando entre el 4.63 % y 4.24 % de la energía generada y los valores porcentuales mensuales se observan en la Tabla XV.

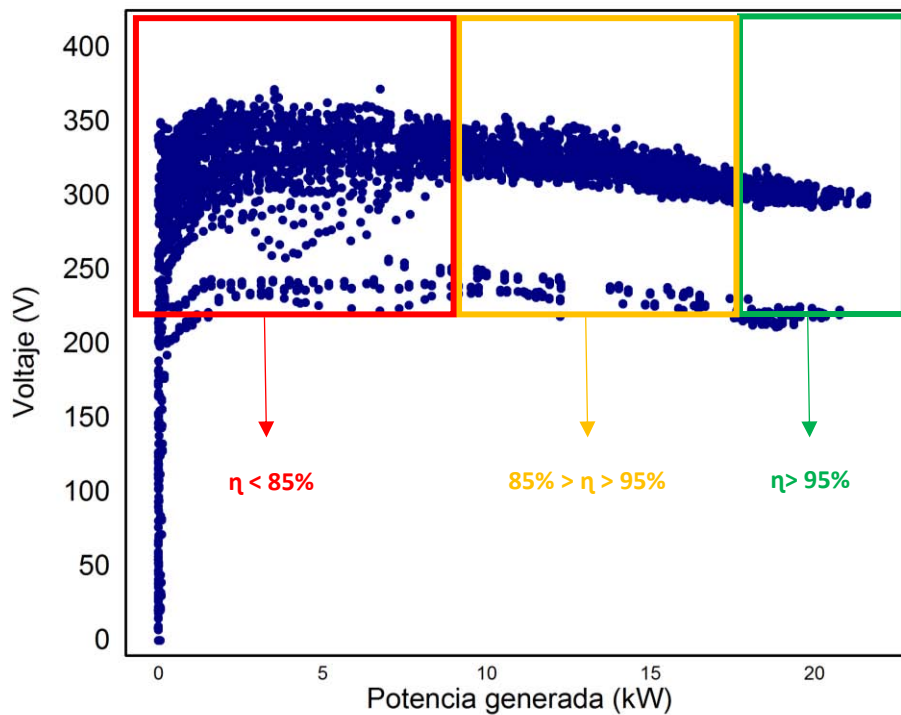


Figura 4.17 Ventana de eficiencia con respecto a la potencia de entrada del inversor IG Plus 10.0-3 Delta



**Tabla XVI. Porcentaje de pérdidas en la conversión CC/CA**

	<i>Egen</i>	<b>Pérdidas en la conversión CC/CA</b>	<b>%</b>
<b>Enero</b>	81,624.22	4,013.60	4.92
<b>Febrero</b>	107,543.85	4,868.69	4.53
<b>Marzo</b>	114,560.51	5,144.74	4.49
<b>Abril</b>	135,247.41	5,943.38	4.39
<b>Mayo</b>	131,964.29	5,862.83	4.44
<b>Junio</b>	136,630.55	6,030.20	4.41
<b>Julio</b>	152,920.34	6,527.95	4.27
<b>Agosto</b>	0.00	0.00	0.00
<b>Septiembre</b>	135,959.48	5,792.42	4.26
<b>Octubre</b>	127,047.17	5,576.06	4.39
<b>Noviembre</b>	113,654.54	5,070.59	4.46
<b>Diciembre</b>	108,018.83	4,837.61	4.48
<b>Total</b>	<b>122,288.29</b>	<b>5,424.37</b>	<b>4.44</b>

Paradas por mantenimiento, baja irradiancia y mal funcionamiento

Las paradas en la operación por mantenimiento, baja irradiancia o mal funcionamiento no fueron muy comunes durante el período evaluado, además de que al calcularse los promedios diarios mensuales, tales efectos de las fallas eventuales no impactaron significativamente en la operación del SFV.

Queda claro que las mayores pérdidas por mal funcionamiento se dan en el mes de agosto, con el 100 % de la energía pronosticada, ya que el SFV quedó desconectado de la red, durante ese periodo de tiempo.

Para el resto del periodo evaluado, las pérdidas por mal funcionamiento no superan el 0.02 % del promedio diario anual de la energía técnica máxima generada. Los valores porcentuales para cada mes se observan en la Tabla XVI.

**Tabla XVII. Porcentaje de pérdidas por mal funcionamiento**

	$E_{tecmáxgen}$	Pérdidas por mal funcionamiento	%
<b>Enero</b>	99,229.20	43.00	0.04
<b>Febrero</b>	129,226.53	124.84	0.10
<b>Marzo</b>	130,741.31	32.00	0.02
<b>Abril</b>	145,514.70	18.00	0.01
<b>Mayo</b>	138,202.48	13.00	0.01
<b>Junio</b>	140,135.39	6.00	0.00
<b>Julio</b>	156,507.61	17.00	0.01
<b>Agosto</b>	137,319.79	137,319.79	100.00
<b>Septiembre</b>	144,029.38	12.00	0.01
<b>Octubre</b>	138,014.18	8.00	0.01
<b>Noviembre</b>	123,803.73	11.00	0.01
<b>Diciembre</b>	122,562.59	23.00	0.02
<b>TOTAL</b>	133,451.55	27.99	0.02

# CONCLUSIONES

Se monitoreó durante 11 meses (11 de enero-14 de diciembre), un SFV-CR de 27 kW ubicado en el Centro Morelense para la Innovación Agropecuaria (CeMIAgro), en la ciudad de Emiliano Zapata, Morelos, con la finalidad de analizar el rendimiento energético del mismo.

Normas internacionales indican que deben calcularse cuatro factores para analizar el rendimiento energético de un SFV-CR. La productividad de referencia, la productividad del arreglo, la productividad final y el rendimiento global del sistema. Adicional a esto, se calculó la eficiencia del sistema y se calcularon los porcentajes en que diversos factores disminuyeron el rendimiento del SFV.

Para poder completar el análisis, se monitorearon variables energéticas y ambientales como radiación solar, temperatura ambiente, temperatura de los módulos fotovoltaicos, además de variables eléctricas como voltaje, corriente, potencia y energía en corriente continua (CC) como en corriente alterna (CA). Además se calculó la temperatura de operación de la celda, con base en la temperatura medida del módulo, el rendimiento térmico, el recurso solar, la energía máxima disponible, y la energía técnica máxima generada.

El recurso solar promedio diario anual fue de 5.74 horas sol, siendo este un valor más alto que el promedio en México. Abril, mayo, julio, agosto y septiembre superan las 6 horas sol.

La energía inyectada a la red promedio diario anual fue de 107.96 kWh y la energía inyectada a la red total fue de 39,452.03 kWh. La energía inyectada a la red por cada kW instalado, la productividad final, fue de 3.99 kWh/kW/día, es decir, casi el doble que algunos países europeos que ya implementan a los SFV en mayor escala. Las pérdidas en el sistema (inversor, cableado, etc.) alcanzaron los 0.15 kWh/kW/día y las pérdidas en la generación (AFV) fueron de 1.58 kWh/kW/día en promedio diario anual.

El rendimiento global del sistema se calculó utilizando dos líneas bases. La primera fue la productividad final, que considera únicamente el recurso solar. El PR bajo este criterio fue de 0.69. La segunda línea base utilizada fue, además de la productividad final, la temperatura, ya que los MFV no pueden generar más que lo delimitado por el recurso solar y la temperatura.

El PR bajo este criterio fue de 0.80. El primer criterio es el método empleado para calcular el rendimiento con base a las normas, y solamente así es posible la comparación de la evaluación de este trabajo con otros realizados anteriormente.

Para ambos criterios, el SFV se encuentra operando a un valor típico de rendimiento global para sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Durante el mes de agosto el SFV se encontró desconectado de la red debido a fallas con el medidor bidireccional, situación que disminuyó considerablemente el rendimiento del SFV.

Si no se considera ese tiempo dentro del análisis del rendimiento, el PR sería de 0.76 y 0.88 para cada uno de los criterios utilizados en el cálculo.

La eficiencia del sistema bajo condiciones reales de operación fue de 10.7 %.

Finalmente, las pérdidas energéticas en promedios diarios, en valores porcentuales, se presentan en la Tabla XVIII.

**Tabla XVIII. Porcentaje de pérdidas energéticas en un sistema fotovoltaico conectado a la red**

Parámetro	Energía (kWh)	%
No cumplimiento de la potencia nominal	18.55 - 9.3	13.87 - 6.95
Conexionado o desacoplamiento	4.41	3.3
Pérdidas por temperatura	22.19 - 19.96	14.33 - 12.89
Inclinación y orientación	1.24	0.8
Sombras	2.52	1.63
Polvo y suciedad	19.42 - 1.70	12.54 - 1.1
Caidas de voltaje en conductores	0.49	0.40
Pérdidas en la conversión CC/CA	5.66 - 5.19	4.63 - 4.24
Mal funcionamiento	0.027	0.02

El parámetro que impacta negativamente en mayor grado al rendimiento de un sistema fotovoltaico es la temperatura, cuyas pérdidas energéticas están entre 22.19 y 19.96 kWh promedio al día. Tales efectos son inherentes a los sistemas fotovoltaicos.

El polvo y la suciedad pueden reducir la potencia entre un 12.54 % y un 1.7 %. Estas pérdidas no son iguales para todos los meses, ya que en periodos de lluvia, los módulos se mantienen limpios por si solos. Basta con un plan de limpieza mensual para retirar el exceso de

polvo y suciedad durante los meses sin lluvia, para reducir las pérdidas de hasta 19.42 kWh promedio al día.

Un tercer parámetro que disminuyó considerablemente el rendimiento del sistema, fue el no cumplimiento de la potencia nominal de los módulos fotovoltaicos. Las pérdidas energéticas promedios diarios están entre 18.55 kWh y 9.3 kWh. Mayor investigación será necesaria para determinar la razón de la degradación de los módulos instalados.

Las pérdidas debido a la eficiencia del inversor, se encuentran dentro de los límites aceptables dado el proceso de conversión de corriente continua en corriente alterna, es decir, el inversor se encuentra operando dentro de los límites de su eficiencia máxima.

Para el resto de los parámetros, su impacto sobre el sistema es mínimo, solamente habría que considerar un plan de mantenimiento para liberar de sombras al arreglo fotovoltaico durante los meses de invierno.

Durante el periodo de evaluación, se han dejado de emitir 17.2 toneladas de CO<sub>2</sub>, lo que equivale a 114, 567 km recorridos en coche o a 441 nuevos árboles plantados.

## Bibliografía

- Alonso Abella, M. (2005). *Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al Diseño y Dimensionado de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid, España: Era Solar.
- CONACyT. (2010). *Red de Fuentes de Energía*. Obtenido de <http://www.redfe.org.mx/es/images/redfe/estado-de-arte-totalredfe.pdf>
- Conuee. (2014). *Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía*. Obtenido de [http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/normas\\_y\\_nmx](http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/normas_y_nmx)
- Dierauf, T., Growitz, A., Kurtz, S., Becerra Cruz, J., Riley, E., & Hansen, C. (2013). *Weather-Corrected Performance Ratio*. Colorado: NREL.
- El periódico de la energía. (2016). *El periódico de la energía.com*. Obtenido de <http://elperiodicodelaenergia.com/nueve-paises-de-europa-ya-han-superado-su-objetivo-de-renovables/>
- Eltawil, M. A., & Zhao, Z. (2010). Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review. *Elsevier*, 112-129.
- EPIA. (2012). *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*. Obtenido de <http://www.europeice.com/>
- Fronius. (2016). Obtenido de [http://www.fronius.com.mx/cps/rde/xchg/SID-A9F28381-E88078C5/fronius\\_mexico/hs.xsl/6884\\_7365.htm#.WGsmAFPhDIU](http://www.fronius.com.mx/cps/rde/xchg/SID-A9F28381-E88078C5/fronius_mexico/hs.xsl/6884_7365.htm#.WGsmAFPhDIU)
- Fronius. (2016). *Fronius Solar Web*. Obtenido de <https://www.solarweb.com/>
- Huacuz, J. M., González, R., Medrano, C., & Agredano, J. (2005). Grid Tied PV Systems to Distribution Network. *Congreso Bienal de la CIGRE*. Guanajuato, México.
- IEA. (2013). *International Energy Agency- Photovoltaic Power Systems Programme*. Obtenido de <http://iea-pvps.org/>
- IRENA. (12 de 03 de 2016). *IRENA.ORG*. Obtenido de <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>
- King, D., Boyson, W., & Kratochvill, J. (2004). Photovoltaic Array Performance Model. Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550: Sandia National Laboratories.
- Maqueda Zamora, M. R., & Sánchez Viveros, L. A. (18 de 10 de 2008). *Boletín INEEL*. Obtenido de <http://www.ineel.mx/boletin042011/investiga.pdf>
- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., . . . Townsend, T. (2005). Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition*. Lake Buena Vista, Florida: NREL.

- Matsumoto, Y., Urbano, J. A., Agredano, J., & Sánchez Juárez, A. (2008). *PV Status in México. Elsevier.*
- Mpholo, M., Nchaba, T., & Monese, M. (2015). Yield and performance analysis of the first grid-connected solar farm. *Elsevier*, 845-852.
- REN 21. (2014). *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*. Obtenido de [http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014\\_full%20report\\_low%20res.pdf](http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf)
- Salgado, J. (2007). *Guía Completa de la Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid, España: AMV.
- Sánchez Juárez, A. (2013). *Especificación Técnica para Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica Asociados a Proyectos Productivos Agropecuarios*. FIRCO.
- Torre, A. P. (09 de 2014). *Ecoosfera.com*. Obtenido de <http://ecoosfera.com/2014/09/mexico-es-el-3er-pais-mas-soleado-del-mundo-pero-produce-minima-energia-solar/>



# **ANEXOS**

**ANEXO 1**

**Tabla 310-15(b)(16) Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 Volts 60°C a 90°C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30°C.**

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60°C	75°C	90°C	60°C	75°C	90°C
mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	TIPOS TW,UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW USE	TIPOS SA,SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
0.824	18**	—	—	14	—	—	—
1.31	16**	—	—	18	—	—	—
2.08	14**	15	20	25	—	—	—
3.31	12**	20	25	30	—	—	—
5.26	10**	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

**Tabla 310-15(b)(17) Ampacidades permisibles de conductores individuales aislados para tensiones hasta e incluyendo 2000 Volts al aire libre, basadas en una temperatura ambiente de 30°C**

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60°C	75°C	90°C	60°C	75°C	90°C
				TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2			TIPOS SA,SIS, RHH, RHW-2, USE- 2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	TIPOS TW,UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW USE	TIPOS XHHW-2, ZW-2
		COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.824	18	—	—	14	—	—	—
1.31	16	—	—	18	—	—	—
2.08	14**	25	30	35	—	—	—
3.31	12**	30	35	40	—	—	—
5.26	10**	40	50	55	—	—	—
8.37	8	60	70	80	—	—	—
13.3	6	80	95	105	60	75	85
21.2	4	105	125	140	80	100	115
26.7	3	120	145	165	95	115	130
33.6	2	140	170	190	110	135	150
42.4	1	165	195	220	130	155	175
53.5	1/0	195	230	260	150	180	205
67.4	2/0	225	265	300	175	210	235
85.0	3/0	260	310	350	200	240	270
107	4/0	300	260	405	235	280	315
127	250	340	405	455	265	315	355
152	300	375	445	500	290	350	395
177	350	420	505	570	330	395	445
203	400	455	545	615	335	425	480
253	500	515	620	700	405	485	545
600	600	575	690	780	455	545	615
700	700	630	755	850	500	595	670
750	750	655	785	885	515	620	700
800	800	680	815	920	535	645	725
900	900	730	870	980	580	4700	790
507	1000	780	935	1055	625	750	845
633	1250	890	1065	1200	710	855	965
760	1500	980	1175	1325	795	950	1070
887	1750	1070	1280	1445	875	1050	1185
1013	2000	1155	1385	1560	960	1150	1295

**ANEXO 2**

**Tabla 310-15(b)(2)(a) Factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 30°C**

Para temperaturas ambiente distintas de 30°C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:

Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60°C	75°C	90°C
10 o menos	1.29	1.20	1.15
11-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	—	0.58	0.71
61-65	—	0.47	0.65
26-30	—	0.33	0.58
31-35	—	—	0.5
36-40	—	—	0.41
41-45	—	—	0.29

**Tabla 310-15(b)(2)(b) Factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 40°C**

Para temperaturas ambiente distintas de 40°C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:

Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor					
	60°C	75°C	90°C	150°C	200°C	200°C
10 o menos	1.58	1.36	1.26	1.13	1.09	1.07
11-15	1.50	1.31	1.22	1.11	1.08	1.06
16-20	1.41	1.25	1.18	1.09	1.06	1.05
21-25	1.32	1.20	1.14	1.07	1.05	1.04
26-30	1.22	1.13	1.10	1.04	1.03	1.02
31-35	1.12	1.07	1.05	1.02	1.02	1.01
36-40	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
41-45	0.87	0.93	0.95	0.98	0.98	0.99
46-50	0.71	0.85	0.89	0.95	0.97	0.98
51-55	0.50	0.76	0.84	0.93	0.95	0.96
56-60	—	0.65	0.77	0.9	0.94	0.95
61-65	—	0.53	0.71	0.88	0.92	0.94
66-70	—	0.38	0.63	0.85	0.90	0.93
71-75	—	—	0.55	0.83	0.88	0.91
76-80	—	—	0.45	0.80	0.87	0.90
81-90	—	—	—	0.74	0.83	0.87
91-100	—	—	—	0.67	0.79	0.85
101-110	—	—	—	0.6	0.75	0.82
111-120	—	—	—	0.52	0.71	0.79
121-130	—	—	—	0.43	0.66	0.76
131-140	—	—	—	0.30	0.61	0.72
141-160	—	—	—	—	0.50	0.65
161-180	—	—	—	—	0.35	0.58
181-200	—	—	—	—	—	0.49
201-225	—	—	—	—	—	0.35

**Tabla 310-15(b)(3)(a) Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable**


Número de conductores <sup>1</sup>	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15 (b)(16) a 310-15 (b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

**Tabla 310-15(b)(3)(c) Ajustes a la temperatura ambiente para canalizaciones circulares expuestas a la luz solar en o por encima de azoteas**

Distancia por encima del techo hasta la base del tubo conduit milímetros	Sumador de temperatura °C
De 0 hasta 13	33
Más de 13 hasta 90	22
Más de 90 hasta 300	17
Más de 300 hasta 900	14

## ANEXO 3








### Ficha técnica del módulo S60PC de la marca Solartec



**POLICRISTALINO**

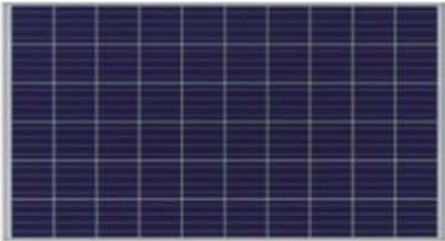
**240 – 260 W SOLAR PANEL**  
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

## BENEFICIOS

-  -Resistente a impactos con una velocidad de hasta 23 m/s
-  -Amplios rangos de operación de -40°C hasta +90°C
-  -Soporta cargas mecánicas de hasta 2400 Pa.
-  -Libre de problemas de Degradación de Potencial Inducido (PID)
-  -Aislamiento eléctrico de 3000 V por un minuto.
-  -Celdas libres de Micro Cracks
-  -Resistencia de aislamiento mayor a los 100 MΩ.

## S60PC

**Módulo con 60 celdas**  
S60PC- 240, S60PC-245, S60PC-250, S60PC-255, S60PC-260.



**Los módulos solares Solartec de 240 - 260 W proveen un liderazgo incomparable en la industria gracias a su eficiencia y desempeño.**  
En módulo solar S60PC utiliza 60 celdas solares, con un óptimo diseño integrando materiales de la mejor calidad, y manufacturado mediante las normas:

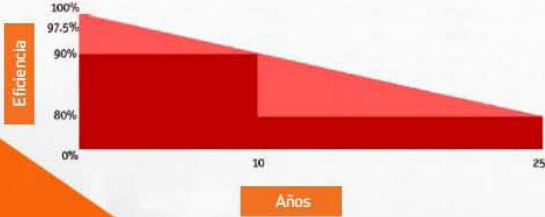
- IEC 61215
- IEC 61730
- UL 1703
- NMXJ 618

### CALIDAD DE GARANTÍA

Se garantiza un óptimo funcionamiento en los primeros 10 años ante los defectos de fábrica en el módulo fotovoltaico.

### RENDIMIENTO DE GARANTÍA

- Durante el primer año se garantiza una potencia nominal de salida del módulo no menor a 97.5%.
- Del año 2 al año 10 se garantiza una potencia nominal de salida del módulo de no menor al 90%, y del año 11 al año 25 se garantiza una potencia nominal de salida del módulo de no menor al 80%, manteniendo una degradación lineal del 0,7% anual.



### Condiciones de Operación

Temperatura	-40°C hasta +90°C
Carga Máxima	2400 Pa
Resistencia al Impacto	23 m/s
Conductividad a Tierra	≤ .1 Ω.
Resistencia de aislamiento	≥ 100 MΩ.

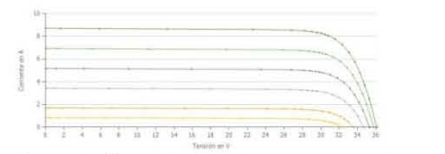
# S60PC

[www.solartec.mx](http://www.solartec.mx)

**Especificaciones**

Tipo de celda	Policristalina
Dimensiones de Celda	156 mm * 156 mm
Número de Celdas	60 (6 x 10)
Peso	18.5 Kg
Dimensiones de módulo	1640 mm x 992 mm x 40 mm
Cable	900 mm fotovoltaico
Caja de Conexiones	IP65 / IP67
Número de diodos de derivación	3 / 6
Conectores	Mc4 Compatible
Hoja Trasera	Blanca
Marco	Aluminio anodizado (15 µm)
Clasificación de Flama	Clase C
Aplicación de acuerdo a IEC	Clase A
Configuración de Empacado	26 piezas

**CURVA DE I-V**



Características de corriente / Voltaje dependen de la irradiancia y la temperatura del módulo  
 Voltaje máximo del sistema: 1000 V | Valor máximo del fusible en serie: 15 A

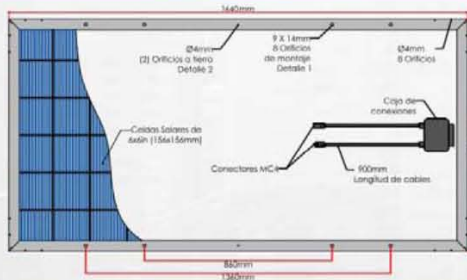
**Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Policristalino**

Modelo	S60PC-240		S60PC-245		S60PC-250		S60PC-255		S60PC-260	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Condiciones de Medición										
Voltaje de circuito abierto (Voc)	35.70 V	35.64 V	36.10 V	36.04 V	36.30 V	36.24 V	36.40 V	36.34 V	36.70 V	36.64 V
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmpp)	30.00 V	29.24 V	30.40 V	30.34 V	30.60 V	30.54 V	30.70 V	30.64 V	30.90 V	30.84 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.57 A	6.87 A	8.63 A	6.92 A	8.71 A	6.98 A	8.80 A	7.05 A	8.89 A	7.13 A
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	8.00 A	6.41 A	8.05 A	6.45 A	8.17 A	6.55 A	8.30 A	6.65 A	8.42 A	6.75 A
Potencia máxima (Pmax)	240 W	191 W	245 W	195 W	250 W	200 W	255 W	203 W	260 W	208 W
Eficiencia del módulo	14.78%		15.08%		15.39%		15.70%		16.01%	

**Coefficientes de Temperatura**

de Isc (α)	+0.01% / °C	de Voc (β)	-0.31% / °C	de Pmax (γ)	-0.50% / °C
------------	-------------	------------	-------------	-------------	-------------

**Dimensiones**



**Garantías**

Los materiales que componen los paneles fotovoltaicos y los posibles defectos que se deban al proceso de la fabricación por un periodo de 10 años.

Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.

Generación mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 25 años.

Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda [STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5; NOCT: 800W/m², 45 ±2°C, AM 1.5.]

Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada +3%.

**Marco de Aluminio**



**Aplicaciones**

- Integración estructural
- Plantas de energía solar
- Sistemas de bombeo solar
- Reducción de costos en energía

**Distribuido por**

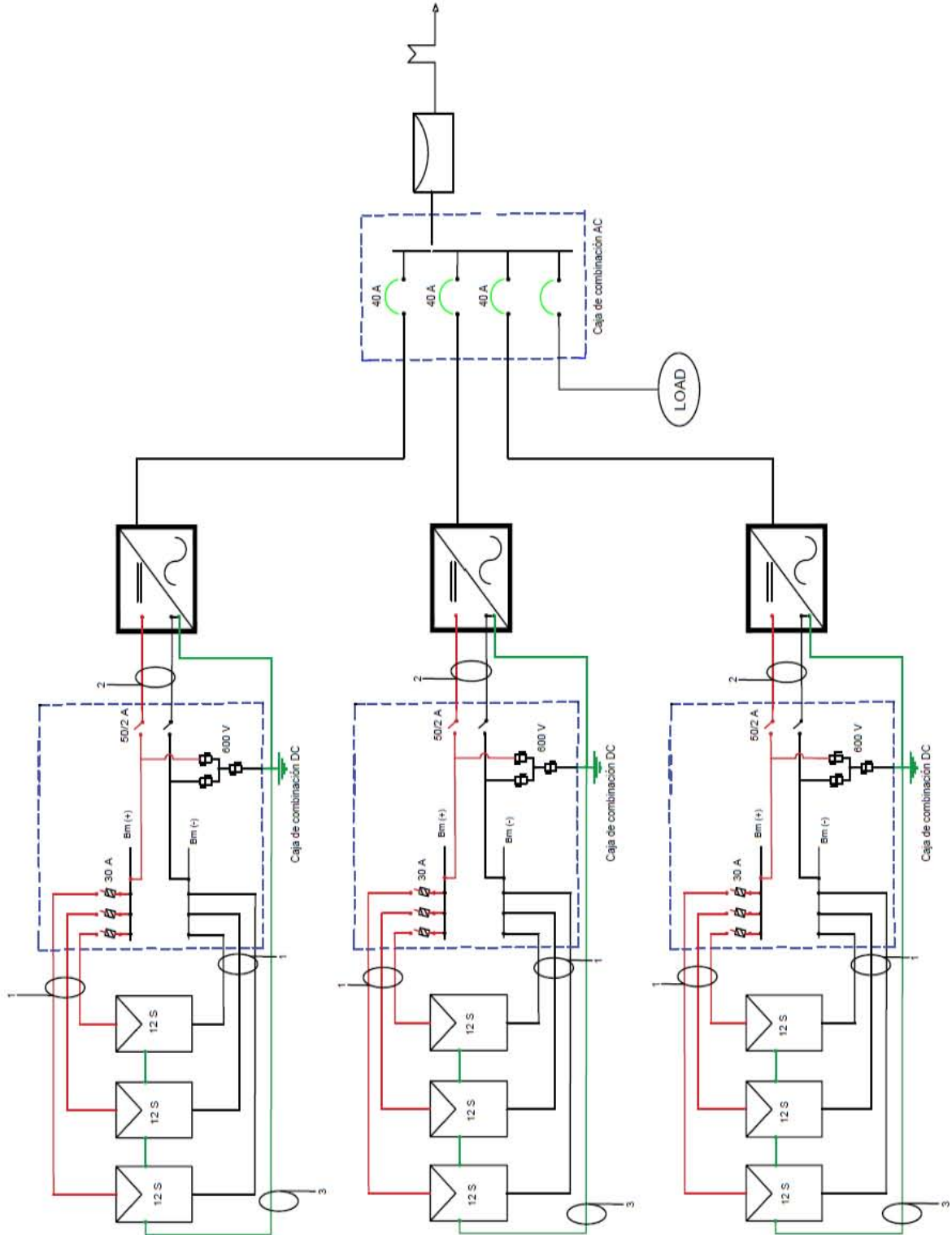


Contacto **Carretera Libramiento Norte Km 4.6**  
**Lote No. 9, Parque Industrial Apolo**  
**Irapuato, Gto. México CP 36826**  
 info@solartec.mx | Tel. +52 (462) 635 9828



## Anexo 4

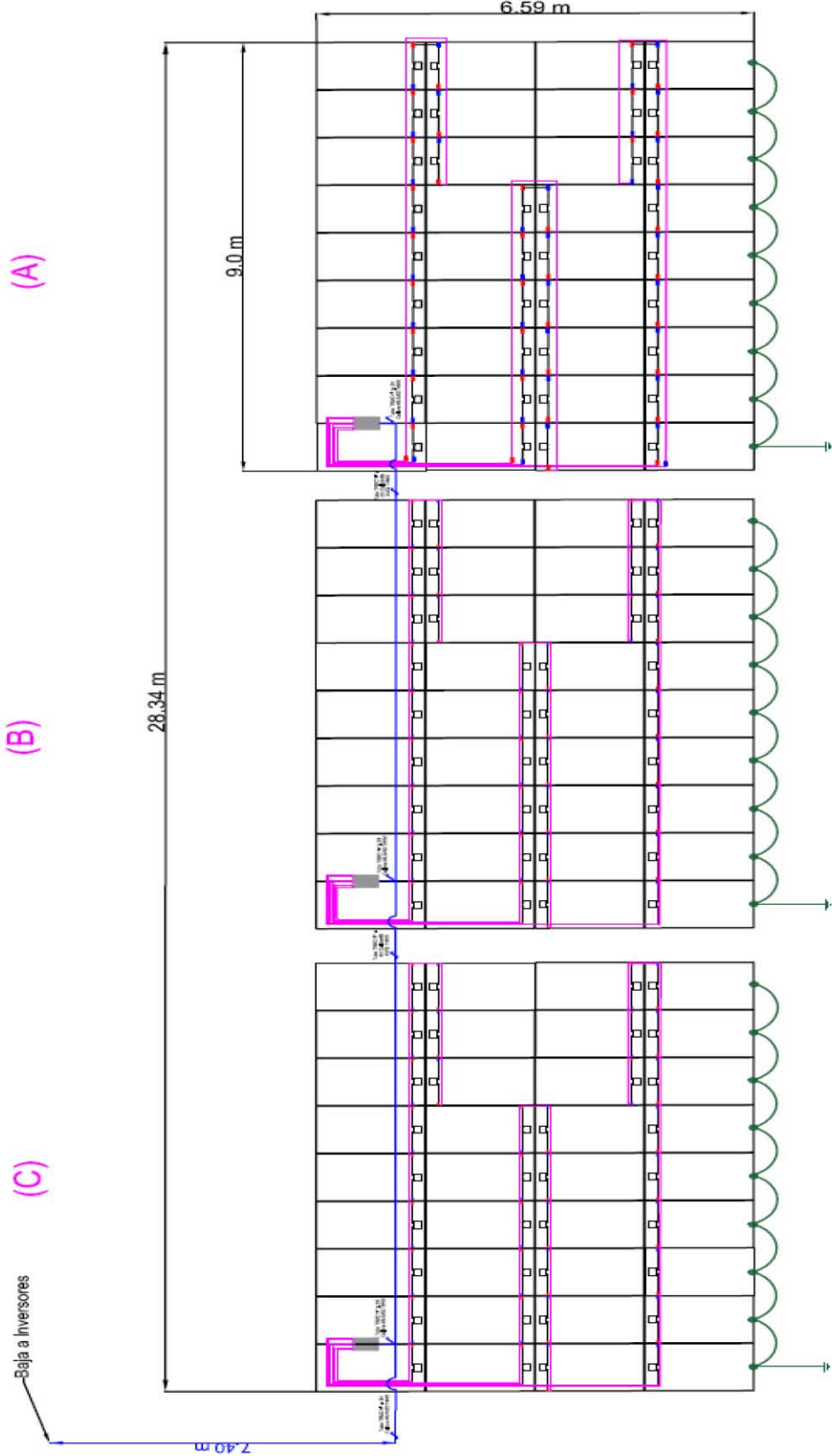
### Diagrama bifilar de los tres arreglos del sistema fotovoltaico del CeMIAgro





ANEXO 5

Diagrama de conexiones eléctricas de los tres arreglos del sistema fotovoltaico del CeMIAgro



## ANEXO 6

### Ficha técnica de la caja de sensores de Fronius para el sistema de monitoreo y adquisición de datos

## Fronius Sensor Card / Box



Medición de datos adicionales a través de la conexión de diferentes sensores.

Con el Fronius Sensor Card / Box es posible integrar sensores para la medición de :

Irradiancia,  
 Temperatura ambiente,  
 Temperatura del módulo,  
 Velocidad del viento,  
 Etc.

en el sistema Fronius DATCOM.

### Datos técnicos

Fronius Sensor Card / Box	
Alimentación de la red de corriente	12 V DC
Consumo de energía	
- Sensor Card:	1.1 W
- Sensor Box:	1.3 W
Grado de protección (Box)	IP 20
Dimensiones (largo x ancho x alto)	
- Sensor Card	140 x 100 x 26 mm
- Sensor Box	197 x 110 x 57 mm
Interfaces (solo Sensor Box)	Conector: Descripción:
- RS 485	RJ 45 "IN"
- RS 485	RJ 45 "OUT"
Canales T1, T2	
- Sensores	PT1000
- Rango de medición	-25°C...75°C
- Precisión	0.5°C
- Resolución	1°C
Canal de Irradiancia	
- Rango de medición	0...100 mV 0...200 mV 0...1 V
- Precisión	3 %
Canales D1, D2	
- Max. nivel de voltaje	5.5 V
- Max. frecuencia	2500 Hz
- Duración mínima de los pulsos	250 us
- Umbral de conmutación "OFF" ("LOW"):	0...0.5 V
- Umbral de conmutación "ON" ("HIGH"):	3...5.5 V
Entrada de corriente de canal	
- Rango de medición:	0...20 mA 4...20 mA
- Presición	5 %

## Ficha técnica de los sensores del sistema de monitoreo y adquisición de datos

### Sensores

Irradiancia  
Temperatura del Módulo  
Sensor de Irradiancia

Temperatura Ambiente  
Velocidad del viento

Este sensor se utiliza para medir la energía radiada incidente, y por lo general se fija en el marco de los módulos solares. Comparando la potencia de irradiación con la del inversor, se logra obtener un vistazo general del funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

#### Datos Técnicos

Sensor	Sensor de silicio monocristalino
Tensión de medición	aprox. 70 mV a 1,000 W/m <sup>2</sup> (valor de calibración exacto impreso en el sensor)
Presición	±5% promedio anual
Temperatura ambiente admisible	-40°C a +85°C; -40 F a 185 F
Diseño	Resistente al clima, montado sobre perfil de aluminio en forma de Z
Dimensiones (largo x ancho x alto)	110 x 40 x 40 mm
Cable	Conductor de cobre de 3 m; extremos libres, casquillos, resiste a radiación UV
Longitud máxima del cable (distancia entre Sensor Card/Box y sensor)	30 m

**Información de instalación:** El sensor viene sobre un perfil de aluminio, que presenta un orificio con un diámetro de 8 mm. Utilícelo para atornillar fácilmente el sensor sobre el marco del módulo. Durante la instalación, asegúrese de que el sensor no proyectará su sombra sobre ningún módulo.



#### Sensor de temperatura ambiente

Gracias a su amplio rango de medición, el sensor de temperatura es adecuado tanto para la medición de la temperatura ambiente, como para medir temperaturas interiores.

#### Datos Técnicos

Sensor	PT1000
Rango de medición	-40°C a +180°C; -40 F a 356 F
Presición	±0.8°C (en el rango de -40°C to 100°C) ±1.5 F (en el rango de -40 F to 212 F)
Diseño	En una cápsula cilíndrica de acero inoxidable, 2 conductores
Dimensiones	Longitud 50 mm, Ø 6 mm
Cable	Conductor de cobre de 3 m; 2 x 0.5 mm, aislamiento de silicón, extremos libres, casquillos, resiste a radiación UV
Longitud máxima del cable (distancia entre Sensor Card/Box y sensor)	20 m

**Información de instalación:** Para estos sensores, no existe una estructura especial de montaje. El sensor de temperatura ambiente, por ejemplo, puede ser colocado simplemente debajo de los módulos fotovoltaicos.



#### Sensor de temperatura de los módulos

Este sensor es adecuado para medir la temperatura de las superficies, en general. Montando el sensor en la parte posterior de un módulo fotovoltaico, permite medir la temperatura de éste.

La temperatura de los módulos fotovoltaicos es crucial para su desempeño. A través de su monitoreo se pueden extraer conclusiones sobre el comportamiento de la curva de potencia.

Sensor	PT1000
Rango de medición	-4 F to +302 F
Precisión	±0,45°C (en el rango de -20°C a +150°C)
Diseño	Sensor de temperatura de superficie con película autoadhesiva, 2 conductores
Dimensiones	50 x 100 mm
Cable	Cable de 5 m, cobre níquelado, con aislamiento de FEP/Silicona, casquillos, resistente a radiación UV
Longitud máxima del cable (distancia entre Sensor Card/Box y sensor)	20 m

**Información de la instalación:** Se recomienda adherir el sensor y el cable con cinta adicional.



#### Sensor de velocidad de viento

Este sensor mide la velocidad exacta del viento.

Se trata de una adición útil a los demás sensores, para completar así una estación meteorológica privada.

#### Datos Técnicos

Sensor	Anemómetro con tubo de contacto de lengüeta
Señal de salida	Rectángulo: Low $\leq$ 0.5V / High $\geq$ 4.5 V
Factor de calibración	5.22 Hz = 1 km/h 1.45 Hz = 1 m/s
Umbral	2.5 m/s velocidad de viento
Resolución	1 m/s; 1 km/h
Precisión	±5 % at wind speed $\geq$ 5 m/s
Grado de protección	IP 54
Temperatura ambiente	-20°C a +60°C; -4 F a 140 F
Dimensiones	85 x 93 x 115 mm
Cable	Conductor de cobre de 2 m; extremos libres, casquillos, resiste a radiación UV
Longitud máxima del cable (distancia entre Sensor Card/Box y sensor)	30 m





## ANEXO 7

### Ficha técnica del Trazador de curvas Solmetric PVA-600

## General Information

Characteristic	Description
<b>High efficiency PV modules</b>	Extra-large capacitors mean better accuracy when measuring high-efficiency, back-contact PV modules.
<b>Measurement range selection</b>	Measurement circuitry automatically optimizes to best measure the PV module or string
<b>Control &amp; display unit</b>	User-provided Windows computer, eg. laptop or UMPC
<b>PC to measurement unit interface</b>	Wireless USB adaptor (provided)
<b>Wireless range</b>	10 meters (building walls) to 75 meters (open range)
<b>Module/Inverter data</b>	Onboard database of inverters and over 1700 modules. Updates provided at Solmetric website.
<b>Inverter limits</b>	Voltage limits and max power tracking range of user-selected inverter are superimposed on the I-V graph as a reference check on the system design.
<b>Carrying case</b>	Measurement unit includes a factory-installed padded soft case, with handle, shoulder strap and cable pouch.
<b>DC interrupt</b>	Measurement sweep can be paused to avoid arcing when making/breaking connection to PV source circuits.
<b>Protection features</b>	Automatic safeguards protect against damage from over-temperature, over-voltage, over-current, and reverse polarity.
<b>Dimensions</b>	16 in. x 8 in. x 5 in. (not including cable pouch or PV leads)

## Electrical Specifications

Parameter	Value
<b>PV voltage measurement range</b>	0-600 V DC
<b>PV current measurement range</b>	0-20 A DC
<b>Minimum Voc</b>	20 V DC
<b>Minimum Isc</b>	1 A DC
<b>I-V measurement update rate *</b>	30 – 60 sec (or on demand)
<b>I-V measurement time</b>	.05 – 1 sec
<b>Measurement points per trace</b>	100
<b>Ambient operating temperature range *</b>	0 to +50 deg C
<b>Storage temperature</b>	-20 to +60 deg C
<b>Battery life (continuous operation)</b>	20 hours
<b>Charging time</b>	6 hours

\* **Note:** Update rate should be reduced when measuring in extreme heat, or when testing high voltage arrays.