



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

DISEÑO ELÉCTRICO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO
DE 42KWp.

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

PRESENTA:
ING. JOSÉ TOMÁS SÁNCHEZ SILVA

TUTOR: DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ (IER-UNAM)

DR. SERGIO A. GAMBOA SÁNCHEZ (IER-UNAM)
DR. SEBASTIAN JOSEPH PATHIYAMATTOM (IER-UNAM)
M.E.S. JOSÉ ORTEGA CRUZ (IER-UNAM)
DR. JOSÉ JASSON FLORES PRIETO (CENIDET)

TEMIXCO, MORELOS NOVIEMBRE 2017



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. Gamboa Sánchez Sergio Alberto

Secretario: Dr. Pathiyamattom Joseph Sebastian

1er Vocal: Dr. Sánchez Juárez Aarón

2do Vocal: Dr. Flores Prieto José Jassón

3er Vocal: M. en E.S. Ortega Cruz José

Lugar donde se realizó la tesis:

Instituto de Energías Renovables, UNAM

Temixco, Morelos.

TUTOR DE TESIS

DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, UNAM

FIRMA

Agradecimientos

A mis padres por ser ejemplo de constancia y dedicación, mamá tu lucha me inspira.

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo económico brindado durante el transcurso de mis estudios de posgrado.

Al Dr. Aarón Sánchez Juárez, al M. en E.S. José Ortega Cruz y a todos y cada uno de los integrantes que conforman su equipo de trabajo por su valioso apoyo, orientación, confianza y transmisión de conocimiento para la realización de este trabajo. Así mismo agradezco a los Doctores Sergio Alberto Gamboa Sánchez, Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph , y al Dr. José Jassón Flores Prieto, por sus comentarios y aportes al presente trabajo.

Agradezco el apoyo económico proporcionado y las facilidades otorgadas para el uso de equipo de medición durante el desarrollo de éste trabajo al Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar, Proyecto P-29 “Laboratorio Nacional para la Evaluación de Módulos, Partes y Componentes de Sistemas Fotovoltaicos”, financiado por el Fondo de Sustentabilidad Energética CONACYT-SENER.

Este trabajo fue desarrollado dentro del marco de actividades del Proyecto FORDECYT 190603 “ESTUDIO SOBRE EL USO DE LA ENERGÍA SOLAR EN APLICACIONES RESIDENCIALES, INDUSTRIALES Y COMERCIALES EN DIFERENTES ESTADOS DEL PAÍS”, financiado por el Fondo Institucional de Fomento Regional para el Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación del CONACYT , por lo cual, agradezco el apoyo proporcionado y las facilidades otorgadas para el uso de equipo de medición durante el desarrollo de éste trabajo.

CONTENIDO

Lista de símbolos y abreviaturas	II
Lista de figuras	IV
Lista de tablas	VIII
Introducción	X
Objetivo General.	XIII
Objetivos Específicos.....	XIII
Resumen	XIV
1.- CONCEPTOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA SOLAR.....	- 1 -
1.1 El sol como fuente de energía, radiación.	- 1 -
1.2 Concepto de Irradiancia e irradiación solar.....	- 2 -
1.3 Factores de atenuación de la irradiancia y masa de aire.....	- 2 -
1.4 Irradiancia sobre un captador: Directa, Difusa y Global	- 4 -
1.5 Aparatos de medida para la radiación solar.....	- 6 -
1.6 Comportamiento diario de la Irradiancia y concepto de Hora Solar Pico	- 6 -
1.7 Recurso Solar, fuentes de información y mapas de Irradiación solar.	- 7 -
1.8 Trayectorias Solares.	- 9 -
1.9 Orientación del captador.	- 10 -
2.- TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS.....	- 11 -
2.1 El Efecto Fotovoltaico.....	- 11 -
2.2 Celdas solares y parámetros eléctricos.....	- 12 -
2.3 Efecto de la Temperatura.	- 16 -
2.4 Efecto de la intensidad luminosa.....	- 17 -
2.5 Efecto del área de captación en una celda solar.	- 18 -
2.6 Módulo Fotovoltaico.....	- 19 -
2.7 Efecto de la Intensidad luminosa.	- 22 -
2.8 Efecto de la temperatura y la irradiancia en un módulo.....	- 22 -
2.9 El Arreglo Fotovoltaico.....	- 24 -
2.10 Energía generada por un Módulo Fotovoltaico.....	- 25 -
3.- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	- 28 -
3.1 Definición.....	- 28 -

3.2 Sistemas Fotovoltaicos Interconectados.....	- 29 -
3.2.1.- Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados	- 30 -
3.3 Selección de equipos: El inversor y el Módulo Fotovoltaico.....	- 32 -
3.3.1 Inversor para Interconexión a RED.....	- 33 -
3.3.2 El Módulo Fotovoltaico.	- 36 -
3.4 Configuración eléctrica del Arreglo Fotovoltaico.....	- 38 -
3.5 Normatividad Aplicable al Diseño Eléctrico de los SFV.....	- 40 -
3.6 Aspectos Normativos a considerar en el diseño eléctrico de SFV.....	- 42 -
3.6.1 Seguridad.....	- 42 -
3.6.2 Certificación de Componentes.	- 42 -
3.6.3 Pruebas de Desempeño.....	- 43 -
3.6.4 Módulo Fotovoltaico.....	- 43 -
3.6.5 Conductores Eléctricos.....	- 43 -
3.6.6 El Inversor.....	- 45 -
3.6.7 Topología Eléctrica del SFV.....	- 46 -
3.6.8 Dispositivos de Seguridad.....	- 46 -
3.6.8-1 Medios de Desconexión.....	- 46 -
3.6.8-2 Dispositivos de Protección contra Fallos a Tierra.	- 47 -
3.6.8-3 Conexión de Módulos o Cadenas en paralelo.....	- 47 -
3.6.8-4 Dispositivos Contra Corrientes de Retorno.....	- 48 -
3.6.8-5 Dispositivos de Protección Contra Descargas Atmosféricas.....	- 49 -
3.6.8-6 Sistema de tierra.....	- 50 -
3.7 Aspectos Mecánicos para la Estructura.....	- 52 -
3.7.1 Generalidades.....	- 52 -
3.7.2 Especificaciones Técnicas.....	- 53 -
4.- DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO ELÉCTRICO DE LA PLANTA SOLAR	
FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA A LA RED: CASO DE ESTUDIO.....	- 55 -
4.1 El Dimensionamiento.....	- 56 -
4.1.2 Cálculo de la Máxima Potencia Pico.....	- 57 -
4.1.2 Sembrado de Placas.....	- 58 -
4.1.3 Determinación de la Potencia Pico.....	- 63 -
4.2 Acondicionador de Potencia/Inversor.....	- 64 -
4.3 Configuración de los Arreglos Fotovoltaicos.....	- 66 -

4.4 Diagrama Unifilar	- 67 -
4.5 Selección de Estructura y Análisis de Esfuerzos.....	- 69 -
4.6 Sembrado de las Unidades básicas Mecánicas (UBM), Cajas de combinación e Inversores - 77	
4.7 Memoria de Cálculo.....	- 81 -
4.7.1 Tensión Máxima del Sistema (V _{máx}).....	- 81 -
4.7.2 Medios de Protección	- 82 -
4.7.3 Protección contra Descargas Atmosféricas	- 84 -
4.7.4 Caja de Combinación	- 84 -
4.7.5 Selección de conductores y caídas de tensión (ΔV).....	- 86 -
4.7.6 Selección del transformador.....	- 96 -
4.7.6.1 Circuito de salida Transformador punto de acoplamiento en común.....	- 98 -
4.8.- Puesta a tierra del sistema.....	- 98 -
5 ESTUDIO ENERGÉTICO.....	- 100 -
5.1 Estimación de la generación de energía de la PSFV.....	- 100 -
5.2.- Cuantificación de la energía producida por el sistema fotovoltaico.....	- 107 -
RESULTADOS.....	- 113 -
CONCLUSIONES	- 114 -
REFERENCIAS	- 115 -
ANEXOS	- 116 -
IMÁGENES EN SITIO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	- 117 -
FICHA TÉCNICA DE MODULOS E INVERSORES.	
TABLA 9 RESISTENCIA Y REACTANCIA EN CORRIENTE ALTERNA PARA LOS CABLES PARA 600V, TRES FASES A 60 Hz Y 75°C.	
FICHA TÉCNICA ANALIZADORES DE RED.	
FICHA TÉCNICA TAQUETES USADOS EN LA FIJACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS.	
DIAGRAMAS ELÉCTRICOS DE LA PSFV.	

Lista de símbolos y abreviaturas

Fotovoltaico	FV
Energía Solar Fotovoltaica	ESFV
Tecnología Fotovoltaica	TFV
Energía Generada	Eg
Irradiancia	G
Irradiancia pico	G_p
Irradiación	H
Radiación Directa Normal	G_B
Radiación Difusa	G_D
Radiación Global	G_G
Masa de Aire	AM
Hora solar pico	HSP
Ampere	A
Tensión	V
Watt	W
Kilo Watt	kW
Kilo Watt hora	kWh
Potencia	P
Potencia Máxima	Pmax
Potencia Pico	Pp
Corriente continúa	CC
Corriente alterna	CA
Módulo Fotovoltaico	MFV
Corriente de corto circuito	Icc
Corriente de máxima potencia	Imp
Tensión a circuito abierto	Vca
Tensión en máxima potencia	Vmp
Condiciones estándar	STC
Condiciones Normales	NOCT
Coefficiente de temperatura en Icc	α
Coefficiente de temperatura en Vca	β
Coefficiente de temperatura en Pm	γ
Temperatura de la celda	Tc
Etil Vinil Acetato	EVA
Cadena Fotovoltaica	CFV
Arreglo Fotovoltaico	AFV
Generador Fotovoltaico	GFV
Sub Arreglo Fotovoltaico	SAFV
Superficie Activa	S _A
Sistema Fotovoltaico	SFV
Sistema Fotovoltaico Interconectado	SFV-I
Planta Solar Fotovoltaica	PSFV
Unidad Básica Mecánica	UBM
Unidad Básica Eléctrica	UBE
Caja Combinación	Cc
Norma Oficial Mexicana	NOM
Asociación Nacional de Normalización y Certificación	ANCE

International Electrotechnical Commission	IEC
National Electrical Code	NEC
Institute of Electrical and Electronics Engineers	IEEE
Interrupor Termomagnético	ITM
Desconector	Dsc
Block Metálico	B _M
Caídas de tensión	ΔV
American Wire Gauge	AWG
Resistencia eléctrica	Ω
Protección Contra Descargas Atmosféricas	PDA
Protección contra Corrientes de Retorno	PCR
Conductor de Puesta a Tierra	CPT
Electrodo Puesta a Tierra	EPT
Terminal Local Puesta a Tierra	TLPT
Terminal Principal Puesta a Tierra	TPPT
Sistema Eléctrico Nacional	SEN
Punto de Acoplamiento Común	PAC
Red Eléctrica de Distribución	RED
Red Eléctrica Local	REL
Comisión Federal de Electricidad	CFE
Centro Nacional de Control de Energía	CENACE
Secretaria de Energía	SENER
Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía	CONUEE
Comisión Reguladora de Energía	CRE
Instituto de Energías Renovables	IER

Lista de figuras

Figura I-1: Espectro de la radiación solar y espectro de emisión de un cuerpo negro a una temperatura $T=5900K$.	1
Figura I-2: Relaciones Geométricas del sistema Tierra-Sol.	2
Figura I-3: Diagrama esquemático mostrando trayectorias de rayos solares en el tránsito diario aparente del Sol.	3
Figura I-4: Atenuación de la irradiancia en la superficie terrestre	4
Figura I-5: Representación esquemática de las componentes de la radiación	5
Figura I-6: Representación esquemática de la radiación recibida en la superficie de un captador.	6
Figura I-7: Aparatos para medir la radiación solar, A) Pirheliómetro, B) Piranómetro y C) Heliógrafo	6
Figura I-8: Hora solar pico como unidad de energía para la irradiancia en un captador solar.	7
Figura I-9: Mapa de radiación solar en México, los valores mostrados están en HSP y corresponden a la irradiancia global horizontal promedio diaria anual.	8
Figura I-10: Base de datos eosweb.	9
Figura I-11: Estaciones del año y ángulo de inclinación del eje terrestre	10
Figura I-12: orientación del captador	11
Figura II-1: Efecto fotoeléctrico	12
Figura II-2: Comportamiento I vs V de una celda solar bajo condiciones en oscuridad.	13
Figura II-3: Comportamiento I vs V de una celda solar bajo condiciones en iluminación.	13
Figura II-4: En a) esquema mostrando una celda solar bajo iluminación acoplada a una resistencia de carga R_L , en b) comportamiento de los puntos I, V que forman la curva I vs V .	14

Figura II-5: Curva típica I vs V de una celda solar	15
Figura II-6: Comportamiento de la celda respecto a la temperatura.	16
Figura II-7: Efecto de la Irradiancia sobre las características eléctricas de la celda/módulo.	17
Figura II-8: Elementos que conforman un módulo fotovoltaico	20
Figura II-9: Módulo fotovoltaico	20
Figura II-10: Curva I-V de un MFV de Silicio cristalino.	21
Figura II-11: Efecto de la intensidad luminosa en un MFV comercial de silicio cristalino.	22
Figura II-12: AFV compuesto por 3 módulos en serie y 4 módulos en paralelo.	25
Figura III-1: Clasificación Sistemas Fotovoltaicos	28
Figura III-2: Sistema fotovoltaico interconectado al SEN mostrando las partes y componentes requeridas por la normatividad eléctrica.	30
Figura III-3: Extracto de la hoja de especificaciones del inversor marca Fronius modelo Symo.	36
Figura III-4: Generador fotovoltaico que incluye los conceptos de MFV, CFV	40
Figura III-5: diagrama eléctrico de un SFV en flotación. Se muestra la posición de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas (PDA: varistores o tubos de descarga).	49
Figura III-6: Zapata de puesta a tierra	51
Figura III-7: Corte transversal de una estructura para montar MFV.	52
Figura III-8: Fuerzas en una estructura inclinada debido a la acción del viento	53
Figura IV-1: Imagen satelital de la techumbre del auditorio Tonatiuh	55
Figura IV-2: Diagrama esquemático de la superficie disponible para la instalación	56
Figura IV-3: Corte transversal de una plancha fotovoltaica con un largo L metros que esta inclinada a 19.0°	58

Figura IV-4: Diagrama representativo para el cálculo de longitud de sombra para el caso del 21 de Diciembre al medio día solar.	59
Figura IV-5: Sembrado aparente de placas fotovoltaicas estando los MFV en posición “aparente vertical” (eje mayor dirección Norte-Sur).	60
Figura IV-6: Sembrado aparente de placas fotovoltaicas estando los MFV en posición “aparente horizontal” (eje mayor dirección Este-Oeste).	61
Figura IV-7: Sembrado aparente de placas fotovoltaicas estando los MFV en posición “aparente vertical” (eje mayor dirección Norte-Sur), creando placas de dos renglones	62
Figura IV-8: Sembrado óptimo que permite tener una instalación fotovoltaica sin sombras, con facilidad de acceso y de mantenimiento.	63
Figura V-9: Diagrama esquemático de la PSFV seccionada en 2 SFV-I.	65
Figura IV-10: Diagrama esquemático de la PSFV integrada por dos SFV-I, cada uno integrado por un AFV configurado eléctricamente como 14Sx2 (3P) y un inversor.	67
Figura IV-11: Diagrama bifilar-unifilar que incluye todos los elementos de protección normativos.	69
Figura IV-12: Diagrama isométrico que muestra la estructura comercialmente disponible fabricada con aluminio anodizado para una capacidad de 14MFV de 60 celdas	70
Figura IV-13: Superficie de la UBM (14MFV instalados sobre la estructura en una configuración 2 renglones por 7 columnas a la inclinación de 15°)	71
Figura IV-14: Diagrama esquemático de una superficie S bajo la acción del viento. En (b) se muestran las componentes de las fuerzas actuando sobre dicha superficie.	72
Figura IV-15: Mapa de velocidades regionales, la velocidad correspondiente a este trabajo es de 36.11 m/s.	73
Figura IV-16: Diagrama esquemático del armado para las mojoneras.	75
Figura IV-17: Mojonera de concreto armado y el elemento angular usado como el anclaje de la estructura a la mojonera.	76
Figura IV-18: Ubicación de las mojoneras que soportan cada una de las UBM	78
Figura IV-19: Ubicación de las UBM que muestra además la potencia pico en cada una de ellas.	79

Figura IV-20: Representación artística de las UBM y el sitio elegido para la ubicación de las C _C	80
Figura IV-21: Ubicación de la C _C en la parte trasera de una UBM.	81
Figura IV-22: Ubicación de los inversores sobre la pared poniente del “auditorio”	82
Figura IV-23: Fotografía de la parte interna de la caja de combinación que alberga los dispositivos de seguridad de cada SAFV	85
Figura IV-24: Diagrama esquemático de la PSFV en el cual se muestran las CFV así como los CS-SAFV y las Cajas de Combinación.	89
Figura IV-25: diagrama constructivo del transformador empleado para la interconexión con la REL del IER a 220V.	96
Figura V-1:-Estimación energética de la planta solar fotovoltaica conformada por módulos Yingli de 250W	106
Figura V-2:-Estimación energética de la planta solar fotovoltaica conformada por módulos Solarever de 260W	106
Figura V-3: Analizadores de redes eléctricas, el primero es un analizador marca HIOKI modelo PW3198 y el segundo es de la marca AEMC modelo 3945-B.	107
Figura V-4: Analizadores colocados en el sitio de instalación, en la salida de los inversores y a la salida del transformador.	108
Figura V-5: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador	108
Figura V-6: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador	109
Figura V-7: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador	109
Figura V-8: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador	110
Figura V-9: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador	110
Figura V-10: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador	111
Figura V-11: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador	111

Lista de tablas

Tabla II-1: Parámetros eléctricos de una celda solar de silicio según la porción de área activa	18
Tabla IV-2: Parámetros eléctricos de los MFV que integran a los AFV de la PSFV	64
Tabla IV-2: Características eléctricas en CC y en CA del inversor TRIO	66
Tabla IV-3: Características eléctricas bajo condiciones STC de las UBE Cadenas Fotovoltaicas	66
Tabla IV-4: Categoría del terreno según su rugosidad.	73
Tabla IV-5: Coeficientes de exposición según categoría	74
Tabla IV-6: Coeficiente eólico	74
Tabla IV-7: Extracto de la Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores para tensiones hasta 2000V y 60°C a 90°	86
Tabla IV-8: Valores que corresponden a la Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 30°C.	87
Tabla IV-9: Valores que corresponden a la Tabla 310-15(b)(3)(a).- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización.	87
Tabla IV-10: Propiedades de los conductores en corriente continua.	88
Tabla IV-11: Características eléctricas del SAFV integrado con módulos Yingli	90
Tabla IV-12: Características eléctricas del SAFV integrado con módulos Solarever	90
Tabla IV-33: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las CFV hasta el punto de conexión en paralelo de éstas en la Caja de Combinación	91
Tabla IV-14: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las CFV hasta el punto de conexión en paralelo de éstas en la Caja de Combinación	92
Tabla IV-15: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las CFV hasta el punto de conexión en paralelo de éstas en la Caja de Combinación	93
Tabla IV-16: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las Cajas de Combinación hasta el inversor A.	94
Tabla IV-17: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las Cajas de Combinación hasta el inversor B.	94
Tabla IV-18: Datos de placa del transformador	97
Tabla V-4: Recurso Solar disponible y temperatura ambiente	100

Tabla V-5: Estimación de la energía de la PSFV compuesta por MFV Yingli de 250W	104
Tabla V-6: Estimación de la energía de la PSFV compuesta por MFV Solarever de 260W	105

Introducción

En la actualidad el uso de combustibles fósiles para la generación y la satisfacción de la demanda energética a nivel mundial conllevan implícitamente una gran cantidad de inconvenientes, económicos, sociales y ambientales. Es necesaria la creación de alternativas sustentables para la generación de energía, que nos permitan reducir la dependencia de los combustibles fósiles y que mitiguen los efectos adversos asociados a su uso, tales como, las emisiones de gases de efecto invernadero y sustancias contaminantes. México cuenta con un gran potencial para el uso y aplicación de distintos tipos de energía de origen renovable.

El Sol es una enorme fuente de energía renovable y es posible aprovechar la inmensa cantidad que llega al suelo terrestre, cuantificada en el orden de 10 mil veces la energía utilizada en todo el mundo; y claro para poderla aprovechar es necesario captarla y transformarla, aspecto que el ser humano ha considerado y para lo cual, ha desarrollado tecnologías que han permitido su uso desde la lejana antigüedad. Actualmente se tienen tecnologías que aprovechan la energía solar basadas en dos procesos: los Térmicos, a través de los cuales se obtiene calor de proceso; y el Fotovoltaico (FV), a través del cual se obtiene potencia eléctrica del tipo de corriente continua o directa.

La energía eléctrica que se obtiene durante el proceso de absorción de la energía solar con la Tecnología Fotovoltaica (TFV) es comúnmente llamada Energía Solar Fotovoltaica (ESFV), y a los dispositivos en donde se realiza tal fenómeno se les llama comúnmente Generadores Fotovoltaicos (GFV). El proceso fotovoltaico tiene la característica de no requerir combustibles fósiles para la generación de electricidad, no hay desechos de ninguna especie, no hay partes móviles ni ruido asociados al proceso, por lo cual, a la ESFV se le considera una energía limpia. Al conjunto del GFV y los elementos o dispositivos que permiten transportar, almacenar y acondicionar la electricidad generada para su uso en “cargas” eléctricas convencionales (aparatos electrodomésticos y aquellos que consumen electricidad para un uso específico) se le llama Sistema Fotovoltaico (SFV).

La ESFV se ha venido utilizando en nuestro país desde principios de los años 80 con aplicaciones en zonas aisladas o sitios alejados a las Redes Eléctricas de Distribución (RED) pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en donde ha demostrado ser una tecnología segura, confiable y durable. Bajo este esquema de aplicación, en donde la única fuente de generación eléctrica es el GFV, los sistemas fotovoltaicos asociados a estas aplicaciones se les llaman “autónomos”, siendo ejemplos de ellos las aplicaciones en la electrificación rural, repetidoras de telefonía rural, sistemas de bombeo de agua, señalamientos marinos, entre otros; y en nuestro país, se han desarrollado grandes proyectos gubernamentales (Programa PRONASOL-SENER 1988-1994, Programa de Energías Renovables para México USAID-SANDIA NATIONAL LAB-FIRCO

SAGARPA 1994-2000, Programa Energías Renovables para la Agricultura Banco Mundial/GEF-FIRCO SAGARPA 2000-2006, Programa Eficiencia Energética en la Agricultura Banco Mundial/GEF-FIRCO SAGARPA 2006-2010) que han consolidado y demostrado que dicha tecnología es la alternativa económica, segura, confiable y durable para la generación de electricidad en proyectos productivos agropecuarios en el ámbito rural.

El desarrollo tecnológico de la electrónica de potencia asociada a los acondicionadores eléctricos ha permitido que, en los últimos años, la ESFV sea una tecnología muy prometedora desde el punto de vista técnico y económico para su aplicación e interconexión con las Redes Eléctricas de Distribución convencional. Es así como tomando la experiencia de otros países, los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la RED (SFV-I), han tomado un auge y una gran demanda en México que a la fecha se han instalado del orden de 200MW en un periodo de tiempo muy corto. Sin embargo, poco énfasis se le ha proporcionado a una parte crucial de los sistemas que es el diseño eléctrico y la instalación propia del mismo, aseveración que se basa en reportes verbales y no documentados sobre el desempeño y funcionalidad como en la seguridad de los mismos.

Es importante considerar que el diseño eléctrico en una instalación fotovoltaica, ya sea de baja potencia para aplicaciones domesticas o plantas fotovoltaicas de MW para suministro o venta de energía, es crucial para su funcionalidad, operacionalidad, durabilidad, desempeño eléctrico y seguridad; siendo éstas dos últimas características de gran relevancia para el suministrador de potencia eléctrica o administrador de la RED, ya que implícitamente están relacionadas con la calidad de energía que va a suministrar el generador fotovoltaico a la RED.

En nuestro país la institución que vela por la seguridad energética es la Secretaría de Energía (SENER), la cual y a partir de la Reforma Energética ha delegado las funciones de control energético y emisión de regulaciones a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y dado que el Estado Mexicano a través de la nueva Reforma Energética ha desaparecido el monopolio eléctrico que tenía la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se le han delegado funciones específicas de control y administración de la energía eléctrica al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Es así que dentro del marco de la Reforma Energética, se actualiza la Ley de la Industria Eléctrica (publicada el 11 de Agosto del 2014) y se emiten las regulaciones pertinentes que permiten conectar, a través de contratos de interconexión y/o venta de energía eléctrica en el mercado mayorista de la electricidad, sistemas fotovoltaicos de baja escala (≤ 30.0 kW) y mediana escala (≤ 500.0 kW), y plantas fotovoltaicas de MW.

Dentro de las Regulaciones actuales emitidas por la CRE y publicadas en el Diario Oficial de la Federación (DOF), para el caso de SFV-I de mediana escala se tienen el “Manual de Interconexión de Centrales de Generación con una capacidad menor de 0.5MW” (publicado en el DOF el 15 de Diciembre de 2016), la Resolución RES/249/2012 en donde se encuentran los Requerimientos Técnicos para Interconexión de centrales solares fotovoltaicas al SEN y las especificaciones de la CFE, en concreto “Especificación CFE G0100-04”, las que contemplan una serie de requerimientos técnicos que deben satisfacer los equipos que componen al SFV, especialmente el acondicionador de potencia (Inversor CC/CA) y el Punto de Acoplamiento Común (PAC). Para el caso de Plantas FV mayores de 500.0 kW, se deben de satisfacer los requerimientos técnicos de la Resolución RES/151/2016, llamada el Código de Red en donde se da a conocer las disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, documento que apareció publicado en el DOF el 8 de Abril de 2016.

Por otro lado, dado que los SFV-I se conciben como una instalación eléctrica, el diseño eléctrico y los elementos que integran a la instalación eléctrica incluyendo el AFV, los conductores eléctricos, los sistemas de protección eléctrica y el inversor deben satisfacer los requerimientos técnicos que se contemplan en el Artículo 690 de la Norma Oficial Mexicana NOM 001- SEDE 2012: “Instalaciones Eléctricas”, y otros artículos relacionados con los métodos de cableado y el sistema de tierras. Sin embargo, aunque esta norma proporciona los requerimientos técnicos para las partes y componentes que garantizan la seguridad eléctrica de la instalación, no especifica los criterios de diseño fotovoltaico.

Tomando en consideración lo anterior y que la meta del presente trabajo es implementar y poner en operación una planta fotovoltaica en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM, para este trabajo se tuvo que buscar lineamientos normativos internacionales que sirvieran de guía para el diseño eléctrico de la misma, considerando el siguiente objetivo general:

Objetivo General.

Este trabajo tiene como objetivo realizar el diseño eléctrico de una planta de generación de energía eléctrica a través de energía fotovoltaica, ubicada en el municipio de Temixco, Morelos en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Objetivos Específicos.

- Dimensionar un SFV conectado a la red eléctrica.
- Diseñar la configuración óptima del arreglo del SFV.
- Seleccionar los componentes adecuados que integran al SFV.
- Determinar en base a la normatividad los componentes eléctricos para su correcto funcionamiento.
- Estimar la generación del SFV.
- Poner en operación el SFV.
- Analizar el desempeño energético de la planta acoplada a la red a través de un transformador 480V/220V

Meta

El presente trabajo se desarrolló con la meta específica de adquirir, instalar y poner en operación un SFV-I con una potencia pico calculada con base en la superficie que se asignó para este proyecto sobre el techo del auditorio “Tonatiuh” del IER-UNAM, y que sirviera como base para estudios comparativos futuros.

Para el óptimo desarrollo de este trabajo de tesis ésta fue dividida en capítulos los cuales se describen a continuación:

Capítulo 1.- Conceptos Básico de la energía solar.

Capítulo 2.- Tecnologías Fotovoltaicas.

Capítulo 3.- Sistemas Fotovoltaicos.

Capítulo 4.- Dimensionamiento y Diseño Eléctrico del Sistema Fotovoltaico Interconectado a la RED: Caso de estudio.

Capítulo 5.- Análisis Energético.

Resumen

En este trabajo se realizó el diseño eléctrico de una planta de generación de energía solar fotovoltaica, la cual está ubicada en el municipio de Temixco, Morelos en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Los elementos principales que conforman la planta solar fotovoltaica son los módulos fotovoltaicos y los inversores, los módulos son los encargados de transformar la irradiancia solar en energía eléctrica en corriente continua, misma que circula hacia el inversor, cuya función es convertir ésta a corriente alterna.

La potencia nominal de la planta es de 42kWp y está constituida por 168 módulos fotovoltaicos, de los cuales 84 tienen una potencia de 250W y los restantes 84 tienen una potencia de 260W. Con la finalidad de segmentar la potencia producida por la planta se han considerado dos inversores de 20kW de la marca ABB modelo TRIO, trifásico 480V 60Hz.

Por último un transformador acondicionará la tensión entre la planta de generación y el punto de interconexión.

La configuración del sistema está dada por 4 unidades compuestas en arreglos de 14 módulos en serie por 3 en paralelo para cada inversor.

Capítulo I

Conceptos Básicos de la Energía Solar

1.- CONCEPTOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA SOLAR

1.1 El sol como fuente de energía, radiación.

En el núcleo del Sol se producen reacciones de fusión termonuclear, a través de las cuales, el Hidrógeno se transforma en Helio sin cesar liberando enormes cantidades de energía, que se disipa en todas direcciones en el espacio en forma de radiación electromagnética, la que se atenúa con la ley del inverso del cuadrado de la distancia hacia el Sol. El concepto de radiación solar se refiere a la energía procedente del Sol y su radiación electromagnética incluye longitudes de onda que van desde el espectro del ultravioleta (UV) hasta el cercano infrarrojo (IR). Una gráfica típica del espectro de la radiación se muestra en la figura I-1 la cual se compara con el espectro de radiación que emite un cuerpo negro a una temperatura de 5900K.

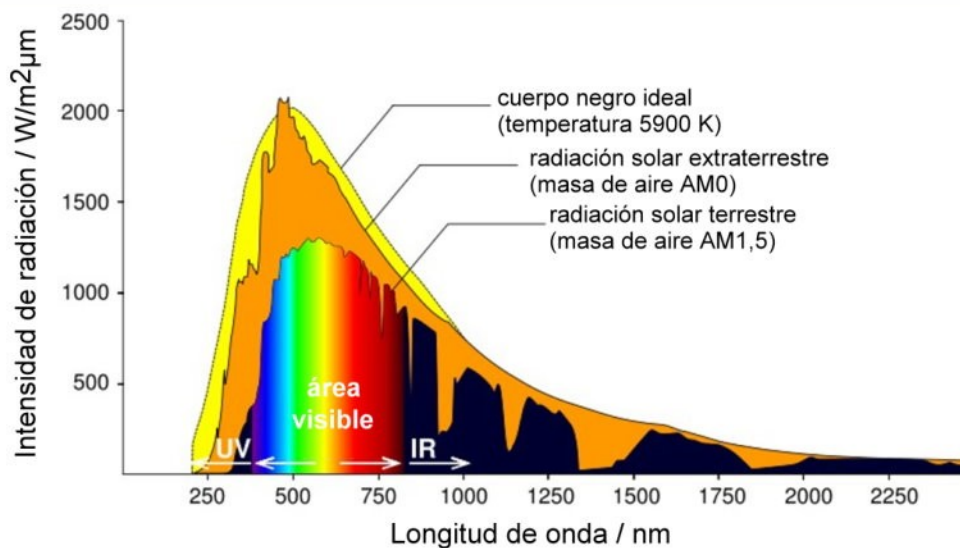


Figura I-1: Espectro de la radiación solar y espectro de emisión de un cuerpo negro a una temperatura $T=5900\text{K}$.

La radiación solar emitida al espacio puede considerarse, desde un punto de vista geométrico, como “rayos solares” que viajan en todas direcciones. Si se considera las relaciones geométricas Tierra-Sol que se muestran en la figura I-2, en donde un observador situado sobre la superficie terrestre ve el disco solar con un ángulo sólido de $32'$, se puede considerar que los rayos solares llegan en forma paralela a la Tierra. Bajo esta suposición, la intensidad de la radiación solar que se mide fuera de la atmósfera es de $1,367.0 \pm 15.0 \text{ W/m}^2$ valor que es considerado invariable con respecto a la distancia Tierra-Sol por lo que es llamado la “Constante Solar”, la que suele simbolizarse como G_0 .

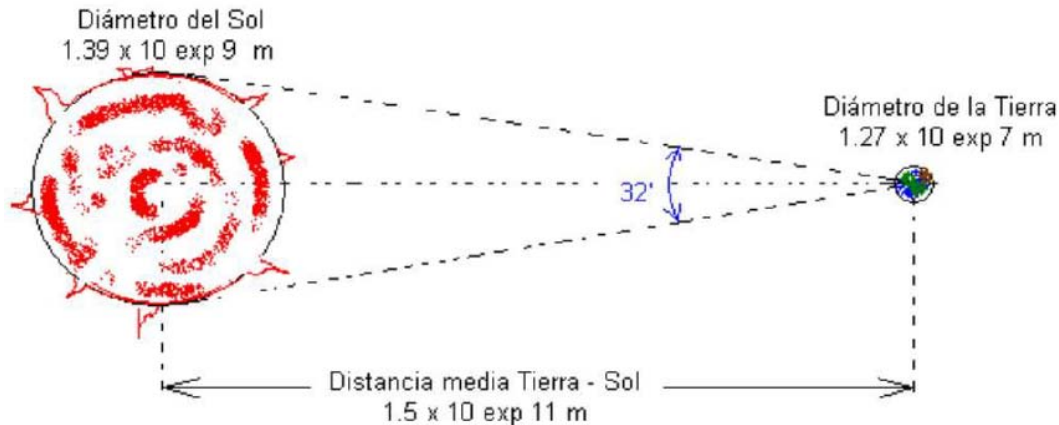


Figura I-2: Relaciones Geométricas del sistema Tierra-Sol.

1.2 Concepto de Irradiancia e irradiación solar.

Para medir la potencia de la radiación solar es necesario captarla y para esto se requiere de una superficie de captación, por lo cual lo que se medirá, independientemente del aparato de medida, será una densidad de potencia. A la densidad de potencia de la radiación solar se le llama la “Irradiancia solar”; y dado que la potencia es una magnitud física que se mide en unidades de Watt (W) y el área de una superficie se mide en unidades de longitud al cuadrado (m^2), la Irradiancia, que se suele representar con la letra G , tendrá asociadas las unidades de W/m^2 .

A la densidad de potencia de radiación solar (W/m^2) que se recibe en un captador en la unidad de tiempo (s: segundo) se le llama la “Irradiación solar”, la que suele representarse con la letra H con unidades de medición Ws/m^2 . Ya que el producto de Watt por segundo es la unidad física de energía llamada Joule (J), la “Irradiación solar” es una magnitud que representa la energía recibida o acumulada en la superficie del captador en la unidad de tiempo; en consecuencia la Irradiación H , tiene también unidades de J/m^2 .

Ya que la unidad de tiempo llamada “hora” (h) es un submúltiplo de la unidad de tiempo fundamental el segundo (s), donde $1.0 \text{ h} = 3600 \text{ s}$, se tiene que $1.0 \text{ Wh} = 3600 \text{ J}$, y como consecuencia se suele expresar a la Irradiación en unidades Wh/m^2 .

1.3 Factores de atenuación de la irradiancia y masa de aire.

Se ha establecido que fuera de la atmosfera la Irradiancia solar tiene un valor constante de $1367 \text{ W}/\text{m}^2$ la cual, al entrar en la atmosfera terrestre, se atenúa derivado del espesor de la “Masa de Aire” (AM) que la constituye, la cual está formada por gases (Hidrogeno, Oxigeno, Ozono, dióxido de carbono y mezcla de ellos; moléculas de agua, partículas suspendidas, compuestos contaminantes, etc.). Además, para un observador situado sobre la

superficie terrestre, se presenta una atenuación adicional derivada de su posición geográfica (latitud, longitud y altitud) y del movimiento rotacional diario y de traslación anual.

Un captador horizontal colocado sobre la superficie terrestre “ve” el tránsito solar diario, referido a su posición, con rayos solares cuyas intensidades (Irradiancia) varían desde 0.0 W/m^2 tanto al amanecer como al oscurecer, hasta un valor máximo que se presenta cuando los rayos del Sol inciden perpendicularmente a la superficie del captador. Si se define como cenit a la recta imaginaria normal a la superficie del captador (perpendicular a su superficie), entonces referido al captador, los rayos solares al amanecer y al oscurecer tienen que viajar por una masa de aire mucho muy grande que aquella comparada con la trayectoria cenital, y en consecuencia dicho espesor absorbe todo el espectro de la radiación solar, y el captador no recibe los rayos solares. Cuando el Sol está en el cenit del captador, la trayectoria del rayo solar es más corta derivado a que el espesor de la AM es más pequeño y el captador recibe la máxima Irradiancia. La figura I-3 muestra un diagrama esquemático de las diferentes trayectorias de los rayos solares en el tránsito diario aparente del Sol para un observador.

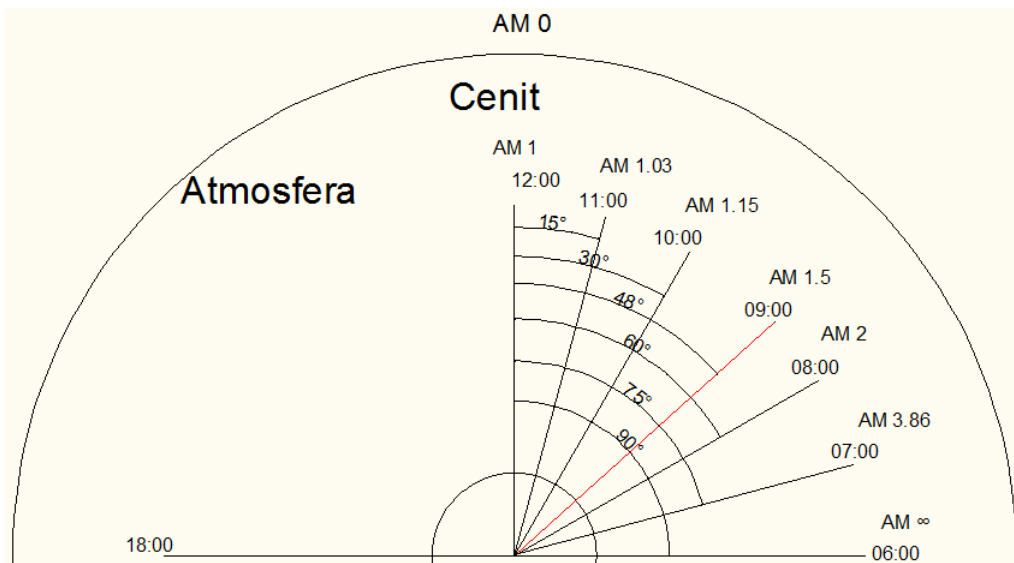


Figura I-3: Diagrama esquemático mostrando trayectorias de rayos solares en el tránsito diario aparente del Sol.

Si se define como θ_z el ángulo que forma el rayo solar con la recta cenital del captador, llamado ángulo cenital, se ha convenido definir el concepto de “Masa de Aire” por el que atraviesa el rayo solar a través de la relación $AM \sec\theta_z$, estableciéndose los siguientes conceptos para el espectro de la radiación solar:

AM0: Irradiancia fuera de la atmosfera, no hay masa de aire.

AM1: Irradiancia que incide sobre la superficie de un captador a lo largo de la recta cenital, $\theta_z=0^\circ$, implicando $\sec\theta_z=1$.

AM1.5: Irradiancia que incide sobre la superficie de un captador cuando los rayos solares hacen un ángulo cenital $\theta_z = 48.19^\circ$.

Dado que la Tierra gira sobre su eje cada 24 horas avanzando una hora por cada 15° de rotación, resulta ser que se puede asociar la posición aparente del Sol para un observador a partir del ángulo cenital, y en consecuencia para las 06:00 horas y 18:00 horas el ángulo cenital es de 90° , en consecuencia la secante de $90^\circ = \infty$, la AM tendría un espesor infinito atenuando toda la radiación solar.

A nivel del mar, estando el Sol en el cenit del captador, el cielo completamente sin nubosidades y sin partículas suspendidas se tiene una irradiancia medida de $956.2 \pm 9.5 \text{ W/m}^2$. Este valor corresponde al área bajo la curva del espectro de la radiación solar que se muestra en la figura I-4, en donde también se incluye el espectro AM0 y el espectro AM4, en donde este último corresponde a la posición del Sol aproximadamente a las 07:00 horas. Para una altitud de 2000 metros sobre nivel del mar, la irradiancia medida bajo las condiciones anteriores es de $1560.4 \pm 15 \text{ W/m}^2$.

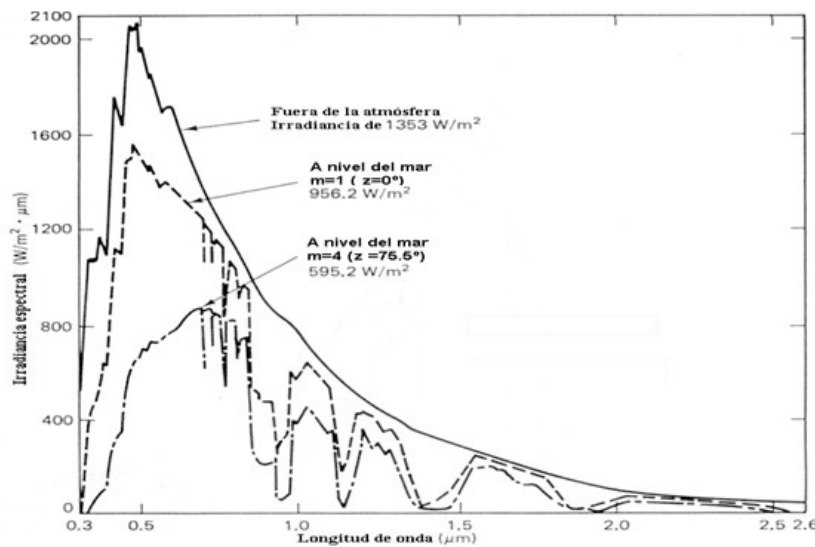


Figura I-4: Atenuación de la irradiancia en la superficie terrestre

Considerando las magnitudes anteriores para la irradiancia al mediodía solar, se ha convenido internacionalmente asignarle un valor máximo de 1000 W/m^2 con el objeto de llevar a cabo las comparaciones pertinentes y la estimación energética del recurso solar. A tal cantidad se le llama la Irradiancia Pico, simbolizada por G_p .

1.4 Irradiancia sobre un captador: Directa, Difusa y Global

Un captador solar puede recibir la radiación solar de dos maneras, la que incide directamente sobre de él en forma de rayos, a la que se le llama radiación directa normal,

simbolizada por G_B , y aquella que aparentemente proviene de la bóveda celeste y de su entorno, a la cual se le llama radiación difusa, simbolizada por G_D . A la suma de la radiación directa con la difusa se le llama la radiación global, simbolizada por G_G ; es decir

$$G_G = G_B + G_D \quad \text{Ec. I-1}$$

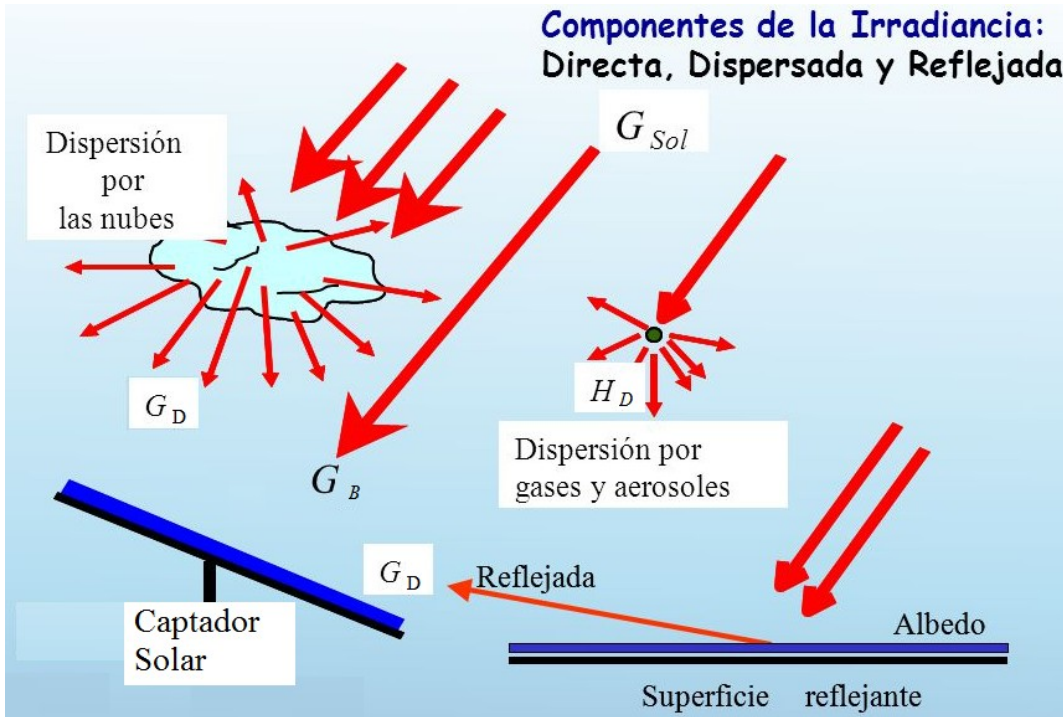


Figura I-5: Representación esquemática de las componentes de la radiación

La figura I-5 muestra una representación esquemática de las componentes de la radiación solar que llegan a la superficie de un captador. Dado que la superficie del captador es la que interacciona con las componentes de la radiación solar, un rayo directo que incide sobre la superficie del captador interaccionará con él absorbiéndolo y reflejándolo de acuerdo a su interacción óptica, y solamente la componente del rayo directo que es perpendicular a la superficie del captador es la que penetra en el captador. Si θ_z es el ángulo que hace el rayo directo con la recta normal a la superficie del captador, la componente de la radiación directa en esa dirección será $G_B \cos \theta_z$ y como consecuencia la radiación global que recibe un captador será

$$G_G = G_B \cos \theta_z + G_D \quad \text{Ec. I-2}$$

La figura I-6 muestra una representación esquemática de la magnitud de la radiación solar que se recibe en la superficie de un captador.

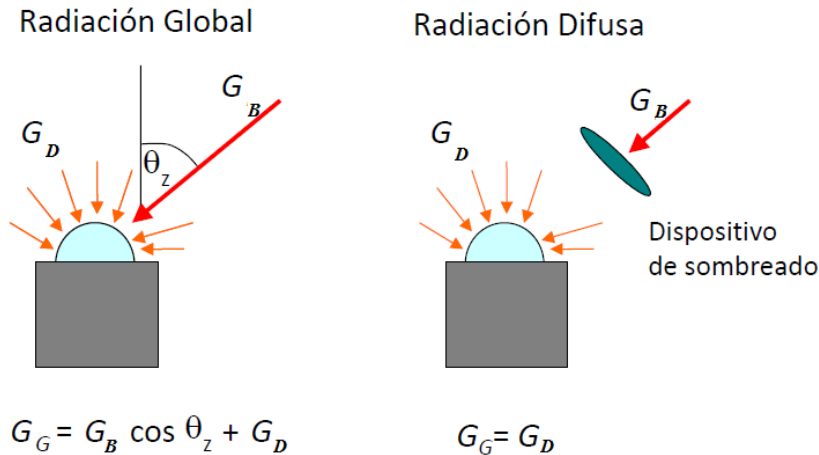


Figura I-6: Representación esquemática de la radiación recibida en la superficie de un captador.

1.5 Aparatos de medida para la radiación solar.

Los dispositivos que permiten cuantificar la radiación solar son llamados radiómetros, gracias a estos aparatos es posible medir y evaluar el recurso solar. Los radiómetros pueden ser de tres tipos; Piranómetros, Pirheliómetros y Heliógrafos. Su funcionamiento se basa en la conversión de la energía proveniente del Sol en otro tipo de energía, principalmente eléctrica, de tal manera que pueda ser medida con mayor facilidad. Las medidas arrojadas por estos aparatos dependen de su inclinación y su orientación, ya que la radiación que incide sobre una superficie vertical no será la misma que la radiación que incide en una horizontal. En la figura I-7 se muestran los tres principales aparatos de medición.



Figura I-7 Aparatos para medir la radiación solar, A) Pirheliómetro, B) Piranómetro y C) Heliógrafo

1.6 Comportamiento diario de la Irradiancia y concepto de Hora Solar Pico

La magnitud de la irradiación diaria incidente en un sitio específico es dependiente de las condiciones climatológicas que se tienen en ese lugar, las cuales varían a lo largo del año. La información sobre la magnitud de la irradiación diaria se suele proporcionar en promedios diarios, mensuales y anuales.

Se ha estandarizado de manera internacional que el valor pico de irradiancia es igual a 1000 W/m^2 , si durante una hora se acumula sobre la superficie de un captador una energía igual a 1000 Wh por cada m^2 entonces el captador recibe hipotéticamente un pico de irradiancia durante una hora, a la cantidad de energía recibida se le conoce como hora solar pico (HSP).

$$1 \text{ hora solar pico (HSP)} = 1000 \text{ Wh}/\text{m}^2$$

La irradiación es el área bajo la curva de la irradiancia contra el tiempo, así que el recurso solar en un día, expresado en HSP, geoméricamente hablando, corresponde al área del rectángulo bajo la curva cuya base corresponde al número de horas bajo las cuales ha incidido sobre el captador una irradiancia con una intensidad de 1000 W/m^2 . La figura I-8 muestra la relación existente entre el área bajo la curva de la irradiancia contra el tiempo, en el caso mostrado el área bajo la curva es de 8000 Wh/m^2 equivalentes a 8 HSP.

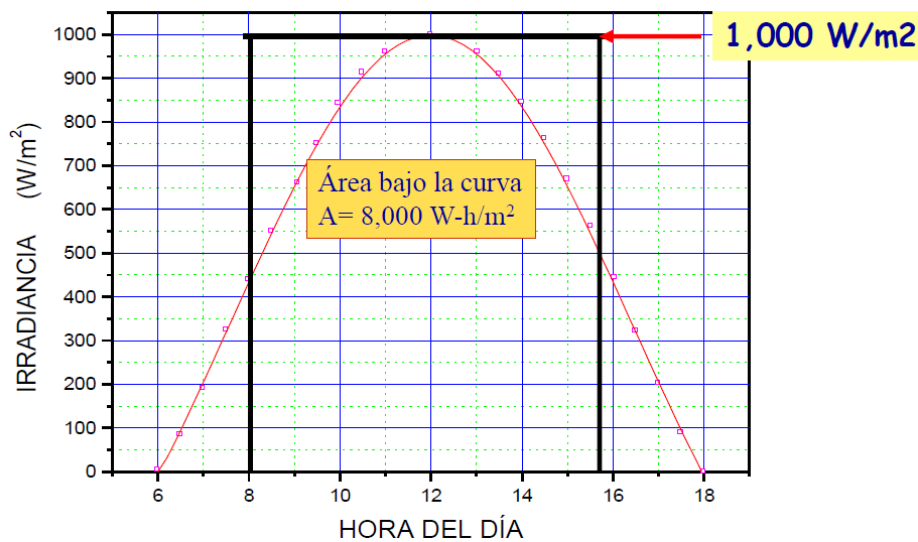


Figura I-8: Hora solar pico como unidad de energía para la irradiancia en un captador solar.

1.7 Recurso Solar, fuentes de información y mapas de Irradiación solar.

México se encuentra ubicado en el hemisferio norte dentro de la franja latitudinal entre los 14° y 33° . México tiene un amplio potencial energético, el 70% de su territorio presenta irradiaciones del orden de $4.5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. Si en el desierto de Sonora o en el estado de Chihuahua fuera instalada una planta de generación eléctrica fotovoltaica en un área de 25 km^2 , ésta sería capaz de abastecer de energía a todo el país.

Los estados que cuentan con mayor recurso solar en México, son aquellos que se encuentran al norte del país, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Zacatecas, Durango, Sinaloa, Sonora y la península de Baja California Norte con valores diarios promedio mensual entre los $25\text{-}29 \text{ MJ/m}^2$ durante los meses de Abril a Junio (Nava, 1996). Los

estados con menor irradiación son Tabasco, Veracruz y Campeche con valores de entre 11-13MJ/m² durante el invierno.

Una base de datos sobre el Recurso Solar está disponible en la página web www.eosweb.larc.nasa.gov, (ver figura I-10) cabe mencionar que dicha página es de acceso público, razón por la cual ha sido utilizada en un gran número de proyectos energéticos solares, sin embargo su limitada resolución (40km de lado) imposibilita realizar estimaciones precisas sobre su conversión a electricidad cuando de tecnología fotovoltaica se trata.

Por otra parte la SENER cuenta con un mapa de recursos naturales del país y pone a disposición del público una base de datos del Recurso Solar en la Republica Mexicana.

Con la finalidad de dimensionar SFV de baja potencia, ha sido sugerido el uso de datos de radiación solar mostrados en el mapa de la figura I-9 considerando las reservas de precisión.

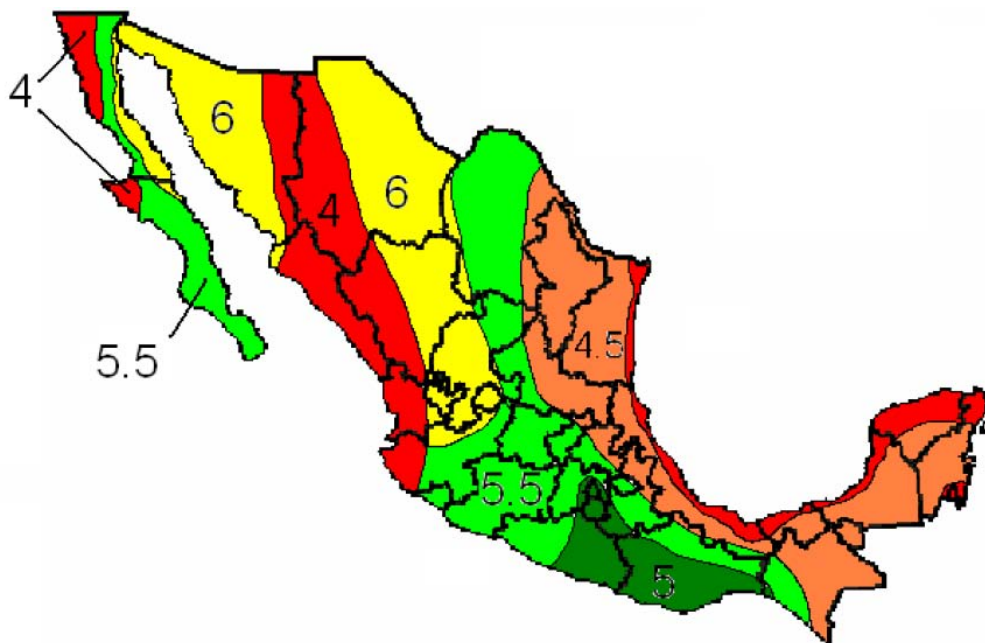


Figura I-9: Mapa de radiación solar en México, los valores mostrados están en HSP y corresponden a la irradiancia global horizontal promedio diaria anual.



NASA Surface meteorology and Solar Energy - Location



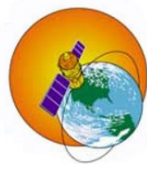
Enter BOTH latitude and longitude either in decimal degrees or degrees and minutes separated by a space.

Example: Latitude 33.5 Longitude -80.75 OR Latitude 33 30 Longitude -80 45

Latitude? South: -90 to 0 North: 0 to 90

Longitude? West: -180 to 0 East: 0 to 180

This form is "Reset" if the input is out of range.



[Back to SSE Data Set Home Page](#)

Responsible > Data: Paul W. Stackhouse, Jr., Ph.D.
 Officials > Archive: John M. Kusterer
 Site Administration/Help: NASA Langley ASDC User Services (Contact Us)
[\[Privacy Policy and Important Notices\]](#)
 Document generated on Mon Dec 12 17:55:05 EST 2016



NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables



Latitude 16.754 / Longitude -93.104 was chosen.

Geometry Information

Elevation: 527 meters
 taken from the
 NASA GEOS-4
 model elevation

Northern boundary
 17
 Center
 Latitude 16.5
 Longitude -93.5
 Western boundary
 -94 Eastern boundary
 -93
 Southern boundary
 16

Parameters for Tilted Solar Panels:

	Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m ² /day)												
Lat 16.754 Lon -93.104	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE HRZ	4.33	5.01	5.92	6.15	5.90	5.32	5.64	5.45	4.74	4.51	4.50	4.28	5.14
K	0.53	0.55	0.59	0.58	0.54	0.49	0.52	0.51	0.46	0.48	0.54	0.55	0.53
Diffuse	1.51	1.69	1.84	2.10	2.27	2.34	2.29	2.28	2.17	1.90	1.55	1.40	1.94
Direct	4.99	5.36	6.08	5.79	5.17	4.28	4.79	4.51	3.75	4.11	5.09	5.23	4.93
Tilt 0	4.30	4.96	5.85	6.05	5.77	5.29	5.61	5.35	4.67	4.47	4.46	4.25	5.09
Tilt 1	4.34	5.00	5.87	6.05	5.78	5.30	5.62	5.34	4.68	4.50	4.51	4.30	5.11
Tilt 16	4.91	5.43	6.08	5.95	5.74	5.35	5.65	5.18	4.72	4.76	5.05	4.95	5.32
Tilt 31	5.23	5.58	5.98	5.56	5.43	5.15	5.42	4.79	4.54	4.79	5.33	5.34	5.26
Tilt 90	3.86	3.55	2.96	1.99	2.15	2.42	2.41	1.74	2.16	2.85	3.79	4.12	2.83
OPT	5.29	5.58	6.09	6.05	5.79	5.36	5.67	5.35	4.73	4.80	5.36	5.45	5.46
OPT ANG	41.0	31.0	19.0	4.00	7.00	11.0	10.0	0.00	11.0	25.0	38.0	44.0	20.0

Figura I-10: Base de datos eosweb.

1.8 Trayectorias Solares.

La Tierra es un cuerpo esférico el cual está en constante rotación alrededor de su eje y traslación alrededor del Sol.

La tierra sigue una trayectoria elíptica alrededor del Sol y alcanza su distancia más corta con respecto al Sol el 21 de Diciembre (solsticio de invierno) y su mayor distancia el 21 de Junio (solsticio de verano). Los días 21 de Marzo (equinoccio de primavera) y 21 de Septiembre (equinoccio de otoño) la distancia entre el Sol y la Tierra es la misma. El ángulo formado por la recta que une el centro de la Tierra y el Sol con el plano de la elíptica se llama declinación solar (δ) el cual varía de -23.5° para el 21 de Diciembre y $+23.5^\circ$ el 21 de Junio. En la figura I-11 se muestra el movimiento de la Tierra durante un año. La irradiación recibida por un captador depende de la orientación, los efectos de

atenuación, refracción y reflexión. La cantidad de radiación varía para captadores colocados horizontalmente e inclinados (A. Duffie & A. Beckman, 1990).

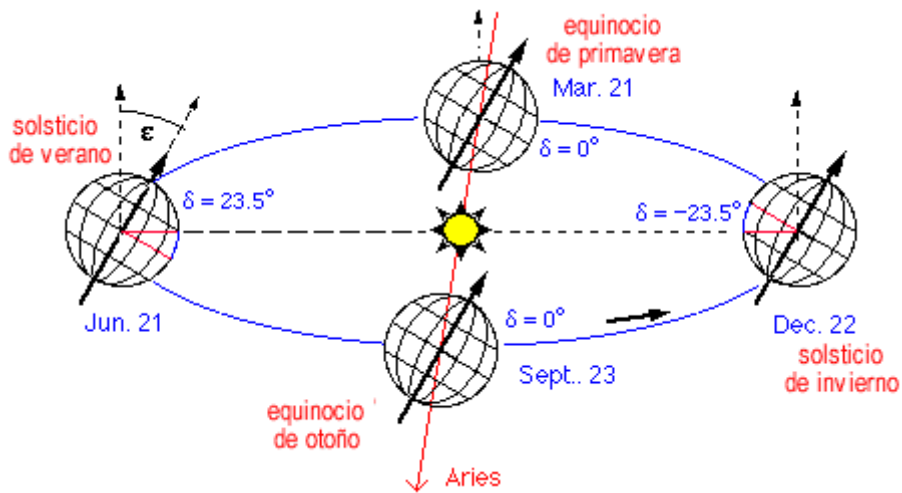


Figura I-11: Estaciones del año y ángulo de inclinación del eje terrestre

1.9 Orientación del captador.

En el hemisferio norte, el Sol se declina hacia el sur durante todo el año, de tal manera que el captador debe estar inclinado respecto a la horizontal y orientado “viendo” hacia el sur.

La posición del sol varía para cada estación del año y por lo tanto la radiación solar que incide sobre el captador no es la misma. En primavera y otoño, el ángulo debe ser igual al ángulo de latitud para que el colector este perpendicular a los rayos de sol al medio día. Pero durante el verano, este ángulo debe de ser menor a la latitud, y durante el invierno debe ser mayor a la latitud.

Afin de captar la máxima energía durante todo el año es necesario inclinar la superficie del captador a la latitud de la ubicación geográfica donde se encuentre, de este modo se optimiza la energía colectada por el captador solar con base a su inclinación.

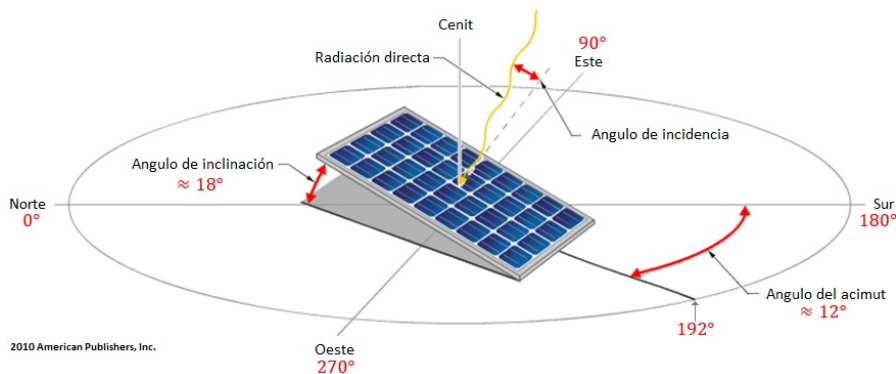


Figura I-12: Orientación de un captador en el hemisferio Norte.

Capítulo II

Tecnología Fotovoltaica

2.- TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS

2.1 El Efecto Fotovoltaico.

La transformación de la energía del Sol en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico (EFV), a través del cual, un dispositivo optoelectrónico, absorbe la radiación solar y convierte su energía directamente en electricidad. Una celda solar es la unidad mínima que lleva a cabo dicha conversión. En la actualidad se están investigando diversos materiales que permitan hacer éste proceso de conversión de una manera más eficiente.

El (EFV) es el proceso mediante el cual la celda solar transforma la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por partículas energéticas llamadas fotones, dichas partículas son de diferentes energías correspondientes a las distintas longitudes de onda del espectro solar, las cuales están relacionadas con la siguiente expresión:

$$E_{ph} = \frac{1.2406}{\lambda} (eV) \quad \text{Ec. II-1.}$$

Donde λ es la longitud de onda medida en micras (μm)

Los fotones que inciden sobre la superficie de una celda solar pueden ser reflejados, o absorbidos, solamente aquellos fotones que son absorbidos por el material son capaces de producir electricidad. Una vez que el fotón es absorbido su energía es transferida a un electrón de valencia de un átomo de la celda solar, el electrón rompe su enlace atómico y pasa a un nivel energético de conducción; es decir, los fotones absorbidos transfieren su energía a los electrones de valencia del semiconductor con la finalidad de romper el enlace que los mantiene unidos a los átomos respectivos. Por cada enlace roto queda un electrón libre para circular dentro del sólido, a esta falta del electrón en el enlace roto se le llama hueco, el cual también puede desplazarse a libertad en el sólido por los estados de valencia, transfiriéndose de un lado a otro debido al desplazamiento del resto de los electrones entre sus enlaces. Los huecos tienen un comportamiento en varios aspectos como partículas con carga positiva de magnitud igual a la del electrón.

Debido al comportamiento eléctrico interno formado en la unión P-N, los electrones fotogenerados son arrastrados al semiconductor N, formando un potencial fotogenerado con polaridad negativa, y los huecos son arrastrados al semiconductor tipo P, formando un potencial fotogenerado con polaridad positiva. En consecuencia, mientras la intensidad de la radiación luminosa se mantenga incidiendo sobre la superficie de la celda, aparecerá en sus extremos una diferencia de potencial.

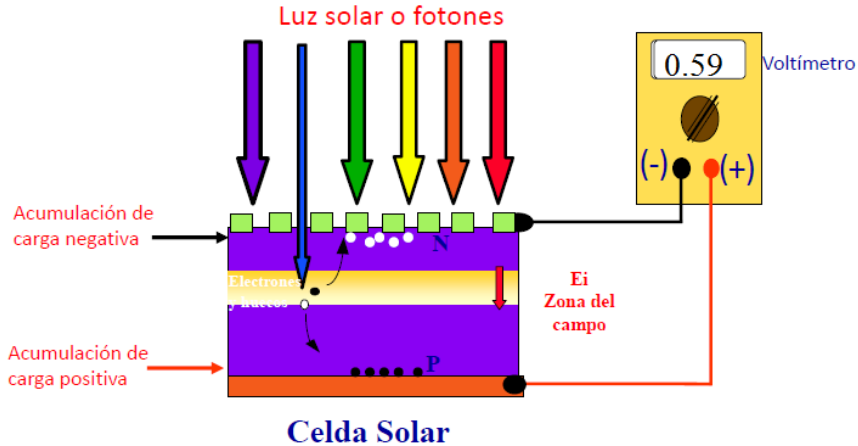


Figura II-1: Efecto fotoeléctrico

2.2 Celdas solares y parámetros eléctricos.

Es el dispositivo en el cual tiene lugar la conversión de la luz emitida por el Sol en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico. El fenómeno fotovoltaico fue descubierto en 1837, sin embargo para su completa comprensión pasaron cerca de 100 años.

Las celdas solares están formadas por láminas delgadas de material semiconductor (mayoritariamente silicio), los cuales, a bajas temperaturas actúan como aislantes y como conductores cuando se aumenta su energía.

Es posible obtener las características eléctricas de una celda solar realizando un estudio de su comportamiento en la oscuridad y en iluminación bajo las Condiciones Estándares de Prueba (STC por sus siglas en inglés), las cuales consisten en someter a una celda solar a una irradiancia de 1000W/m^2 , una masa de aire AM 1.5 y una temperatura ambiente de 25°C .

La figura II-2 a) muestra una celda solar sometida a una fuente variable de potencia, un amperímetro y un voltímetro miden su comportamiento eléctrico en condiciones de iluminación y de oscuridad. En condiciones de oscuridad el comportamiento corriente-voltaje medido en sus terminales, cuando se aplica un voltaje de polarización directa e inversa, desde -1 a 1 V, presenta un comportamiento que corresponde al de un diodo rectificador de corriente (ver figura II-2 b); mientras que la figura II-2 c) se muestra el circuito equivalente bajo condiciones en oscuridad.

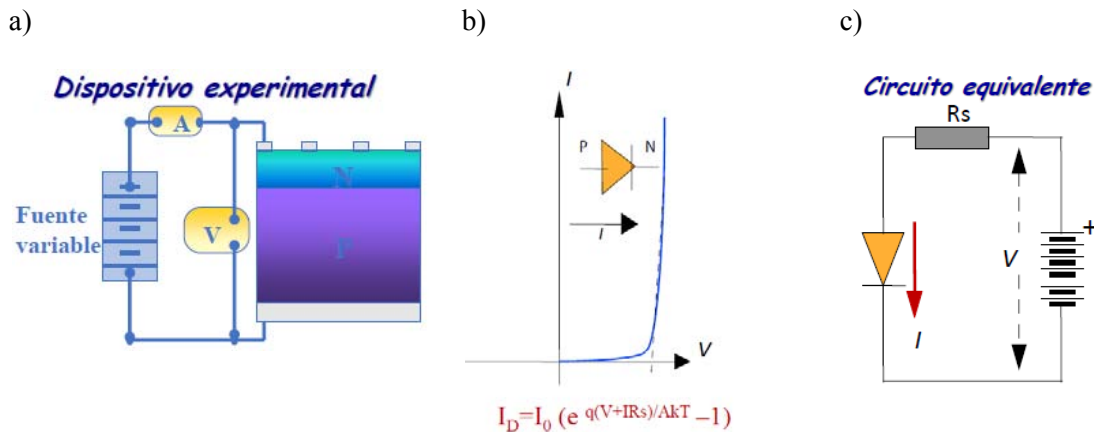


Figura II-2: Comportamiento I vs V de una celda solar bajo condiciones en oscuridad.

En la figura II-3 b) se muestra el comportamiento de la curva I-V bajo condiciones de iluminación, se puede apreciar la caída de la misma en el cuarto cuadrante hasta una profundidad I_L . Debido a que el área formada entre los ejes y la curva I-V en iluminación es potencia eléctrica, por lo tanto, la celda bajo iluminación genera potencia eléctrica.

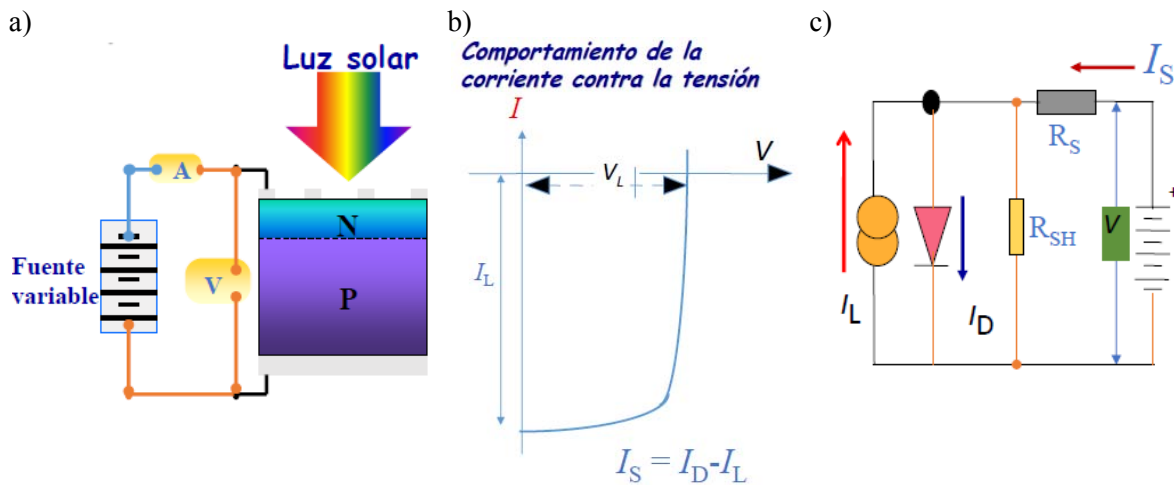


Figura II-3: Comportamiento I vs V de una celda solar bajo condiciones en iluminación.

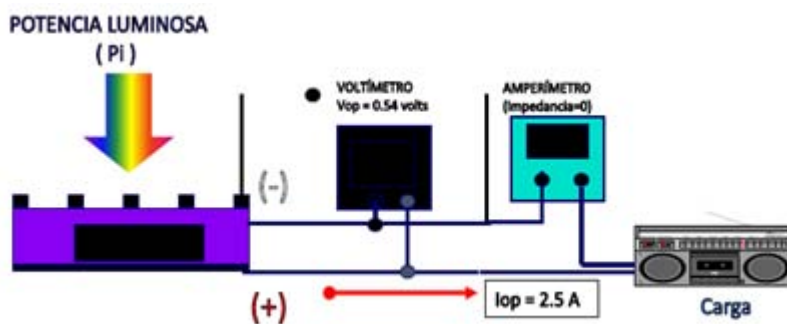
La ecuación que describe el comportamiento de la celda solar bajo las condiciones mostradas en la figura II-3c) es:

$$I_s = -I_L - I_0 \left[\exp \frac{q(V + R_s I)}{AkT} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{SH}} \quad \text{Ec. II-2.}$$

Donde I_0 es la corriente inversa de saturación de la unión P-N, A es la constante de calidad de la unión, k es la constante de Boltzman, T es la temperatura absoluta y q_E es la carga del electrón.

Este comportamiento también se puede obtener al conectar una resistencia de carga variable (R_L) a las terminales de la celda solar. R_L representa cualquier dispositivo que tenga un consumo eléctrico. Si se varía el valor de R_L desde 0.0Ω hasta infinito, para cada valor de R_L , se mide una tensión de acoplamiento celda-resistencia, definiendo un voltaje de operación V_{op} , y la corriente de operación I_{op} se determina aplicando la Ley de Ohm, por lo tanto se obtiene un par ordenado (V_{op} , I_{op}), cuyo producto proporciona la potencia de operación, $P_{op} = V_{op} \times I_{op}$. En la figura II-4 a) se muestra la R_L conectada en las terminales de la celda solar, en la figura II-4 b) se muestra el comportamiento de los puntos I, V que forman la curva I vs V.

a)



b)

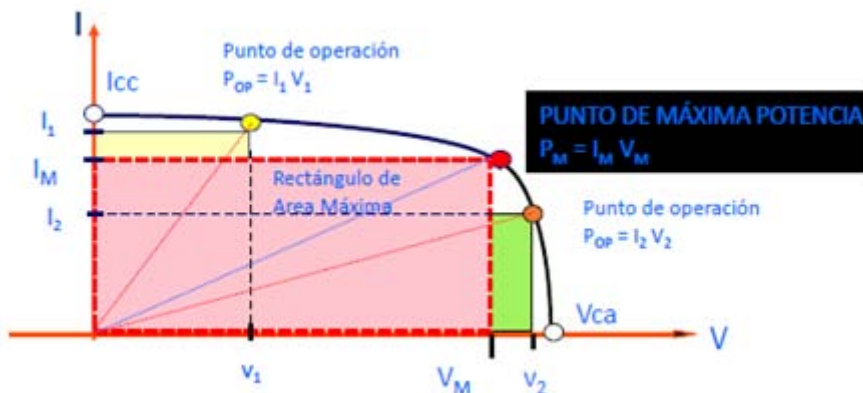


Figura II-4: En a) esquema mostrando una celda solar bajo iluminación acoplada a una resistencia de carga R_L , en b) comportamiento de los puntos I, V que forman la curva I vs V.

En el comportamiento I-V de una celda solar bajo iluminación existen tres parámetros de gran importancia.

- **Corriente de Corto Circuito (I_{cc}):** Si el valor de R_L =0 se cortocircuitan las terminales de la celda solar, y por lo tanto, no hay caída de tensión en R_L, es decir V=0 y la corriente fotogenerada es máxima, ésta corriente recibe el nombre de corriente de corto circuito (I_{cc}) cuyas coordenadas son (0, I_{cc}).

Si en la ecuación II-2 V=0, entonces I_{cc}=I_L; es decir, la corriente de iluminación o fotogenerada se considera como la I_{cc} de la celda solar y su magnitud es directamente proporcional a la magnitud de la irradiancia.

- **Voltaje a circuito abierto (V_{CA}):** Cuando R_L tiende a infinito, la corriente que circula por R_L tiende a 0, lo que equivale a no tener conectada la carga R_L, en consecuencia se está a circuito abierto, y la tensión medida en el voltímetro es el voltaje máximo llamado voltaje a circuito abierto cuyas coordenadas son (V_{CA}, 0).

Si en la ecuación II-2 I=0, el voltaje de circuito abierto, bajo condiciones ideales (R_s=0, R_{sh}= infinito) se determina como:

$$V_{CA} = \frac{AkT}{q} \ln\left(\frac{I_L + I_0}{I_0}\right) \quad \text{Ec. II-3}$$

- **Potencia Máxima (P_m):** Existe un valor para el cual el producto de la corriente con el voltaje es máximo. Este valor define el punto de máxima potencia P_m generada por la celda solar. Los valores de corriente y voltaje en el punto de máxima potencia se suelen simbolizar por I_{mp} y V_{mp}.

En la figura II-4 b) se muestran los diferentes valores para los puntos de operación de R_L acopladas a una celda solar.

Al variar la R_L se obtienen los puntos (I, V) que generan la curva característica de la celda solar. En la figura II-5 se muestra la curva característica típica de una celda solar así como sus parámetros eléctricos. El punto para la máxima potencia está ubicado en donde debe tener la resistencia de la carga R_L, para que la celda le transfiera a ella la máxima potencia, es decir R_L=V_M/I_M.

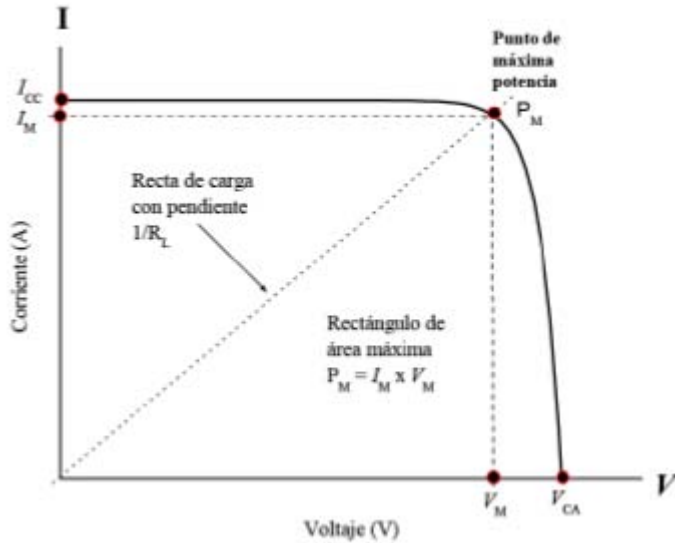


Figura II-5: Curva típica I vs V de una celda solar.

Se define a la eficiencia de conversión como el cociente entre el valor de la máxima potencia generada, $P_{m\acute{a}x}$, y la potencia de la radiación que incide sobre ella, usualmente se representa en forma porcentual. La eficiencia de conversión está dada por:

$$\eta = \frac{I_M V_M}{G * S} \times 100 \quad \text{Ec. II-4.}$$

Donde:

S: Área activa de la celda solar

G: Irradiancia

El factor de forma (FF) se define como el cociente entre P_m y el producto de I_{cc} y V_{ca} ; y su valor es menor o igual que uno. El FF brinda información sobre la eficiencia de la celda. Las celdas con altas eficiencias tienen un factor de forma máximo de 0.85, mientras que las celdas con baja eficiencia presentan valores menores de 0.5.

2.3 Efecto de la Temperatura.

Debido a que las celdas solares están expuestas directamente a los rayos del Sol éstas sufren un aumento de temperatura, mismo que afecta las características eléctricas de las celdas. La figura II-6 muestra la variación de los parámetros eléctricos de la celda solar ideal en función de la temperatura de la celda (T_c). Se puede apreciar un ligero incremento en I_{cc} mientras que V_{ca} disminuye de manera considerable. Estos fenómenos repercuten en

la potencia generada y en la eficiencia de la celda solar.

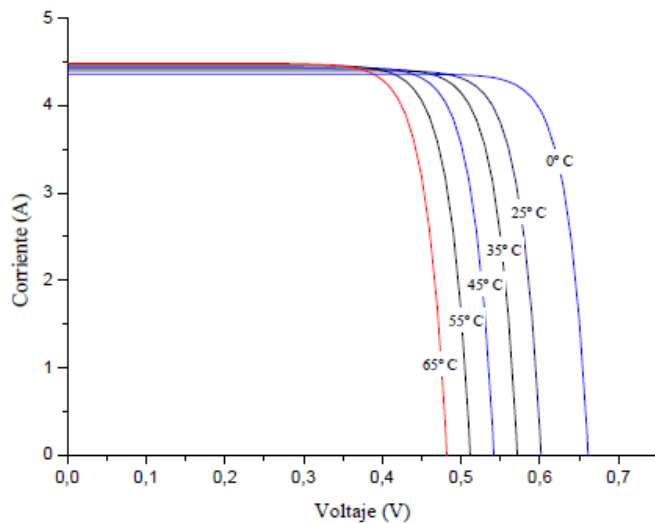


Figura II-6: Comportamiento de la celda respecto a la temperatura.

Es posible determinar cómo afecta la temperatura a los parámetros eléctricos de la celda graficando estos cambios respecto al aumento de temperatura, tomando como referencia la temperatura STC ($T_c=25^\circ\text{C}$). Estos cambios son conocidos como coeficientes de temperatura.

- **Coefficiente intensidad-temperatura (α):** indica la variación de la intensidad de cortocircuito de la celda por grado centígrado de variación de la temperatura. Se especifica en valor absoluto en $\text{mA}/^\circ\text{C}$ o en valor relativo como $\%/^\circ\text{C}$. Un valor típico de α en células de silicio es $0,63 \text{ mA}/^\circ\text{C}$.
- **Coefficiente tensión-temperatura (β):** indica la variación de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en $\text{mV}/^\circ\text{C}$ o en valor relativo como $\%/^\circ\text{C}$. Un valor típico de β en células de silicio es $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$.

La cantidad de corriente generada por una celda solar depende del tamaño de su área, ya que entre mayor sea el área de captación mayor será la irradiancia recibida. Sin embargo los valores de V_{ca} y V_{mp} son independientes al tamaño del área de la celda debido a que estos parámetros eléctricos están definidos por las propiedades del material de la celda.

2.4 Efecto de la intensidad luminosa.

La corriente fotogenerada I_L es proporcional a la irradiancia y bajo condiciones de corto circuito, esta corriente es llamada corriente de corto circuito. El comportamiento típico I-V de una celda solar se muestra en la figura II-7 para distintos valores de irradiancia G . Al realizar la gráfica se consideraron valores de $I_L=4.4 \text{ A}$ $S= 100\text{cm}^2$ $T_c= 25^\circ\text{C}$ y G desde $200\text{W}/\text{m}^2$ hasta $1200\text{W}/\text{m}^2$.

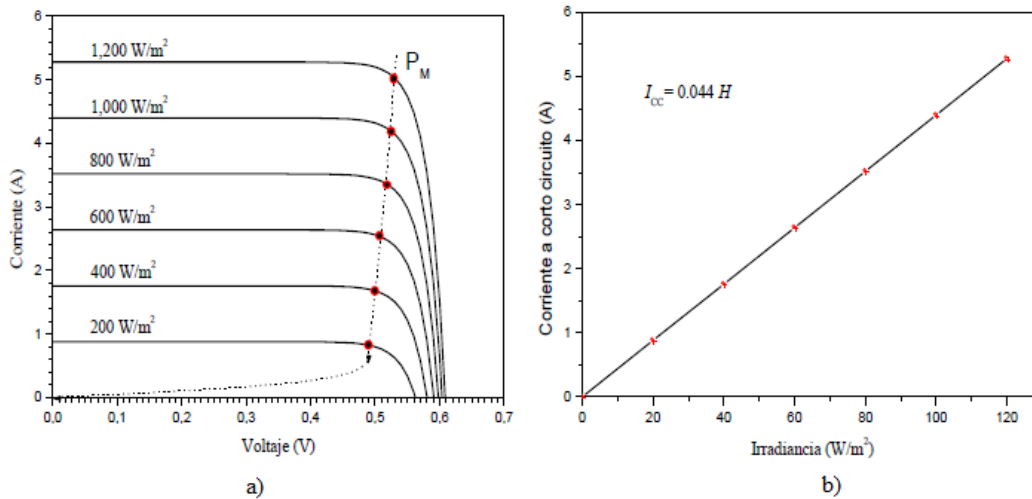


Figura II-7: Efecto de la Irradiancia sobre las características eléctricas de la celda/módulo.

En la figura se observa que I_{cc} disminuye gradualmente a la misma proporción que la Irradiancia G . La proporción entre ambas cantidades se muestra en la figura II-7-b) en la cual la constante de proporcionalidad es de $0.044 \text{ m}^2/\text{V}$.

En la figura II-7 a) se aprecia una ligera disminución del VCA al decrecer la G , sucede lo mismo para el voltaje en el punto de máxima potencia P_{max} . El voltaje que define P_{max} para cada curva, para ésta simulación, va desde 0.48 V para una $G=200 \text{ W/m}^2$, hasta 0.53 V para $G=1200 \text{ W/m}^2$.

La variación en el V_{mp} con respecto a la Irradiancia es tan pequeña que las celdas solares se pueden considerar como fuentes de voltaje constante.

2.5 Efecto del área de captación en una celda solar.

A mayor área de captación, mayor potencia luminosa recibida, por lo tanto el valor de la corriente fotogenerada (I_L) de una celda solar depende del tamaño de su área. Existe una relación directamente proporcional entre I_L y el área; por ejemplo, una celda cuya área es de 50 cm^2 , generará la mitad de la corriente que una cuya área sea de 100 cm^2 . Sin embargo los valores de V_{ca} y V_{mp} no dependen del área debido a que esa es una característica propia del material.

Tabla II-1: Parámetros eléctricos de una celda solar de silicio según la porción de área activa.

Parámetros eléctricos			Celda	1/2 Celda	1/4 Celda
Tensión a circuito abierto	V _{ca}	V	0.6	0.6	0.6
Corriente corto circuito	I _{cc}	A	2.9	1.45	0.72
Potencia máxima	P _{máx}	W	1.35	0.6	0.3
Tensión de máxima potencia	V _{mp}	V	2.6	1.3	0.65
Corriente de máxima potencia	I _{mp}	A	6	3	1.5

2.6 Módulo Fotovoltaico.

Un módulo fotovoltaico (MFV) es un conjunto de celdas solares idénticas interconectadas eléctricamente entre sí. Para obtener los valores de corriente y tensión deseados es necesario interconectar las celdas de la siguiente manera; si se desea un aumento en la tensión se realiza una conexión en serie, mientras que para incrementar la corriente se interconectan las celdas en paralelo.

Debido a que los módulos fotovoltaicos están expuestos a la intemperie cuentan con elementos que brindan la protección adecuada para garantizar su correcto funcionamiento, dichos elementos permiten la sujeción del modulo a las estructuras, brindan protección contra agentes externos y aseguran rigidez. A continuación se describen los componentes de un módulo fotovoltaico.

Cubierta exterior: la cubierta exterior es de vidrio templado, con alta resistencia mecánica, antireflectante de tal manera que permita la transmisión de la radiación solar para maximizar la conversión de energía.

Encapsulante: usualmente es de silicona o de EVA (etil vinil acetato), es importante que el encapsulado no sea afectado por la exposición prolongada al sol, su índice de refracción debe ser similar al del vidrio para que no se presenten variaciones en la radiación incidente.

Protección Posterior: se emplea para dar rigidez y protección al modulo contra agentes atmosféricos, generalmente se utilizan laminas formadas por distintas capas de materiales.

Marco metálico: el marco de aluminio asegura la rigidez integrando los elementos de sujeción a la estructura exterior del módulo.

Caja de terminales: ubicada en la parte posterior del módulo en ella se encuentran los bornes de salida para la conexión.

Diodos de bloqueo: se encuentran dentro de la caja de terminales, su función es el evitar corrientes de retorno, es decir, permiten el flujo de corriente en una sola dirección.

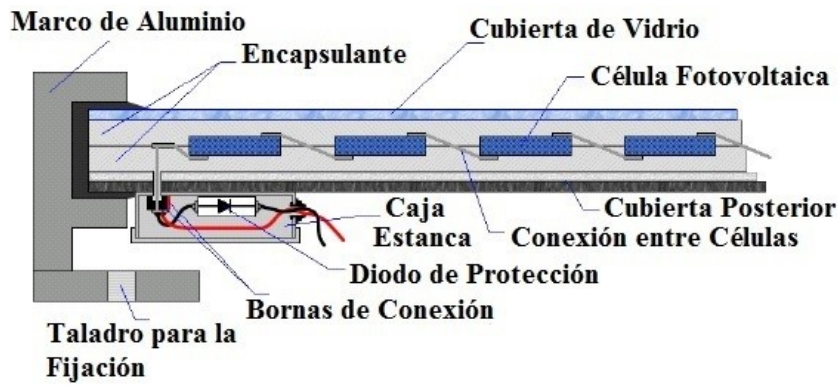
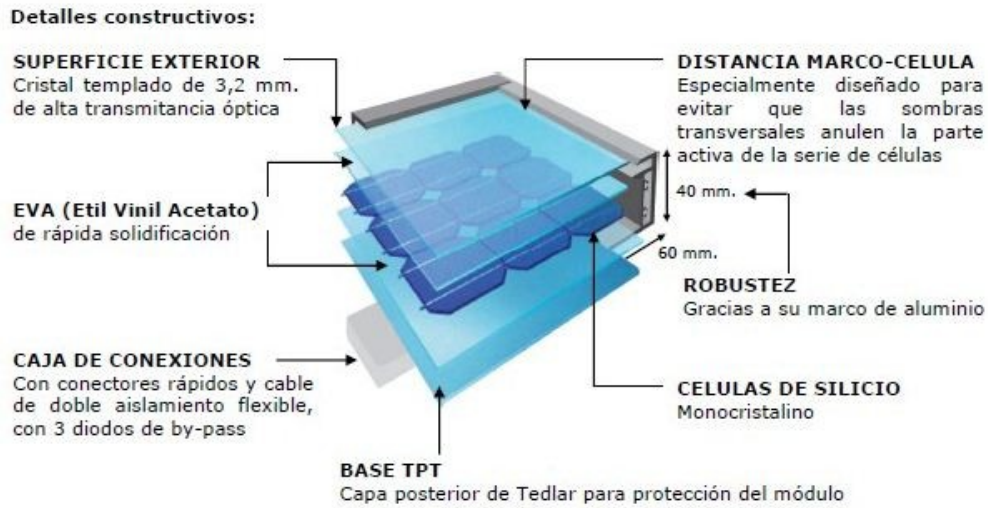


Figura II-8: Elementos que conforman un módulo fotovoltaico.



Figura II-9: Módulo fotovoltaico.

La cantidad de celdas que contiene un MFV está en función de la aplicación para la cual fue diseñado. Por ejemplo para aplicaciones en sistemas fotovoltaicos interconectados (SFVI) se diseñan módulos que contienen 54, 60, 72, 80 y 96 celdas de silicio cristalino. Para aplicaciones en sistemas autónomos, en las cuales se cargan acumuladores cuyos voltajes nominales son del orden de los 12V, se diseñan módulos compuestos por 36 celdas de silicio cristalino conectadas eléctricamente en serie.

Un MFV es identificado por sus parámetros eléctricos V_{ca} , I_{cc} , V_{mp} , I_{mp} , y por su Potencia Pico P_p , la cual se define como la máxima potencia que genera el módulo al estar bajo STC (Irradiancia = 1000 W/m^2 , $T_c = 25^\circ\text{C}$ y $AM = 1.5$).

El comportamiento de los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos es descrito por las curvas I-V y P-V obtenidas al someter a los módulos a condiciones STC. La figura II-10 muestra la curva I-V típica de un MFV de silicio cristalino.

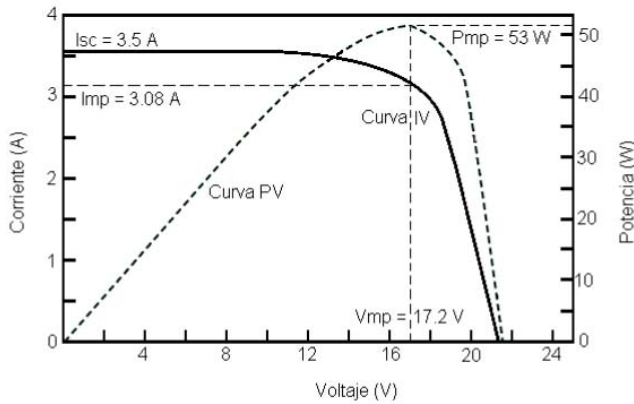


Figura II-10: Curva I-V de un MFV de Silicio cristalino.

De la curva I-V se puede determinar que éste módulo genera una $I_{cc} = 3.5 \text{ A}$, una tensión de $V_{mp} = 17.2 \text{ V}$, una corriente de máxima potencia $I_{mp} = 3.08 \text{ A}$. De la curva I-P se identifica el valor de la potencia máxima $P_{max} = 53 \text{ W}$ la cual es la potencia pico (P_p) del MFV. Con estos parámetros es posible evaluar la eficiencia de conversión, la cual está dada por la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{P_p}{G * S} * 100 \quad \text{Ec. II-5.}$$

De la expresión anterior se deduce que para una P_p dada, un módulo de mayor eficiencia requerirá de menor superficie S que aquel de menor eficiencia.

2.7 Efecto de la Intensidad luminosa.

La generación de energía de las celdas solares depende de la magnitud de la radiación luminosa, dado que un MFV está compuesto por un conjunto de celdas solares, su generación también está en función de la intensidad luminosa. La figura II-11 muestra el comportamiento I-V de un MFV de silicio, se puede apreciar que la tensión permanece casi invariante a diferentes intensidades luminosas, mientras que la corriente varía proporcionalmente a la irradiancia.

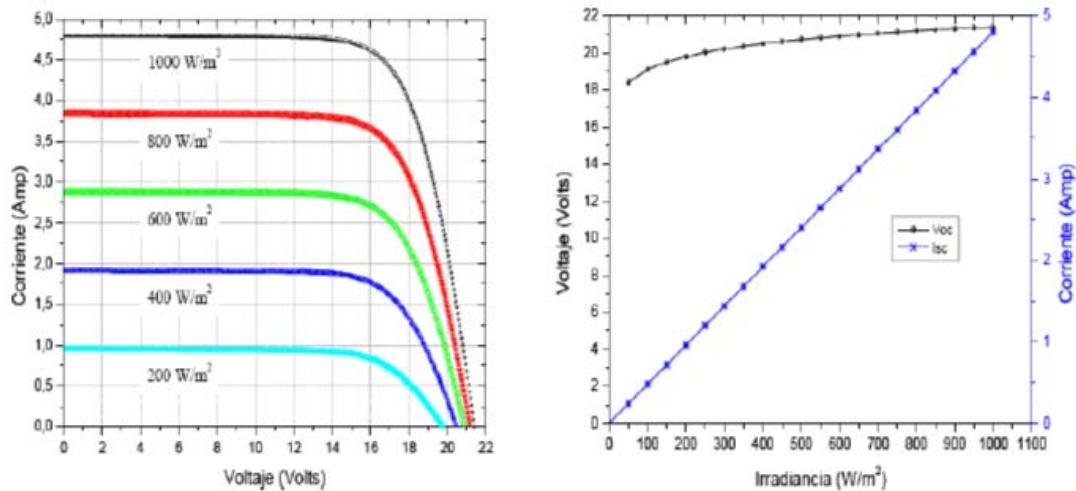


Figura II-11: Efecto de la intensidad luminosa en un MFV comercial de silicio cristalino.

2.8 Efecto de la temperatura y la irradiancia en un módulo.

Determinar los efectos de la temperatura y la irradiancia en un modulo fotovoltaico solo puede realizarse de manera empírica.

La temperatura que alcanzará el modulo bajo condiciones de operación depende de la irradiancia, la temperatura ambiente, la velocidad del viento. Una relación empírica que establece la temperatura que alcanzará un MFV, en función de la irradiancia que recibe, a una velocidad de 1 m/s está dada por la siguiente ecuación.

$$T_c = T_{amb} + C_1 G \quad \text{Ec. II-6.}$$

Donde:

C_1 : Constante empírica la cual depende del tipo de modulo (valor promedio de $0.025^\circ\text{C}/\text{W}$)

Cuando no hay viento la C_1 puede llegar a tener valores de hasta $0.04^\circ\text{C}/\text{W}$, de tal manera que la temperatura normal de operación de un módulo se puede encontrar en un intervalo de los 25 a los 70°C dependiendo de la velocidad del viento y la magnitud de la irradiancia.

Los fabricantes de módulos han acordado especificar los parámetros eléctricos bajo condiciones casi idénticas a las condiciones normales de operación. Se ha establecido una temperatura llamada Temperatura de Operación Nominal de la Celda (NOCT), definida como la temperatura de equilibrio que alcanza la unión P-N de la celda, en un módulo, cuando esta bajo las siguientes condiciones:

- 800 W/m² Irradiancia.
- AM1.5 distribución espectral.
- 20°C Temperatura ambiente.
- 1 m/s velocidad de viento.

De lo anterior podemos determinar la temperatura de la celda.

$$T_{cel} = T_{amb} + C_2 G \quad \text{Ec. II-7}$$

Donde C_2 está dada por:

$$C_2 = \frac{NOCT(^{\circ}C) - 20}{800} \quad \text{Ec. II-8}$$

Con la expresión anterior es posible obtener el valor de C_2 siempre que el fabricante brinde el valor de la temperatura NOCT, si el fabricante no proporciona el valor de la temperatura NOCT será necesario utilizar la ecuación para C_1 . Es posible realizar la estimación de la temperatura de operación del modulo así como de sus parámetros eléctricos empleando C_1 ó C_2 .

Actualmente los fabricantes de MFV proporcionan en sus fichas técnicas la información sobre los coeficientes de temperatura de los parámetros eléctricos del módulo. Si se cuenta con el dato del coeficiente de temperatura para la potencia (Y) y se conoce el comportamiento en cada instante de la temperatura de la celda T_c durante un día típico de operación, la potencia generada por el módulo, sin considerar pérdidas por suciedad, estará dada por:

$$P_{M(E)} = P_P \times R_t \quad \text{Ec. II-9.}$$

Donde

$P_{M(E)}$: Potencia Máxima Efectiva

P_P : Potencia pico del módulo a STC

R_t : Rendimiento térmico

$$R_t = 1 - P_P \quad \text{Ec. II-10}$$

Donde P_p : son las pérdidas en la potencia expresadas como:

$$P_p = Y^* (T_c - 25) \quad \text{Ec. II-11.}$$

2.9 El Arreglo Fotovoltaico

En diversas ocasiones la potencia generada por el módulo no es la suficiente para que una carga eléctrica funcione, razón por la cual es necesario conectar módulos en serie o en paralelo para incrementar la potencia de trabajo, a esta nueva estructura se le conoce como Arreglo Fotovoltaico (AFV).

Incrementando la tensión: La conexión eléctrica de módulos idénticos en serie, dará lugar a un generador eléctrico con una tensión de salida dada como la suma de las tensiones de cada módulo fotovoltaico (MFV). Considerando que tenemos N módulos idénticos conectados eléctricamente en serie, las características eléctricas de esta nueva asociación llamada cadena fotovoltaica (CFV), serán las siguientes:

$$V_{ca}(\text{CDF}) = NV_{ca}(\text{CFV}); I_{CC}(\text{CFV}) = I_{CC}(\text{MFV}) \quad \text{Ec. II-12}$$

$$V_{mp}(\text{CFV}) = NV_{mp}(\text{MFV}); I_{mp}(\text{CFV}) = I_{mp}(\text{MFV}) \quad \text{Ec. II-13}$$

$$P_{max}(\text{CFV}) = NP_{max}(\text{MFV}) \quad \text{Ec. II-14}$$

Incrementando la corriente: La conexión eléctrica de MFV idénticos o CFV idénticas en paralelo, forman una asociación cuya corriente de salida es igual a la suma de las corrientes de cada MFV o CFV.

Si conectamos M módulos fotovoltaicos o M Cadenas Fotovoltaicas idénticas en paralelo, tendremos como resultado un generador eléctrico con las siguientes características:

$$V_{ca}(\text{asociación en paralelo}) = V_{ca}(\text{MFV}); I_{CC}(\text{asociación en paralelo}) = MI_{CC}(\text{MFV}) \quad \text{Ec. II-15}$$

$$V_{mp}(\text{asociación en paralelo}) = V_{mp}(\text{MFV}); I_{mp}(\text{asociación en paralelo}) = MI_{mp}(\text{MFV}) \quad \text{Ec. II-16}$$

$$P_{max}(\text{asociación en paralelo}) = MP_{max}(\text{MFV}) \quad \text{Ec. II-17}$$

A la estructura que se forma al conectar módulos o cadenas FV en paralelo se le conoce como Arreglo Fotovoltaico (AFV) y la configuración eléctrica de la conexión suele representarse como MP, donde M es el número de módulos o cadenas conectadas en paralelo y la letra P significa paralelo.

La finalidad de conectar módulos o cadenas en paralelo es para proporcionar la potencia eléctrica ($P=VI$) que requiere la carga eléctrica: La cadena proporciona la tensión (V) y la conexión en paralelo de las cadenas proporciona la corriente (I).

En la figura II-12 se muestra un esquema de un AFV compuesto por 3 módulos en serie, los cuales proporcionan el voltaje de operación y 4 módulos conectados en paralelo que proporcionan la potencia. Esta configuración se denota 3SX4P. Los diodos de bloqueo mostrados en la figura son dispositivos de seguridad, al colocarse en la posición de paso su función es disminuir la probabilidad de formación de puntos calientes, en la posición de bloqueo evitar corrientes de retorno, ambos en caso de presentarse algún sombreado sobre los módulos.

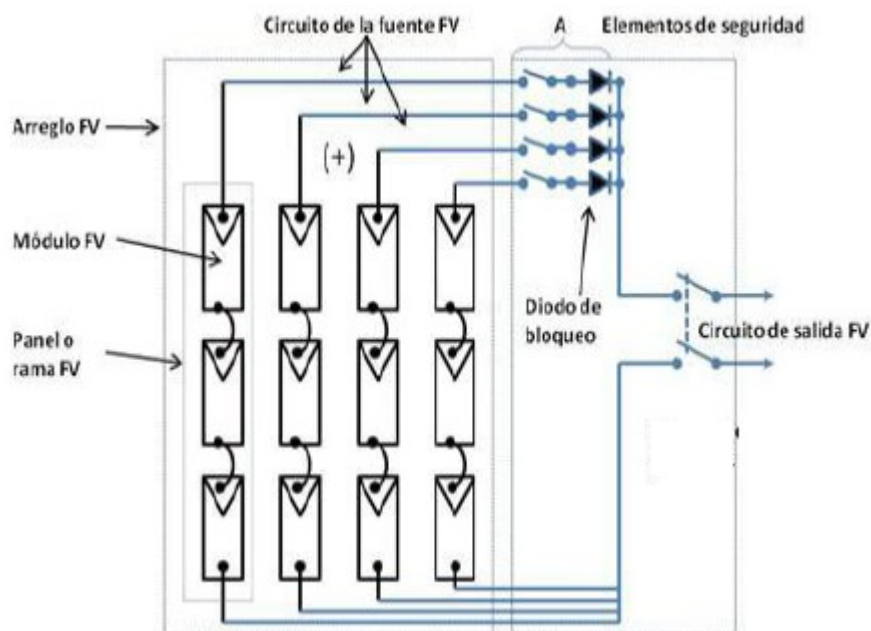


Figura II-12: AFV compuesto por 3 módulos en serie y 4 módulos en paralelo.

Al formar los AFV es de vital importancia que las características eléctricas de los módulos sean idénticas, esto, con la finalidad de evitar desacoplamientos que afecten su desempeño eléctrico. Un desacoplamiento típico se presenta cuando una sombra de algún objeto cercano al AFV sombrea a uno o varios módulos; el sombreado hace que los módulos dejen de generar potencia y se conviertan en receptores de ésta, actuando como resistencia y disipando calor derivado de la potencia que están consumiendo, fenómeno conocido como punto caliente el cual degrada las celdas de dicho módulo fotovoltaico.

2.10 Energía generada por un Módulo Fotovoltaico.

La cantidad de energía generada (E_g) por un módulo o un AFV depende de la radiación solar disponible en el sitio, de factores climatológicos y geográficos. El Recurso Solar (H)

se define como la energía solar disponible que se calcula integrando la variación de la irradiancia (G) durante el día solar, desde el amanecer hasta el anochecer (de las 06:00 a 18:00 para los equinoxios), y sus unidades son Wh/m^2 u Horas Solares Pico (H_{SP}).

Al analizar la potencia máxima P_{max} que genera un MFV (o CFV o AFV) durante un día típico y se compara ésta generación con el comportamiento de dicha magnitud sin considerar el efecto de la temperatura en ella, al calcular el área bajo la curva de dicho comportamiento, la cual representa la energía que se generó durante ese día, se obtiene una diferencia que está asociada al efecto de la temperatura, la que define el concepto de Rendimiento Térmico (R_t) (Samuel Rojas López Zalasar. Comparación del Rendimiento Energético de Tres Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red de 3kW).

Considerando lo anterior, se establece que la energía generada por un MFV (CFV o AFV) está dada por la expresión:

$$E_g = P_p \times H_{SP} \times R_t$$

Ec. II-18

Donde P_p es la Potencia Pico del MFV (CFV o AFV) expresada en Watt, H_{SP} el Recurso Solar de la localidad expresado en horas, y R_t es el rendimiento térmico promedio del módulo.

Capítulo III

Sistemas Fotovoltaicos

3.- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.1 Definición.

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de elementos que permiten aprovechar la energía solar, a través de su transformación en energía eléctrica. Está integrado por el generador fotovoltaico y acondicionadores de potencia, los cuales permiten controlar, almacenar y distribuir la energía producida por el generador a una determinada tensión y satisfacer la demanda energética.

De manera general los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en tres clases; sistemas aislados, definidos de esta manera debido a que no están conectados a la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), los sistemas interconectados, los cuales sí interactúan con el SEN (el concepto de “sistema fotovoltaico interconectado” se refiere a un sistema energético que produce electricidad en CA, basado en la TFV, cuyo circuito de salida se conecta íntimamente a un circuito de CA proveniente de la RED), y los sistemas híbridos que combinan generadores fotovoltaicos con generadores eólicos o de cualquier otro tipo. En la figura III-1 se muestra un diagrama de la clasificación de los SFV.

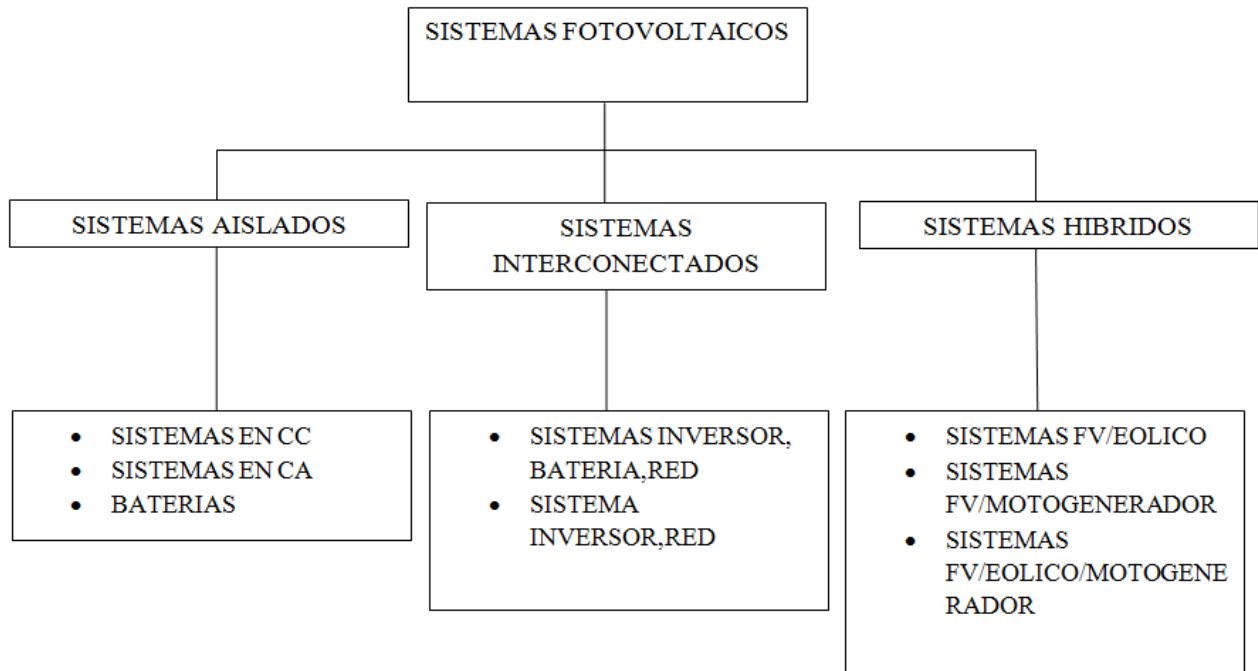


Figura III-1: Clasificación Sistemas Fotovoltaicos

Generalmente los SFV se crean para satisfacer una demanda energética específica, y su tamaño en términos del concepto de Potencia Pico a instalar se debe determinar a partir de

criterios inherentes a la energía requerida, a la superficie disponible para su instalación, y también a los recursos económicos que se dispongan.

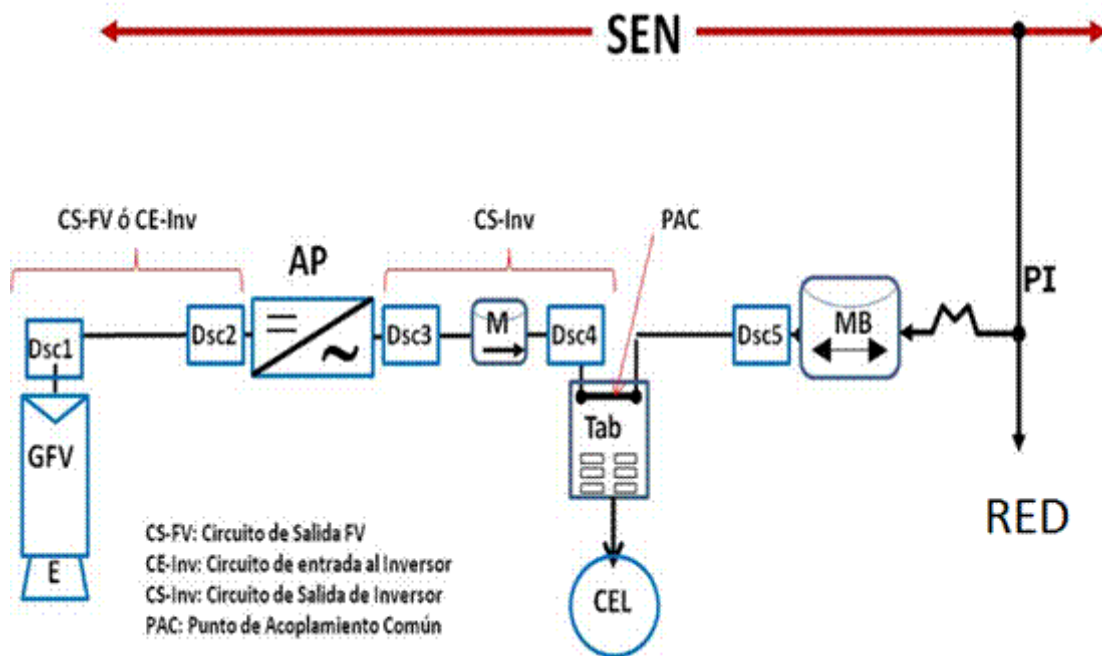
Dado que este trabajo de tesis está desarrollado para concebir un SFV interconectado a la Red sólo se expondrán y analizarán las partes y componentes de dichos sistemas, así como los criterios de dimensionamiento y diseño asociados al mismo.

3.2 Sistemas Fotovoltaicos Interconectados.

Los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados (SFV-I), son generadores de energía que tienen una interacción con la red, generan energía en CC la cual se convierte a CA a través de un dispositivo acondicionador y sincronizador, llamado Inversor. El circuito de salida del inversor se conecta en un punto de la Red Eléctrica Local (REL) del usuario al cual se le llamará Punto de Acoplamiento en Común (PAC), a partir del cual se distribuye la energía para “alimentar” las Cargas Eléctricas Locales (CEL) o ser inyectada en la Red Eléctrica de Distribución (RED) en Baja o Media Tensión (BT o MT), según sea el caso, del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En este tipo de sistemas, el Inversor CC/CA tiene la responsabilidad de sincronizarse con la RED, y en consecuencia, debe fabricarse con características técnicas que satisfagan los requerimientos del suministrador de potencia eléctrica, que en nuestro país es la CFE.

Un diagrama esquemático de las partes y componentes que integran un SFV-I se muestra en la Fig. III-2, en donde se han incluido los requerimientos de seguridad exigidos por la normatividad eléctrica. En dicho diagrama esquemático se tiene la simbología siguiente:

- GFV: Módulo, arreglo o Generador fotovoltaico, GFV.
- E: Estructura de soporte para el GFV.
- SP: Sistema de protección para seguridad.
- AP: Acondicionador de potencia o inversor.
- TAB: Tablero de distribución o interfaz entre el GFV y el SEN (Red de Distribución Eléctrica).
- MB: Medidor bidireccional de energía.
- M: Medidor de energía eléctrica (wattorímetro).
- CEL: Cargas Eléctricas Locales.
- SEN: Sistema Eléctrico Nacional (Red de Distribución Eléctrica).
- BOS: Siglas que denotan Balance del Sistema.



Fuente: Aarón Sánchez Juárez: Especificación técnica sistemas conectados a la red, FIRCO

Figura III-2: Sistema fotovoltaico interconectado al SEN mostrando las partes y componentes requeridas por la normatividad eléctrica.

3.2.1.- Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados

El proceso de dimensionamiento tiene como objeto determinar la Potencia Pico de un AFV que va a satisfacer o proporcionar una demanda energética requerida por el usuario o por otro tipo de condiciones. Con base en los requerimientos se pueden establecer tres criterios de dimensionamiento para la determinación de la Potencia Pico, los cuales son los siguientes:

- A) Requerimiento energético.-** cuando el usuario o proyecto establece una demanda energética ya sea anual, mensual o diaria, cantidad que debe ser satisfecha por el SFV, la Potencia Pico se determina con base en el Balance Energético, el cual, se establece a partir de una igualdad entre la Energía que va a Generar (E_G) el AFV y la Energía Eléctrica Total consumida (E_{TC}). Ésta última, se estima con base en la Energía que Consumen todas las Cargas Eléctricas (E_{CL}) conectadas a la REL más la energía que se consume durante el proceso de conducción y acondicionamiento de la energía eléctrica que produce el AFV. De esta manera, el Balance Energético establece que:

$$E_G = E_{TC}$$

Ec. III-1

Dado que E_G para un AFV está determinada por el producto de la Potencia Pico del AFV con el Recurso Solar de la localidad, con el R_t promedio de los módulos; y que la E_{TC} se determina por la suma entre la E_{CL} y la energía que se pierde al conducir la electricidad por el cableado desde el punto de generación hacia el PAC (Eficiencia eléctrica del cableado η_w) con la energía que se pierde en el acondicionamiento de energía (eficiencia en el inversor η_I), la cual se puede expresar como:

$$E_{TC} = \frac{E_{CL}}{\eta_w * \eta_I} \quad \text{Ec. III-2}$$

Considerando lo anterior y aplicando el balance energético se tiene que la Potencia Pico de un AFV que satisface la demanda energética E_{CL} está dada por:

$$P_P(AFV) = \frac{E_{CL}}{H_{SP} * R_t * \eta_w * \eta_I} \quad \text{Ec. III-3}$$

B) Requerimiento de área.- Ya que el AFV se debe de instalar ocupando una Superficie (S_A :Superficie Activa), la cual se proporciona como infraestructura disponible en el sitio de instalación, entonces la máxima Potencia Pico que se puede instalar estará dada por la ecuación que determina la eficiencia eléctrica de una celda solar, extendida para un MFV. En consecuencia se tiene que:

$$P_P(AFV) = G_p * S_A * \eta_{(MFV)} \quad \text{Ec.III-4}$$

Donde $G_p= 1000W/m^2$ es la Irradiancia Pico, $\eta_{(MFV)}$ es la eficiencia del MFV elegido y S_A es la superficie activa disponible para instalar el AFV.

C) Requerimiento Económico: Si se conoce el Costo por Watt pico (C_p : \$/W) para un SFV-I, proyecto “llave en mano”, y se conoce el Monto a invertir (M : \$) para adquirir e instalar el SFV, entonces la Potencia Pico que se puede comprar está dada por:

$$P_P(AFV) = \frac{M(\$)}{C_p(\frac{\$}{W})} \quad \text{Ec. III-5}$$

El uso de cualquiera de los tres criterios anteriores implica el conocimiento de factores que, si no se evalúan adecuadamente, pueden afectar drásticamente la estimación de la Potencia Pico y en consecuencia no generar el requerimiento energético que se pide o no tener la suficiente área para instalarlo o los fondos económicos para adquirirlo. En consecuencia los factores que se deben considerar para una correcta estimación de la Potencia Pico se pueden dividir en tres grupos:

1.- Factores Geográficos.- La localización geográfica del sitio de instalación (latitud, longitud y altitud), la climatología del lugar (temperatura ambiente, velocidad del aire, humedad relativa, salinidad) son datos primordiales que determinan el Recurso Solar de la localidad; y la ubicación del sitio (determina el tipo de estructura y trayectorias solares), proporcionan los datos requeridos para estimar tanto el Recurso Solar como el R_t de la TFV elegida.

2.- Factores Energéticos.- El conocimiento preciso del consumo energético por lo menos durante 3 años anteriores es importante para determinar un consumo energético típico promedio diario anual. Es importante conocer, para el proyecto específico, el inventario de cargas eléctricas que permite determinar tanto la tensión nominal como la potencia de operación de cada una de ellas, así como la facturación correspondiente en donde se ha cuantificado la energía consumida en los periodos de tiempo correspondiente. Así mismo, el tipo de acometida eléctrica que ya dispone el usuario: Baja tensión (monofásico, bifásico o trifásico) o media tensión (trifásico).

3.- Factores Tecnológicos.- Conocimiento de especificaciones eléctricas tanto de MFV, Inversores, cables y demás componentes.

Una vez identificados los tres factores la información se debe procesar como un conjunto que se aplica al requerimiento que ha sido manifestado para el dimensionamiento, diseño e instalación de la Planta FV.

3.3 Selección de equipos: El inversor y el Módulo Fotovoltaico.

Habiendo estimado la P_p a instalar del AFV, a través de cualquiera de los tres criterios mencionados anteriormente o mediante una combinación entre ellos, se debe determinar cuál es el MFV adecuado, el número total de MFV que permite tener la P_p dimensionada y la configuración eléctrica óptima para el AFV, es decir, determinar el número N de MFV a conectar en serie para formar la CFV, la que proporciona la tensión eléctrica de acoplamiento con la carga eléctrica (el acondicionador de potencia: Inversor CC/CA) y el número M de CFV que hay que conectar en paralelo para proporcionar la potencia requerida.

Lo anterior significa que se debe seleccionar primero al inversor para determinar sus características eléctricas de fabricación y a partir de ellas seleccionar al MFV óptimo para el acoplamiento, por lo que a continuación se describe las características técnicas más relevantes del inversor.

3.3.1 Inversor para Interconexión a RED.

Un inversor es un dispositivo electrónico que transforma la energía eléctrica de CC a CA mediante procesos de switcheo que permiten modificar una señal constante, que no es función periódica del tiempo, en una señal periódica con respecto al tiempo. En el caso de la potencia eléctrica cuando ésta proviene de fuentes de generación que producen tensión y corriente continuas, la forma de onda en que se producen dicha potencia puede transformarse con los dispositivos electrónicos anteriores llamados inversores a potencia eléctrica en CA que es la que se utiliza cotidianamente en la mayoría de los aparatos eléctricos.

Un inversor CC/CA para interconectarse a la RED debe tener la capacidad de producir potencia eléctrica idéntica a la RED en el punto en donde se conecte con ésta, comúnmente conocido como Punto de Interconexión (PI), para lo cual debe diseñarse con elementos electrónicos que permitan medir y cuantificar la señal, sincronizarse con ésta conectándose en paralelo e inyectar la corriente eléctrica que provenga de los MFV una vez que haya convertido la potencia CC en potencia CA. El requerimiento técnico anterior obliga a que los diseñadores y fabricantes de inversores los consideren como fuentes de corriente con un voltaje de acoplamiento igual a la de la RED en el PI.

Se requiere además que el inversor convierta la CC que proviene del AFV en CA con una calidad idéntica a la de la RED tanto en tensión, frecuencia y armónicos asociados a las ondas senoidales.

Además, dado que el inversor se conecta en paralelo con la RED, el SFV-I actuará como una isla de generación de electricidad en el PI. Para evitar que el inversor inyecte corriente a la RED cuando ésta no se encuentra energizada, el inversor debe tener un comportamiento anti isla, es decir, se debe desconectar automáticamente de la RED cuando ésta no esté energizada.

Considerando lo anterior, se han emitido regulaciones y estándares para la fabricación de estos dispositivos, y a su vez, regulaciones para evaluar el cumplimiento sobre su desempeño eléctrico y eficiencia. Las regulaciones son las siguientes:

- UL 1741, “Standard for Inverters, controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Sources”; basada en la norma IEE1547
- IEC62109-1 “Safety of power converters for use in photovoltaic power systems” la cual ha sido homologada como NMX-J-656/1-ANCE-2012- Evaluación de la Seguridad en Dispositivos Fotovoltaicos (FV)-Seguridad en Equipos de conversión de energía para su uso en sistemas fotovoltaicos (FV)- Parte 1 Requisitos generales.

- IEC62109-2 “Safety of power converters for use in photovoltaic power systems” la cual ha sido homologada como NMX-J-656/1-ANCE-2012- Evaluación de la Seguridad en Dispositivos Fotovoltaicos (FV)-Seguridad en Equipos de conversión de energía para su uso en sistemas fotovoltaicos (FV)- Parte 2 Requisitos generales.
- IEC62116 “Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters”

Dentro de los requerimientos técnicos más importantes que deben satisfacer los inversores para la conexión a la RED, considerados en las normas de fabricación y de evaluación anteriores, se encuentran los siguientes aspectos que se deben cumplir en el PI:

- a) Tensión eléctrica nominal en un rango +5% a -10% de la tensión nominal de la RED.
- b) Frecuencia en el rango 59.3Hz a 60.5Hz.
- c) Componente armónico individual en la tensión del 6%.
- d) Distorsión armónica total en la tensión 8%.
- e) Desbalance máximo en la tensión 3%.
- f) Desbalance máximo en la corriente 5%.
- g) Comportamiento anti isla.

Dado que en los SFV-I a la RED se requiere el inversor CC/CA para llevar a cabo las funciones de sincronismo y transformación de la energía eléctrica de CC a CA, este se debe seleccionar satisfaciendo además de los requerimientos técnicos anteriores, aquellos requerimientos exigidos por la normatividad eléctrica nacional para el proceso de interconexión de estos sistemas y del suministrador de potencia eléctrica (CFE).

Los fabricantes de dichos dispositivos elaboran sus productos para que satisfagan los requerimientos normativos contemplados en los estándares internacionales, pero además, con altos rendimientos tanto en la transformación CC/CA (eficiencias mayores del 95%) como en el acoplamiento AFV-Inversor, el cual, se realiza mediante seguidores de máxima potencia, los que se diseñan ex profeso para este fin y que generalmente, se conciben con un rango de tensión eléctrica de entrada (CC) amplio. Este es uno de los datos técnicos importantes a considerar para el diseño de la configuración eléctrica del AFV. El otro dato técnico importante a considerar es la potencia nominal del inversor $P_N(\text{Inv})$ la cual se establece como aquella cuya magnitud sea equivalente a la P_p del AFV dimensionado.

Las especificaciones técnicas de los productos los debe proporcionar el fabricante e incluir una placa de identificación con las características técnicas más importantes que lo distinguen. La figura III-3 muestra un extracto de la ficha técnica de un inversor marca Fronius, modelo Symo que abarca un rango de potencia desde 10kW hasta 15kW. Este es un inversor trifásico con diferente tensión eléctrica para acoplarse con la RED, con un

voltaje de aislamiento máximo de 1000V CC y que viene contenido en un gabinete NEMA 4X. Según el fabricante cumple con las regulaciones internacionales e inclusive las nacionales.

Según los datos que se presentan en la figura, podemos identificar los datos técnicos más importantes para el proceso del diseño del AFV. Para lo anterior tomemos como ejemplo el modelo Symo 15.0-3 208. Para este caso se tiene lo siguiente:

- Potencia Nominal en CA (máx output power): $P_N(\text{Inv})=15.0\text{kW}$
- Frecuencia de salida: 60Hz.
- Potencia FV recomendada: desde 12.0kW hasta 19.5kW.
- Ventana de acoplamiento en CC (MPPT Voltage Range): Vacop entre 325-850VCC
- Número de MPPT: 1
- Máxima corriente de entrada CC: $I_{\text{mp}}(\text{AFV})=50\text{A}$
- Número de entradas en CC: 6
- Tensión eléctrica de salida: 208VCA, trifásico

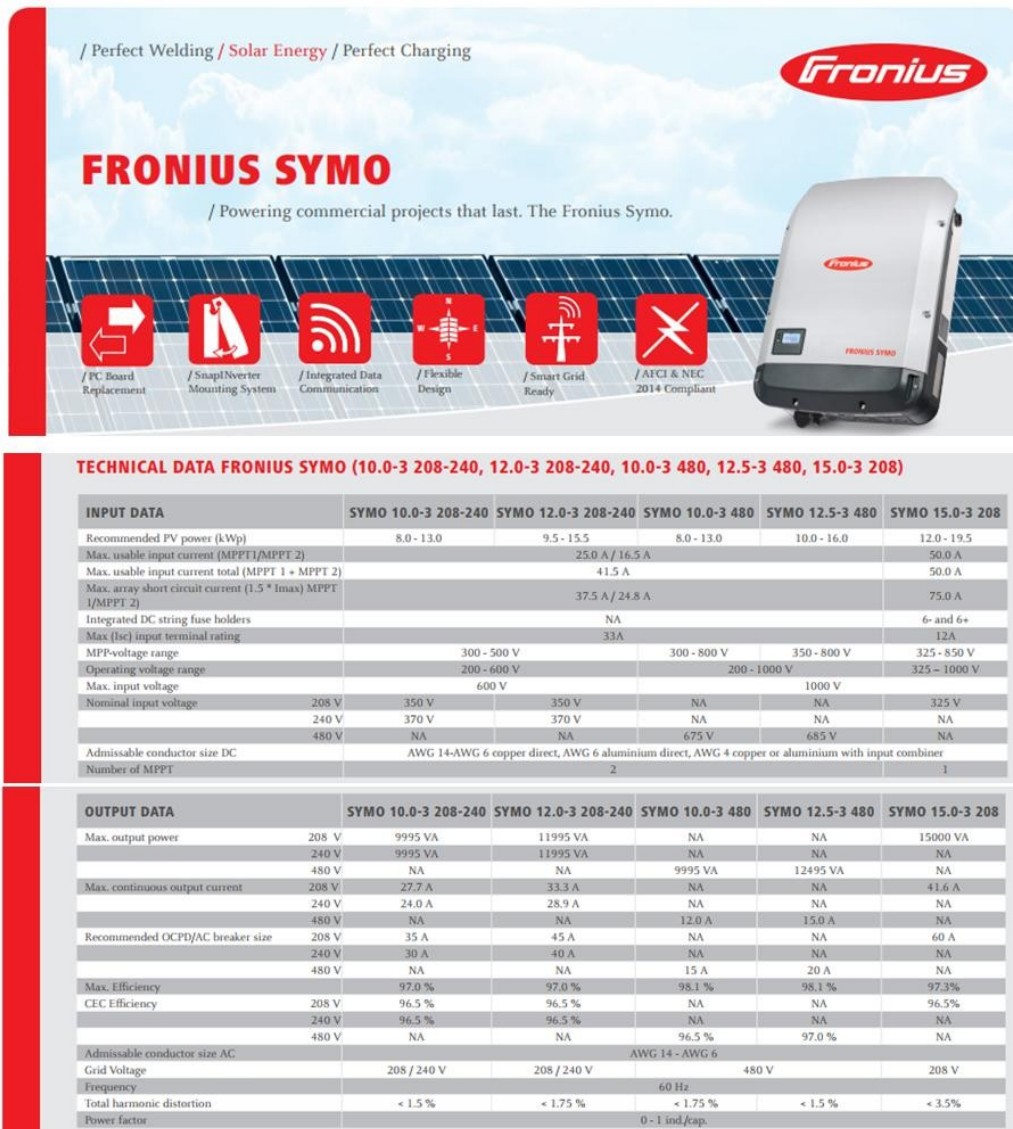


Figura III-3: Extracto de la hoja de especificaciones del inversor marca Fronius modelo Symo.

Por lo anterior, se puede especificar como criterio de selección para el inversor que se acople a la Pp del AFV de la manera siguiente:

Potencia Nominal del inversor \approx Potencia Pico del AFV.

3.3.2 El Módulo Fotovoltaico.

Se recomienda que el MFV sea elegido con la mayor eficiencia y potencia pico disponible en el mercado, de esta manera el número total de ellos que satisfaga la potencia pico será lo menor posible.

Todos los fabricantes de MFV elaboran sus productos y evalúan su desempeño eléctrico, seguridad y durabilidad de acuerdo a normas internacionales y nacionales, entre las cuales destacan:

- IEC61730-1 la cual ha sido homologada como NMX-J-618/1-ANCE-2010-Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Requisitos generales para construcción.
- UL 1703: Standar for flat-plate photovoltaic modules and panels.
- IEC61730-1 la cual ha sido homologada como NMX-J-618/2-ANCE-2012-Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Requisitos para pruebas.
- IEC61646 la cual ha sido homologada como NMX-J-618/3-ANCE-2012-Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 3: Requisitos para módulos fotovoltaicos de película delgada – calificación del diseño.
- IEC61215 la cual ha sido homologada como NMX-J-618/4-ANCE-2012-Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV)-Parte 4: Requisitos para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino-calificación del diseño.

Además los fabricantes están obligados a colocar en la parte trasera del módulo una etiqueta que especifique las características eléctricas que distinguen al producto y el laboratorio de ensayo que ha corroborado el desempeño eléctrico, la durabilidad y confiabilidad.

De acuerdo a lo que se especifico en el capítulo II, los MFV independientemente de la tecnología con la cual hayan sido fabricados se comercializan con el concepto de Potencia Pico, que es la potencia máxima que genera el producto cuando éste es sometido a las condiciones estándares de prueba, STC (Irradiancia $G=1000\text{W/m}^2$, Temperatura de celda 25°C y espectro de la radiación solar equivalente a una masa de aire AM 1.5). Los datos eléctricos medidos bajo estas condiciones, los que serán base importante para el diseño de la configuración eléctrica del AFV y diseño eléctrico del SFV son los siguientes:

- a) Potencia Pico
- b) Voltaje a circuito abierto
- c) Corriente de corto circuito
- d) Voltaje y corriente para el punto de la máxima potencia (Potencia Pico)

Los MFV al pasar las pruebas de Evaluación de conformidad hacen que tanto los fabricantes, los comercializadores y los usuarios tengan plena confianza en su desempeño eléctrico, seguridad, confiabilidad y durabilidad. Generalmente, los fabricantes que han certificado sus productos bajo las normas antes descritas otorgan una garantía entre 20 y 25 años respecto de su desempeño eléctrico, asociada a una disminución no mayor al 20% de su potencia pico adquirida. Esto define el concepto de Ciclo de Vida Útil (CVU) que es

usado de manera habitual cuando se realizan los análisis económicos correspondientes que determinan tasas de retorno de inversión y costo nivelado de la electricidad.

Por lo anterior se recomienda que en cualquier proyecto FV se elijan productos que estén certificados por un laboratorio de ensayo que constate el desempeño eléctrico correspondiente, la seguridad y la durabilidad del producto.

En consecuencia además de las características técnicas del MFV se debe de considerar la disponibilidad comercial del producto y la cadena de proveeduría para los trámites futuros que haya que realizar para un reclamo de garantía.

3.4 Configuración eléctrica del Arreglo Fotovoltaico.

Se elige al inversor en función del criterio de potencia. De esta elección, se busca aquel que se adapte a la disponibilidad y a las características de la RED en el PI. Habiendo elegido al equipo se debe identificar cuál es la ventana de acoplamiento proporcionada por el fabricante en su hoja de especificaciones.

Se selecciona al MFV con base en cualquier criterio, sin embargo, se recomienda que se apliquen los criterios de disponibilidad en el mercado, alta eficiencia y alta potencia. Es claro que la tecnología que presenta estas características es la de silicio cristalino. Se identifica la $P_p(\text{MFV})$ elegido y el $V_{ca}(\text{MFV})$ bajo las condiciones STC.

Una vez elegido el MFV, en términos de tecnología y disponibilidad, el parámetro eléctrico importante para el diseño fotovoltaico es su potencia pico, $P_p(\text{MFV})$. Habiendo dimensionado el AFV que satisface una necesidad energética, o de área o económica, el número total de MFV que satisface la Potencia Pico del AFV, esta dado por la relación:

$$\# \text{ Total MFV} = \frac{P_p(\text{AFV})}{P_p(\text{MFV})} \qquad \text{Ec. III-6}$$

Es claro que este cociente no siempre resulta ser un número entero y en consecuencia hay que redondear hacia el número entero inmediato posterior o anterior según criterio del diseñador.

Para configurar eléctricamente el AFV es necesario determinar primero cuántos MFV hay que conectar en serie (configuración a la que se llamó Cadena Fotovoltaica, CFV) para proporcionar la tensión eléctrica que se acoplará a la correspondiente “carga” (acondicionador de potencia o aparato eléctrico). Para el caso en que la “carga” sea un inversor CC/CA para interconexión a la RED, como los especificados en la sección anterior, se recomienda que el número de MFV a conectar en serie, para formar la CFV, genere una tensión eléctrica en el punto de máxima potencia, $V_{mp}(\text{CFV})$, independientemente de la temperatura de la celda, con una magnitud que este siempre

dentro del rango de tensiones especificada en la ventana de acoplamiento del inversor. Para esto, se sugiere que se determine el valor del punto medio de la ventana de acoplamiento (V_{medio}) y que el número N de MFV a conectar en serie se encuentre como:

$$\#N_{serie} = \frac{V_{medio}(ventana)}{V_{mp}(MFV)} \quad \text{Ec. III-7}$$

Dado que este cociente rara vez es entero, se debe redondear el valor de N a un número entero; sin embargo, lo que realmente se debe de elegir, es quien debe ser N^* tal que sea múltiplo del número total de MFV que se requieren, el cual está dado por la ecuación III-7.

Con este “redondeo”, la tensión eléctrica que genera la CFV formada por un número N^* de MFV conectados en serie en el punto de la máxima potencia, está dada por:

$$V_{mp}(CFV) = N^* V_{mp}(MFV) \quad \text{Ec. III-8}$$

y el valor de dicha tensión, independientemente de la temperatura de operación de los MFV, debe estar en el intervalo de tensiones de la ventana especificada por el fabricante (MPPT Voltage Range).

La combinación de la ecuación III-7 con la ecuación III-8 permite obtener el número de CFV a conectar en paralelo, el cual estará dado por la siguiente ecuación:

$$\#MCFV_{paralelo} = \frac{\#Total\ de\ MFV}{\#N} \quad \text{Ec. III-9}$$

En consecuencia el AFV estará compuesto de un número de N^* de MFV conectados en Serie (S), los que integran el concepto de CFV, y un número M de CFV conectadas en Paralelo (P), lo cual suele representarse con la nomenclatura

$NS \times MP$

El número total de MFV es el producto de N^* con M y la potencia pico del AFV está determinada por el producto de la $P_p(MFV)$ con dicho número. La figura III-4 muestra la configuración eléctrica de un AFV compuesto por 4 MFV conectados en serie los cuales integran la CFV y 3 CFV conectadas en paralelo en un Bus Metálico (B_M) diseñado para tal propósito.

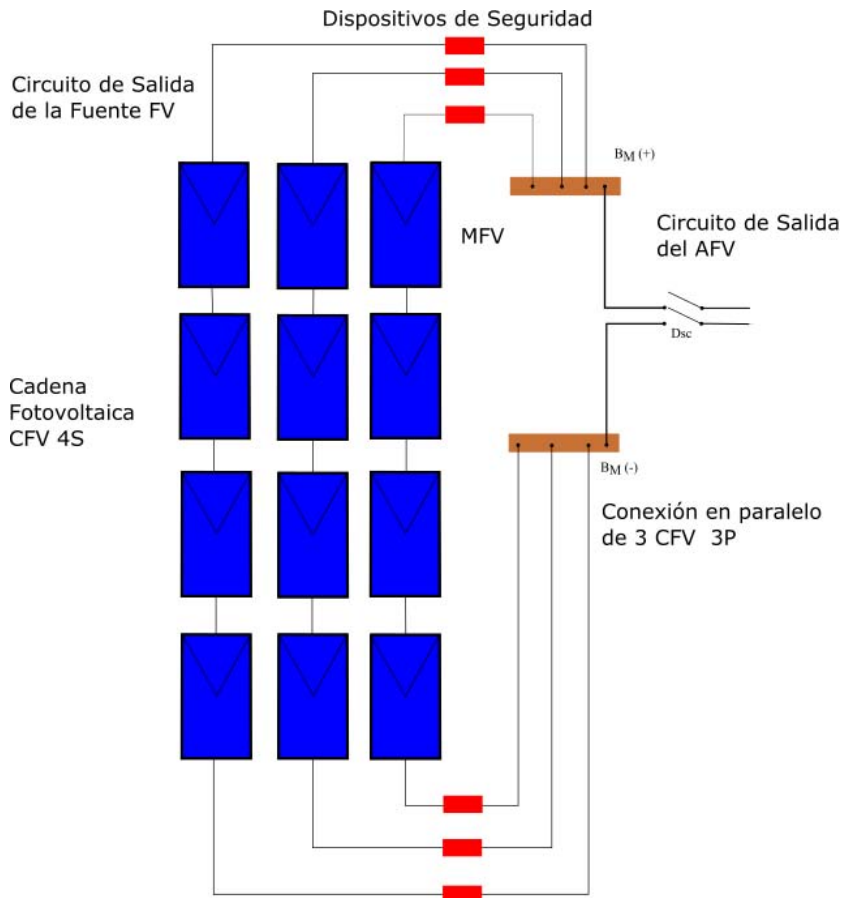


Figura III-4: Generador fotovoltaico que incluye los conceptos de MFV, CFV (4 MFV conectados en Serie), el AFV configurado como una combinación 4Sx3P de MFV, el concepto de circuito de salida de la fuente fotovoltaica, dispositivos de seguridad, el Bus Metálico (B_M) que permite la conexión en paralelo de 3 CFV y el circuito de salida del AFV.

En todo lo anterior se debe considerar conceptos de multiplicidad con números enteros tal que el número total de MFV proporcione una potencia pico lo más próximo posible a la P_p dimensionada; que para los sistemas de baja y mediana escala se sugiere que este valor sea ligeramente inferior a dicho valor ya que el contrato de interconexión se hace a través del concepto de medición neta sin venta de energía.

3.5 Normatividad Aplicable al Diseño Eléctrico de los SFV.

Con la finalidad de brindar seguridad, durabilidad, confiabilidad y evitar diseños inadecuados en las instalaciones eléctrica fotovoltaicas, se han emitido, tanto a nivel internacional como nacional, regulaciones normativas que indican los requerimientos mínimos de seguridad que deben ser observados, cumplidos y aplicados en el diseño, la implementación, instalación y puesta en operación de un SFV.

En México, la Norma de carácter obligatorio (Norma Oficial Mexicana: NOM) que proporciona los requerimientos mínimos de seguridad para el diseño eléctrico de

instalaciones fotovoltaicas es la NOM 001 SEDE 2012, Art. 690, publicada en el DOF el 29 de Noviembre de 2012, entrando en vigor a partir del 29 de Mayo de 2013. Por otra parte, se debe considerar que dicho instrumento legal es una homologación del estándar normativo americano National Electrical Code (NEC) que además incluye aspectos técnicos considerados en la Norma IEC 62548- “Photovoltaic PV Arrays- Design requirements”, que es de carácter internacional emitida por la International Electrotechnical Commission (IEC).

Adicionalmente, considerando la Reforma Energética actual, para que un SFV se permita interconectar a la RED del SEN (SFV-I) que es regulado por la Secretaria de Energía (SENER), se deben satisfacer los requerimientos técnicos exigidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), contemplados en el “Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad Menor a 0.5MW”, publicado en el DOF el 15 de Diciembre 2016, los cuales son aplicados para SFV-I en baja potencia (menos de 30.0 kW) y mediana potencia (menos de 500.0 kW).

Dentro de las regulaciones actuales que se deben de observar y cumplir en el diseño, implementación e instalación de SFV para su interconexión a la RED del SEN se han identificado las siguientes:

- NOM 001-SEDE 2012 Instalaciones Eléctricas (utilización)
- NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida.
- IEC 60364-7-712,-”Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems”.
- IEC 62548: 2013, “Photovoltaic PV Arrays- Design requirements.
- UL 1703, “Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels”.
- UL 1741,” Standard for Inverters, controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Sources”.
- IEEE 1547, “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”.
- CFE G0100-04, “Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30.0 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
- 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 Permisos con Fuentes de Energía Renovable o Cogeneración Eficiente.
- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad Menor a 0.5MW” 15 de Diciembre 2016

3.6 Aspectos Normativos a considerar en el diseño eléctrico de SFV.

Un SFV conectado a una RED del SEN está constituido por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, generar energía eléctrica (corriente continua) y acondicionar dicha energía a las características eléctricas que la hagan utilizable para los consumidores conectados a la red de corriente alterna proporcionada por el suministrador de potencia en el punto de interconexión del usuario con la red del SEN. La figura III-2 muestra un diagrama a bloques de los SFV-I mostrando la característica de operación en paralelo con la red del SEN, mientras que la figura III-4 muestra un diagrama de un generador FV presentando los conceptos de circuitos, elementos de seguridad y blocks para el paralelismo.

Para fines propios del diseño que compete a este trabajo, todas las componentes como los equipos que integren al SFV-I, deben satisfacer los siguientes requerimientos y especificaciones que han sido extraídas y resumidas de las normas mencionadas anteriormente.

3.6.1 Seguridad.

Toda la instalación del SFV-I en su conjunto, tanto civil, mecánica y eléctrica debe ser segura y confiable tanto para el usuario como para los operadores del SEN, por lo que debe cumplir con las especificaciones de seguridad que se presentan a continuación.

3.6.2 Certificación de Componentes.

Todas y cada una de las partes y componentes deben cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas o en su defecto, Normas Internacionales aplicables en su caso, con respecto a su fabricación, desempeño y seguridad, por lo que deben estar

certificados por un Organismo Nacional de Certificación de acuerdo a la normatividad correspondiente.

3.6.3 Pruebas de Desempeño.

El MFV debe producir la potencia eléctrica para la cual fue diseñado, cuyo valor es obtenido bajo condiciones STC y especificado por el fabricante en su placa de identificación. El desempeño eléctrico, calidad seguridad y durabilidad del MFV debe estar evaluado con base en pruebas de laboratorio basadas en la normatividad vigente y certificado por la Asociación de Normalización y Certificación (ANCE) que es un organismo Nacional de Certificación de producto, en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su reglamento; o bien, por un Organismo Internacional de Certificación perteneciente al Sistema de Conformidad de Pruebas y Certificados de Equipo Eléctrico (IECEE), que forme parte de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC: International Electrotechnical Commission), del que se deriva el Acuerdo Multilateral de Reconocimiento Mutuo de Organismos de Certificación (CB-Scheme: Certification Body)

3.6.4 Módulo Fotovoltaico.

El MFV, independientemente de la tecnología de la que esté ensamblado, es el generador de potencia eléctrica básico que debe cumplir con lo siguiente:

- a) Estar contruidos de acuerdo a la Norma NMX-J-618/1-ANCE-2010 (IEC61730-1)- Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV) Parte 1: Requisitos generales para construcción, homologación de la norma internacional IEC 61730-1; o bien, UL 1703, “estándar for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels”.
- b) Deben estar certificados con respecto a su desempeño eléctrico, seguridad y durabilidad; es decir, deben tener el certificado de conformidad de producto emitido por un Organismo Nacional de Certificación acreditado en términos de la Ley Federal de Metrología y Normalización (LFMN) y su reglamento.
- c) Tener placa de identificación original que indique características eléctricas, fabricante, marca, modelo, clase y número de serie, y logotipo de la Entidad Certificadora.

3.6.5 Conductores Eléctricos.

El cableado debe realizarse y cumplir con lo requerido de acuerdo a lo especificado en la Norma NOM 001-SEDE-2012, específicamente el Art. 690, Art. 250 y Art. 705; en las Normas Internacionales IEC 60364-4-41, IEC60364-7-712; y la IEC 62548:2013, “Photovoltaic PV Arrays-Design requirements; destacándose lo siguiente:

A) Tipo de Conductor

- a) Todo el conductor eléctrico (cable) que sea usado en una instalación fotovoltaica debe ser de cobre, formado por alambres de cobre temple suave, trenzados Clase B.
- b) El cable conductor debe tener un aislamiento eléctrico mayor o igual a aquel que sea mayor de los equipos (MFV e inversor) que integran al SFV-I. El aislamiento eléctrico de los cables comerciales se debe certificar según la norma NOM-063-SCFI vigente y sus valores estándares son 600V y 1000V para aplicaciones domesticas residenciales, comerciales e industriales.
- c) Todo cable conductor expuesto a la intemperie, además de satisfacer la Norma NOM-063-SCFI, debe estar certificado para ser expuesto a la radiación solar (resistentes a la radiación solar) como lo son: USE-2 (Underground Service Entrance), UF (Undreground Feeder-Sunlight Resistant), SE (Service Entrance), TWD-UV, grado solar o equivalente.
- d) El cable conductor para los circuitos de la fuente fotovoltaica como de salida fotovoltaica en corriente continua preferentemente debe tener doble aislamiento para garantizar un aislamiento clase II, (Vulcanel EP antillama tipo RHH ó RHW-2); y con recubrimiento aislante a 90°C.

Cable sugerido para dichos circuitos fotovoltaicos: RHW-2 (Rubber insulation, Heat resistant, Wet).

B) Ampacidad del Conductor

- a) En los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la ampacidad debe seleccionarse con un valor de 1.56 veces la corriente de corto circuito del MFV, o AFV (NOM-001-SEDE-2012 Art.690-8), efectuando las correcciones a dicho valor por efecto de la temperatura o agrupamiento, tal y como se requiere en el Art. 310.
- b) En el circuito de salida del inversor (salida en CA), la capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor de 1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor, efectuando las correcciones a dicho valor por efecto de temperatura o agrupamiento.
- c) Todo cable conductor que no sea para intemperie y que no sea resistente a la luz solar debe estar contenido en una canalización cerrada que puede ser: tubo conduit metálico pesado (RMC, pared gruesa), tubo conduit metálico flexible (FMC), tubo conduit metálico semipesado (IMC, pared gruesa), tubo conduit metálico hermético a los líquidos (LFMC * ver Art. 350 de la NOM 001 SEDE2012), tubo conduit no metálico hermético a los líquidos (LFNC-B *ver Art.356 de la NOM 001 SEDE 2012) cuya selección sea adecuada al tipo de instalación.

d) Caídas de tensión.- Se recomienda que la máxima caída de tensión desde el punto de generación hasta el punto de acoplamiento no sea mayor al 3% del V_{mp} del AFV bajo condiciones STC. En consecuencia se sugiere que: El calibre de los conductores del circuito de la fuente fotovoltaica 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 del inversor hacia el tablero debe ser seleccionado con una caída de tensión no mayor al 1%.

e) Si dos o más MFV o CFV se conectan en paralelo, la diferencia en la tensión eléctrica V_{mp} entre dichos MFV o CFV, en dicho punto, no debe diferir más del 0.5% de su valor.

3.6.6 El Inversor.

El inversor o acondicionador de potencia debe cumplir con lo siguiente:

- a) Satisfacer los requerimientos exigidos en el “Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad Menor a 0.5MW”, publicado en el DOF el 15 de Diciembre 2016, y que son aplicables para todos los SFV-I con una potencia tanto en baja y mediana escala.
- b) Satisfacer los requerimientos técnicos de la Norma internacional IEC62109 parte 1 y 2, o alternativamente, de la Norma UL 1741 basada en la norma IEEE 1547 los que deben comprobarse mediante el certificado de conformidad emitido por un Organismo Nacional de Certificación acreditado en términos de la Ley LFMN.
- c) Tener una placa de identificación que incluya información de la marca, modelo, especificaciones, fabricante o importador responsable.
- d) El inversor no debe ser una fuente de inyección de corriente directa hacia la RED del SEN, por lo cual, debe tener a su salida un medio de aislamiento galvánico que puede ser, un transformador u otro aditamento de estado sólido. El valor máximo permisible es de 0.5% de la corriente de salida nominal del inversor (Art. 5.2 de la Norma IEEE Std 929-2000).

Si el inversor no incluye el transformador de salida, el “Proveedor” debe incluir en la instalación, antes del PAC, un medio de aislamiento galvánico con una potencia igual a 1.25 veces la potencia nominal del inversor.

NOTA: Si la Red eléctrica local del usuario incluye un transformador de media tensión a baja tensión y el PAC del SFV-I está en el tablero de distribución en baja tensión, se puede aceptar un inversor sin transformador.

NOTA: la potencia nominal del inversor no debe ser menor a la potencia de operación del AFV (potencia generada en el punto de máxima potencia cuando los MFV están calientes). Dicho de otra manera: LA Potencia Pico del AFV debe estar en el intervalo de potencia de acoplamiento recomendado por el fabricante.

3.6.7 Topología Eléctrica del SFV.

Dependiendo del tipo de inversor, con transformador o sin transformador, o bien, dependiendo de las especificaciones del fabricante del inversor, el SFV-I puede tener dos tipologías:

- a) SFV intencionalmente puesto a Tierra (PIT): es aquel sistema en el que uno de los dos conductores del circuito de salida del GFV, el positivo o el negativo, se ha puesto intencionalmente a tierra (PIT) mediante un Conductor de Puesta a Tierra (CPT).
- b) SFV en flotación: es aquel sistema en el que ninguno de los conductores del circuito de salida se ha puesto intencionalmente a tierra.

3.6.8 Dispositivos de Seguridad.

La NOM 001 SEDE 2012 requiere, que en la instalación eléctrica, se incluyan dispositivos de seguridad que garanticen la operación segura del sistema bajo cualquier eventualidad no prevista, por ejemplo: descargas atmosféricas, cortos circuitos, desprendimiento de cables, etc. Por lo que es necesaria la integración de éstos tomando como referencia la recomendación normativa.

3.6.8-1 Medios de Desconexión.

De acuerdo a la NOM 001 SEDE 2012 (Art. 690-13, 690-15), se requiere de un medio de desconexión (Dsc) para abrir los circuitos eléctricos NO aterrizados (conductores que lleven corriente eléctrica) en todas las fuentes de energía o equipos que consuman energía. En consecuencia, todos los SFV-I deben tener medios de desconexión en los circuitos de salida del GFV o entrada del inversor, y salida del inversor, como un sistema de protección para seguridad del usuario y mantenimiento del sistema; es decir, tanto el circuito de salida fotovoltaica como el del inversor deben satisfacer dicho requerimiento.

Los Dsc pueden ser interruptores de cuchilla, interruptores termomagnéticos, o interruptores de palanca y deben seleccionarse de acuerdo al tipo de corriente a manejar (CC o CA).

Los Dsc deben instalarse en lugares fácilmente accesibles, en interiores o exteriores, y estar contenidos en una envolvente o caja, con hermeticidad de acuerdo al sitio de instalación. La caja debe tener grado de protección de acuerdo a su ubicación: en interior IP54 (NEMA tipo 2) o exterior IP65 (NEMA tipo 4 o 4X en ambientes salinos) o superior. Alternativamente, pueden instalarse al interior del inversor siempre y cuando se pueda garantizar la desconexión eléctrica para realizar los trabajos de servicio y mantenimiento.

Los Dsc para el Circuito de Salida fotovoltaico (CS-FV: zona corriente continua) deben ser del tipo de interrupción con carga; pudiendo ser bipolares para interrumpir efectivamente tanto el conductor positivo como el conductor negativo o monopolares, uno para cada conductor. En el CS-FV se recomienda que el Dsc sea multipolar (más de dos polos) para evitar el arqueo.

La capacidad de conducción de los medios de desconexión debe seleccionarse de acuerdo a la NOM 001 SEDE 2012; es decir, para el CS-FV, el Dsc debe tener una ampacidad de 1.56 veces I_{cc} del MFV o CFV o GFV; y para el circuito de salida del inversor (CS-Inv), con un valor de 1.25 veces la corrientes a la potencia nominal del inversor; en ambos casos corregida por los factores correspondientes.

3.6.8-2 Dispositivos de Protección contra Fallos a Tierra.

Todo GFV puesto a tierra debe contar con un Sistema de Detección de Fallas a Tierra (SDFT) de acuerdo al Art.690-5 de la NOM 001 SEDE 2012; en caso contrario, para un GFV no puesto a tierra, este debe cumplir con lo que indica el Art.690-35.

Para el caso de un GFV puesto a tierra, el SDFT debe tener un sensor de corriente, un sistema de detección con indicador del tipo de falla y un contactor o interruptor automático. El sensor de corriente y el contactor o interruptor deben instalarse entre la salida del AFV y el punto de conexión a tierra, antes del inversor.

Para un GFV flotante se puede instalar un dispositivo “monitor de aislamiento” permanente que verifique la resistencia a tierra de ambos polos con una frecuencia predeterminada o instalar un dispositivo de corriente residual a la salida del subsistema de acondicionamiento de potencia según se especifica en CFE G0100-04.

Excepción: se puede omitir el dispositivo de detección de falla a tierras si todos los componentes del GFV, especialmente los cables en CC, cuentan con doble aislamiento (clase II) y si se ha realizado un buen cableado de acuerdo a lo especificado en la NOM 001 SEDE 2012 y por CFE.

Excepción: En el caso de microinversores instalados debajo de los MFV o que la distancia del CS-FV al inversor sea menor de 2.0m, no se requiere del SDFT.

3.6.8-3 Conexión de Módulos o Cadenas en paralelo.

La conexión en paralelo de dos o más MFV o CFV debe hacerse en un B_M o Bus de Paralelismo que provea los medios mecánicos necesarios para realizar la conexión eléctrica de ellos (ver figura III-4).

El B_M debe estar montado en un receptáculo aislante (aislamiento mínimo de 600V) y debe proveer el aislamiento necesario para que las partes metálicas que lleven corriente eléctrica (partes “vivas”) no estén al alcance del usuario.

Se debe tener un B_M para cada uno de los conductores del circuito de la fuente fotovoltaica (circuito de salida de un MFV o circuito de salida de una CFV), y uno adicional para la puesta a tierra del SFV.

El B_M tanto para la terminal positiva como para la terminal negativa, así como el de puesta a tierra, deben estar contenidos en una caja o envoltente con hermeticidad de acuerdo al sitio de instalación. La caja debe tener grado de protección de acuerdo a su ubicación: interior IP54 (NEMA tipo 2) o exterior IP65 (NEMA tipo 4 ó 4X en ambientes salinos) o superior.

NOTA: Esta caja recibe el nombre de caja de combinación y también debe contener al medio de desconexión del circuito de salida FV.

3.6.8-4 Dispositivos Contra Corrientes de Retorno.

En AFV que incluyan más de dos MFV o CFV que se conecten en paralelo, se deben instalar un dispositivo Protector contra Corrientes de Retorno (PCR) en cada MFV o CFV antes del punto de conexión en paralelo, para prevenir la posibilidad de una corriente de retorno hacia uno de ellos cuando éste se sombrea o presenta fallas a tierra.

El PCR 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 conoce como Diodo de bloqueo, aunque realmente no son dispositivos de sobrecorriente.

El PCR debe conectarse en el circuito de salida de cada MFV que se vaya a conectar en paralelo; y debe instalarse dentro de la caja de combinación.

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 MFV, en la etiqueta de identificación, como fuse rating; y en caso de que no lo indique, o bien se tengan varios sub arreglos conectados en paralelo mayor que 1.5 pero menor que 2.4 veces la I_{cc} bajo STC del MFV o AFV o CFV que está protegiendo, a una tensión de 1.25 veces la tensión eléctrica a circuito abierto del mismo.

NOTA: No se recomienda el uso de diodos de bloqueo como un PCR dado que, si el diodo no funciona debido a cualquier evento, éste se transforma en un conductor de resistencia cero y no es posible identificar, por simple inspección visual su desempeño.

3.6.8-5 Dispositivos de Protección Contra Descargas Atmosféricas.

Los dispositivos que sirven para prevenir que una descarga atmosférica dañe a los equipos electrónicos se les llaman comúnmente “supresores de pico”. Pueden ser elementos de estado sólido como los varistores, o bien, tubos de descarga, los cuales, se ponen en conducción cuando se les somete a un pico de voltaje con una magnitud superior a la de su diseño. Los PDA se deben colocar tal y como se especifica y se muestra en la figura III-5.

El CS-FV así como el CS-Inv deben tener instalado un dispositivo de Protección contra Descargas Atmosféricas (PDA).

El dispositivo contra descargas atmosférica debe seleccionarse de tal forma que actúe a una tensión eléctrica mayor que 1.25 la tensión eléctrica a circuito abierto del AFV bajo condiciones de temperatura ambiente local mínima anual, con una capacidad mínima de 5.0kA.

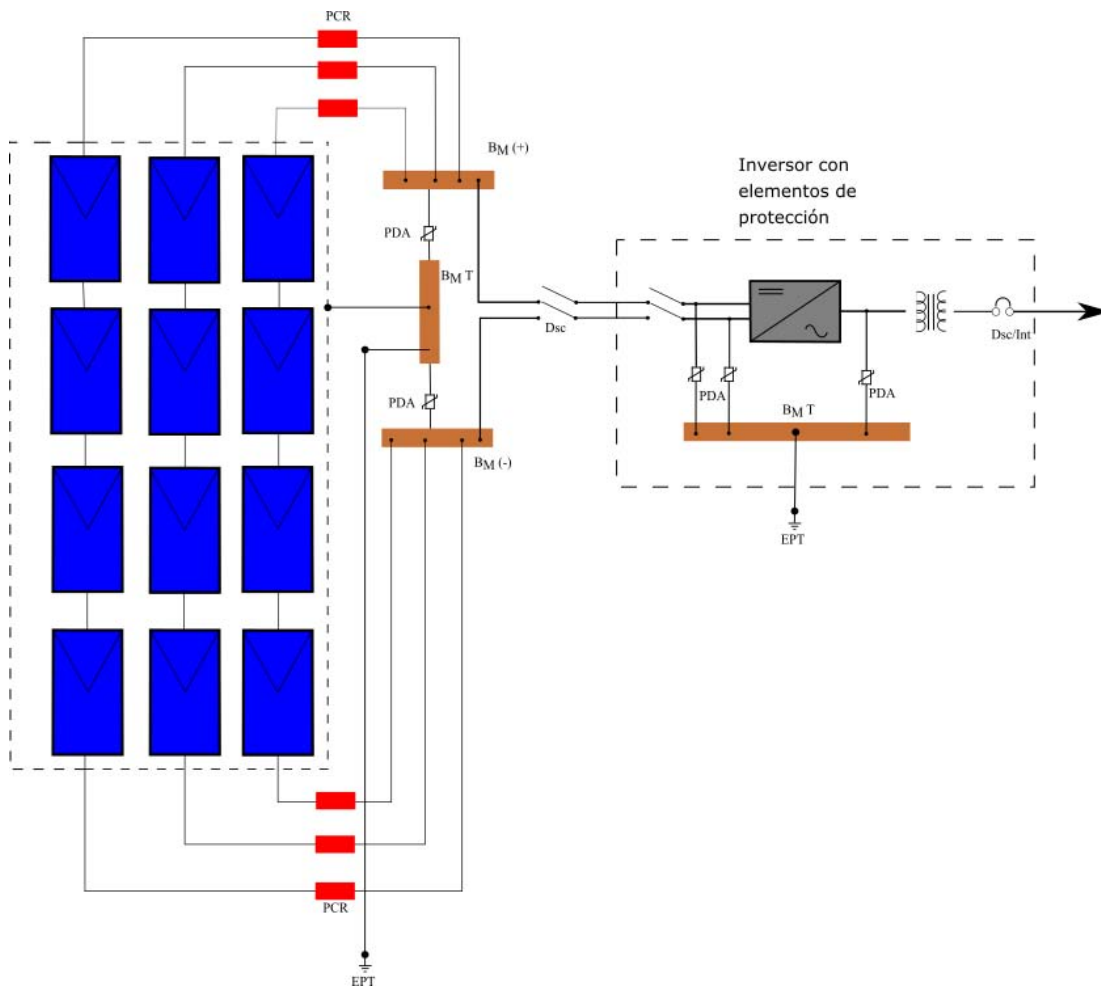


Figura III-5: diagrama eléctrico de un SFV en flotación. Se muestra la posición de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas (PDA: varistores o tubos de descarga).

3.6.8-6 Sistema de tierra.

Un sistema de tierra o como se le llama comúnmente Sistema de Tierra Física (STF), es un conjunto de elementos formados por conductores eléctricos llamados Conductores de Puesta a Tierra (CPT), conectores mecánicos de opresión (tornillos, tuercas y arandelas), y uno o varios Electrodo de Puesta a Tierra (EPT).

El EPT debe de cumplir con lo establecido en el Art. 250-52 de la NOM 001 SEDE 2012:

En ningún caso se permite que el valor de la resistencia a tierra del sistema de electrodos de puesta a tierra sea superior a 25.0 Ohms.

El EPT 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 2.4m; si no se puede enterrar por el ser el terreno material rocoso, se debe clavar a un ángulo oblicuo que no forme más de 45° con la vertical; o bien, enterrarla en una zanja que tenga como mínimo 80.0cm de profundidad.

Si en una estructura o edificación existen más de un electrodo de puesta a tierra, todos los EPT se deben unir o conectar sólidamente entre sí para formar el Sistema de Electrodo de Puesta a Tierra. Todos los EPT tiene que estar al mismo potencial.

Conductores de Puesta a Tierra (CPT). Los materiales de los CPT pueden ser de cobre o cualquier material conductor de la electricidad, preferentemente metales, que sean resistentes a la corrosión (por ejemplo, el aluminio).

El CPT puede ser: alambre o cable; aislado, forrado o desnudo; pero en cualquier caso debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones.

Si el CPT está forrado o cubierto por un material aislante, éste debe ser color verde, o verde con franjas amarillas.

En circuitos de CC, el calibre del CPT no debe ser inferior al calibre del conductor que tiene la mayor capacidad de conducción según se establece en el Art.250-166 de la NOM 001 SEDE 2012. En ningún caso menor a 8.37 mm² de sección transversal (calibre 8 AWG) para conductores de cobre; o 13.3 mm² (calibre 6 AWG) para conductores de aluminio.

La conexión eléctrica entre el CPT y el elemento que se desea aterrizar debe hacerse mediante un dispositivo mecánico llamado "zapata de puesta a tierra", el cual debe atornillarse creando un contacto íntimo entre ambos, y esta unión debe protegerse con un liquido antioxidante que retrase la corrección galvánica.



Figura III-6: Zapata de puesta a tierra

La conexión entre el CPT y el EPT debe estar soldada con soldadura de alta temperatura para garantizar una conexión íntima de larga duración.

Todas las partes metálicas del SFV como son el marco de cada MFV, la estructura, las envolventes de los equipos (controlador y/o inversor), cajas de conexión o de paso, deben colocarse a tierra mediante un CPT sin importar la tensión eléctrica.

El marco metálico de cada uno de los MFV del AFV debe conectarse a tierra con un conductor continuo, es decir, sin empalmes.

El CPT para los marcos de los MFV debe ser conectado en cada uno de ellos con una zapata terminal tipo compresión de cobre estañado o aluminio estañado. Dicha zapata debe sujetarse al marco metálico con un tornillo de acero inoxidable tipo pija o tornillo con tuerca mecánico con arandela de presión y “estrella”, todo el conjunto en acero inoxidable.

La unión mecánica entre el marco del MFV y la zapata terminal, así como la conexión del CPT y la zapata deben protegerse con un líquido retardador de corrosión galvánica.

El CPT del marco de los MFV debe llegar y conectarse en la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso.

Las partes metálicas que compongan a la estructura de soporte deben tener un CPT, y debe atornillarse a ésta usando una zapata terminal idéntica a la que se use en los marcos de los MFV, usando la misma técnica y protección anticorrosiva recomendada.

Los conductores de puesta a tierra para el marco de los MFV y de la estructura deben llegar a la caja de desconexión en donde se encuentre el bus de tierra local o general, según sea el caso.

La conexión del CPT en la barra o bus de tierra local o general debe hacerse mediante el tornillo de opresión del bus o usando una zapata terminal.

3.7 Aspectos Mecánicos para la Estructura.

3.7.1 Generalidades.

Las estructuras son las encargadas de proporcionar un soporte físico y mecánico a los MFV para que se pueda garantizar seguridad, comodidad y operación. Además, permiten la orientación correcta del AFV que maximiza la generación de energía en el periodo de diseño. Es importante considerar que el diseño arquitectónico de la estructura no es único y generalmente se adapta al sitio de instalación; pero independientemente de ello, ésta puede constar de “anclas”, “piernas”, “trabes” y “durmientes”, y en muchos casos, un mismo diseño incluye todos los elementos anteriores. La figura III-7 muestra un corte transversal representativo de una estructura típica.

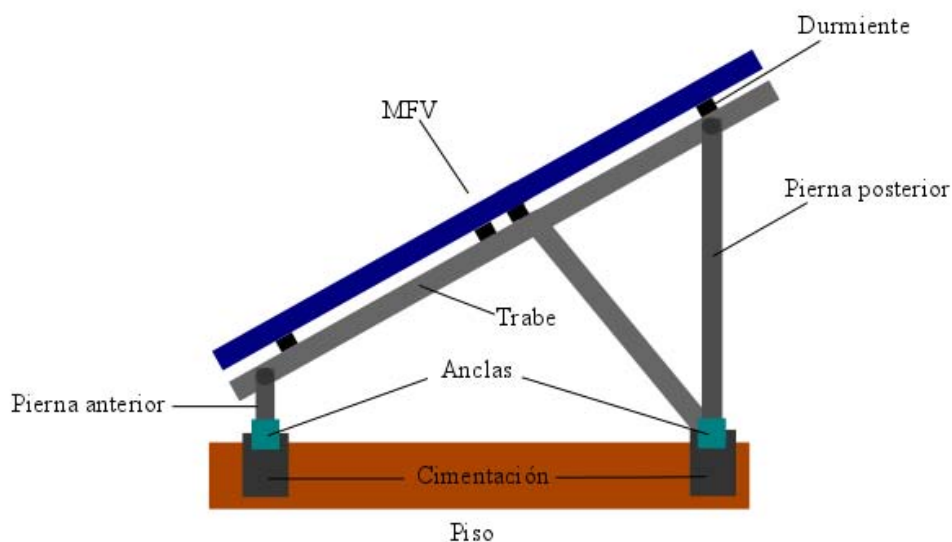


Figura III-7: Corte transversal de una estructura para montar MFV.

Es responsabilidad del proveedor/instalador que la estructura y la cimentación para el AFV sean diseñadas y construidas con materiales apropiados para evitar que, bajo condiciones de trabajo, presente corrosión, deformaciones mecánicas, hundimientos, fallas de cimentación y problemas relacionados con la aerodinámica del arreglo.

Los materiales de la estructura deben garantizar larga duración por lo que se seleccionaran de acuerdo al clima del sitio de instalación y serán resistentes al medio ambiente y a la corrosión. El anclaje debe resistir las fuerzas que actuarán sobre la estructura y el AFV a consecuencia de la presión del viento que se ejercerá sobre ella; así que la estructura y su anclaje deben diseñarse para que soporte cargas de viento de acuerdo a las características climatológicas del sitio de instalación, y lo más recomendable es hacerlo de acuerdo a los

datos de velocidades de viento, según la localidad, proporcionados en el Manual de Diseño de obras civiles: Diseño por Viento 2008 CFE-IIE.

La figura III-8 muestra una representación de las fuerzas que aparecen en una estructura inclinada debido a la acción del viento.

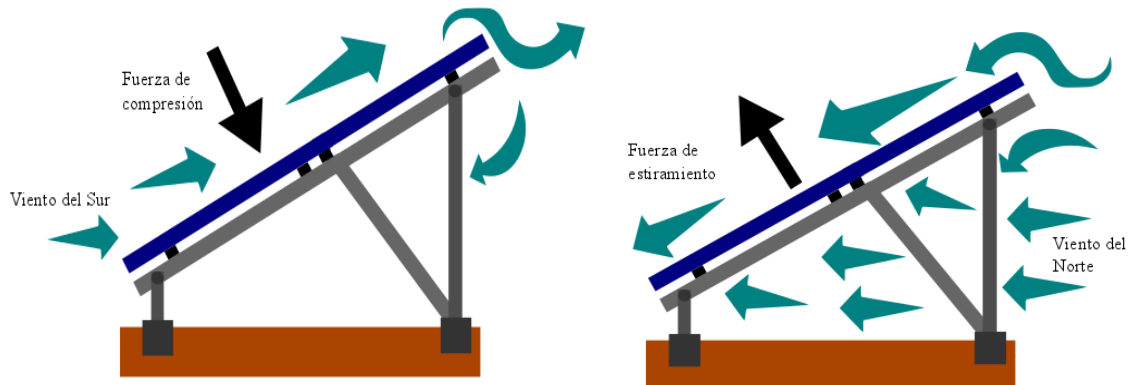


Figura III-8: Fuerzas en una estructura inclinada debido a la acción del viento.

3.7.2 Especificaciones Técnicas.

Se requiere que la estructura y la cimentación tengan una vida útil de 20 años como mínimo y cumplir con lo siguiente:

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 cumpliendo con la Especificación CFE D8500-02 “Recubrimientos anticorrosivos”, para recubrimientos anticorrosivos de estructuras metálicas.

En regiones de ambientes salinos, la estructura debe ser de aluminio anodizado o acero inoxidable.

Los “durmientes”, elementos donde descansan y se atornillan los MFV deben ser de aluminio para evitar pares galvánicos anticorrosivos entre ellos.

Todos los herrajes (tornillos, tuercas, y las rondanas planas, de presión o de estrella, deben ser de acero inoxidable.

Pueden ser fijas o con seguimiento solar (uno o dos ejes).

Para estructuras fijas, sin seguimiento, la inclinación del AFV 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. En caso contrario, el proveedor debe justificar el ángulo seleccionado y entregar una memoria de cálculo del perfil mensual de generación de la energía durante un año.

Debe estar orientada tal que la “cara” o superficie activa de los MFV este hacia el sur verdadero $\pm 5^\circ$. Si por condiciones del sitio de instalación no se puede cumplir lo anterior, el proveedor debe entregar una memoria de cálculo del perfil mensual de generación de la energía durante un año.

La estructura se puede instalar sobre el terreno (suelo o piso) o sobre el techo o loza de una edificación. Para instalaciones sobre terreno se puede tener dos tipos de soporte: un solo tipo de apoyo llamado tipo pedestal o poste; o varios puntos de apoyo. En ambos casos, los puntos de apoyo deben estar cimentados al piso o terreno, o techo.

El soporte con varios puntos de apoyo es aquel en el que la estructura está sobre un terreno horizontal por lo menos con 4 “piernas”, las que pueden incluir bases para sujetarse al piso según el diseño civil de la cimentación de concreto correspondiente. La sujeción puede hacerse con “anclas” roscadas embebidas en concreto, taquetes metálicos de expansión con tornillos insertados en el concreto, u otro mecanismo que garantice la firmeza de sujeción de la base de la “pierna” al piso o al terreno. La altura de la parte más baja del AFV, no debe ser inferior a 0.60 m referenciado al nivel del terreno. La separación entre las “piernas” debe ser tal que los “largueros o durmientes” que soportarán a los MFV no deben presentar flexiones superiores a 3 mm en ninguna dirección derivado de la carga estática producida por el peso de los MFV.

Capítulo IV

Dimensionamiento y Diseño Eléctrico del Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red: Caso de Estudio

4.- Dimensionamiento y Diseño Eléctrico de la Planta Solar Fotovoltaica Interconectada a la Red: Caso de Estudio.

Como se mencionó anteriormente, el dimensionamiento de un SFV consiste en determinar la Potencia Pico que satisfaga un determinado requerimiento, que puede ser energético, la disponibilidad de superficie o económico. Para este trabajo el requerimiento estuvo asociado a la disponibilidad de superficie, y se requirió determinar el tamaño óptimo del AFV a instalar sobre la azotea que integra tanto al “Lobby” principal y el auditorio Tonatiuh del Instituto de Energías Renovables IER-UNAM (sitio que se le llamará de aquí en adelante auditorio Tonatiuh). Se especificó que la interconexión de la Planta Solar Fotovoltaica (PSFV) se realice en un circuito de la Red Eléctrica Local (REL) del IER-UNAM que distribuye la energía eléctrica en la zona del auditorio con una tensión de 220V CA, trifásico, 60Hz que tiene una capacidad de 80.0 kVA.

El auditorio Tonatiuh se encuentra ubicado dentro de las instalaciones del Instituto de Energías Renovables de la UNAM y tiene una superficie disponible de 486m². La figura IV-1 muestra una imagen satelital de las instalaciones del IER-UNAM tomada del Google Earth en donde se ha colocado un recuadro que indica la azotea del auditorio Tonatiuh.



Figura IV-1: Imagen satelital de la techumbre del auditorio Tonatiuh

El sitio está ubicado con coordenadas $18^{\circ} 50' 21.71''$ N $99^{\circ} 14' 6.44''$ W a una altura sobre el nivel del mar de 1247 msnm y tiene una declinación magnética de 4.8° Este. La estación meteorológica del IER reporta una irradiación promedio diario anual de 6.2 kWh/m^2 con una temperatura media mínima de 32°C y una temperatura media máxima 36.7°C durante las horas sol. Se reportan velocidades medias de viento de 1.75 m/s . Estos son los datos geográficos y climatológicos relevantes que se han usado para el proceso de dimensionamiento, diseño e instalación de la Planta Solar Fotovoltaica (PSFV) objeto de este trabajo.

Un diagrama esquemático de la superficie disponible así como su orientación geográfica se muestra en la Figura IV-2. La superficie se puede considerar que está integrada por dos rectángulos cuyas dimensiones se incluyen en dicha figura.

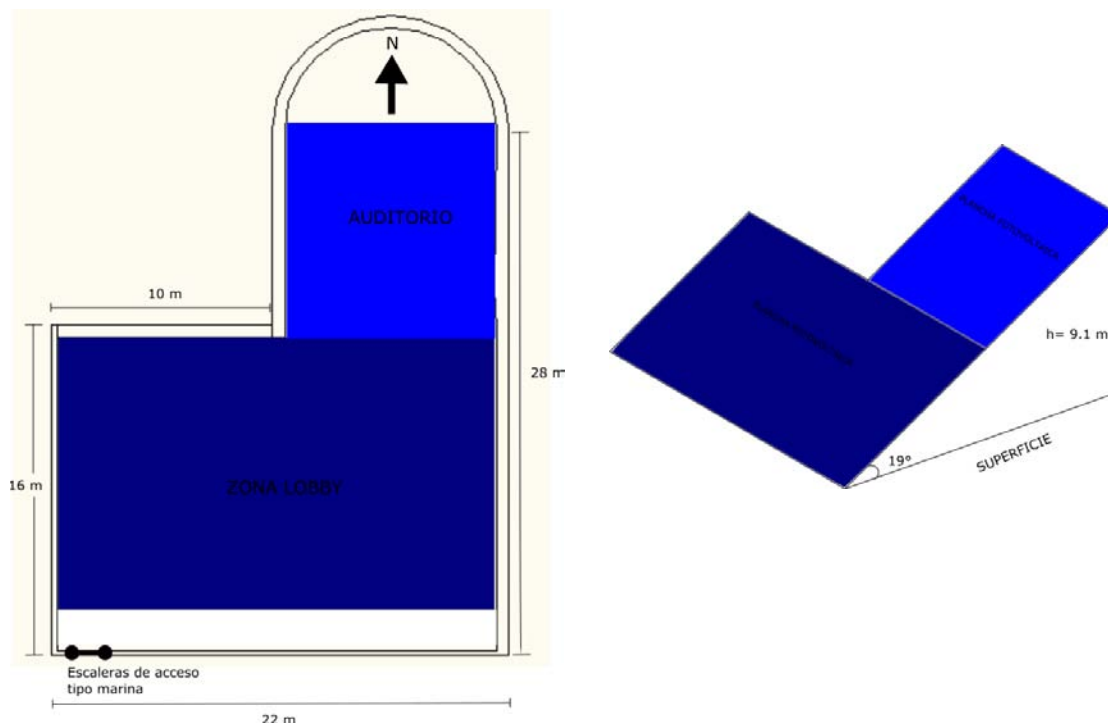


Figura IV-2: Diagrama esquemático de la superficie disponible para la instalación. En (a) se muestran las dimensiones de la azotea dividida en dos rectángulos; y en (b) las mismas superficies inclinadas 19° proporcionando una sección triangular con una altura de 9.1 m.

4.1 El Dimensionamiento.

El dimensionamiento fotovoltaico es un proceso que involucra los requerimientos energéticos, la disponibilidad de la superficie en donde serán instalados los MFV y el presupuesto asignado para la adquisición, instalación y puesta en operación del sistema, por lo cual los tres requerimientos deben considerarse para tener un SFV que los satisfaga al mismo tiempo.

En este caso de estudio, el dimensionamiento del AFV de la PSFV se basó tanto en la superficie disponible sobre la azotea del auditorio Tonatiuh, como en la TFV disponible que se asignó para este proyecto. En consecuencia se tuvieron que analizar dos aspectos para llegar a la propuesta final:

4.1.2 Cálculo de la Máxima Potencia Pico.

La potencia pico máxima que puede caber en la superficie dada se determinó a partir de la eficiencia de conversión de la TFV elegida. Dado que se solicitó usar MFV de Silicio policristalino con una eficiencia de conversión del 15%, entonces a partir de la Ec III-4 la magnitud máxima para la Potencia Pico a instalar en la superficie dada es de:

$$P_p(\text{AFV}) = G_p S \eta_{(\text{MFV})}$$

$$P_p(\text{AFV}) = 1000\text{W/m}^2 * 486\text{m}^2 * 0.15$$

$$P_p(\text{AFV}) = 72.9\text{kW}$$

Ésta es la máxima potencia fotovoltaica que se puede instalar en la superficie dada. Dado que los MFV asignados a este proyecto tienen una potencia de 250W cuyas dimensiones son 1.65 m de largo por 0.99 m de ancho, se requiere 292 piezas de ellos para suministrar la Potencia Máxima dimensionada. Sin embargo, cubrir la azotea que se ha asignado para la PSFV con los MFV resultaría en una instalación impráctica, con problemas mecánicos y no adecuada para proveerle mantenimiento. La razón de la afirmación anterior es la siguiente:

- a) Se sabe que la máxima captación energética anual para una placa fotovoltaica se obtiene cuando su cara frontal está viendo hacia el sur, a una inclinación igual a la latitud del lugar; en consecuencia, el AFV debe estar montado en una estructura inclinada a un ángulo de casi 19° con respecto a la horizontal. Si se considera las dimensiones (largo y ancho) de la superficie disponible que se puede considerar integrada por dos rectángulos, uno cuyo eje mayor está en la dirección Norte –Sur (ver figura IV-2-b), al inclinarlo, la parte más alta del rectángulo estará a una altura de 9.1 m, presentando una superficie muy grande para la acción de la presión del viento, obligando a tener una estructura rígida con una cimentación con un anclaje bien diseñado, y por otra parte, se presenta la problemática para la limpieza de los MFV por estar estos muy altos respecto de la azotea.
- b) El tener toda una plancha no deja espacio para tener acceso durante el proceso de instalación y posteriormente para las revisiones periódicas y mantenimiento que haya que realizarse. En consecuencia es conveniente tener en mente durante el proceso de dimensionamiento la consideración de pasillos de mantenimiento, que en el caso de azoteas, se recomiendan con un ancho de por lo menos 60.0cm, que en arquitectura a dichos pasillos se le suele llamar “paso de gato”.

Para determinar la configuración geométrica para la instalación del AFV y posteriormente calcular la Potencia Pico total considerando la existencia de pasillos de circulación para la instalación y mantenimiento, se tomó en cuenta las dimensiones típicas del MFV proporcionado (módulos con 60 celdas en serie) que son de forma rectangular con una longitud de 1.65 m, un ancho de 0.99 m, y un espesor de 0.04 m; y con dicha configuración, se determinó el tamaño óptimo de las “planchas fotovoltaicas” que maximicen la Potencia Pico a instalar; sin embargo, para esto se analizaron varias alternativas que a continuación se describen.

4.1.2 Sembrado de Placas.

Dado que la instalación estará ubicada sobre una azotea, el primer pasillo a considerar tiene que estar por el sitio de acceso a la azotea, y dado que se deben hacer maniobras para subir los MFV y manipularlos arriba de ésta, se decidió dejar un pasillo de por lo menos un metro de ancho a partir del borde de la azotea por donde está su acceso.

Ya que se quiere proporcionar mantenimiento a futuro (limpieza de MFV), de una forma cómoda y segura, se debe considerar cuál es la altura máxima que debe tener la placa inclinada para cumplir con dicho requerimiento. Además, para garantizar una instalación cómoda y evitar que las placas fotovoltaicas se ensucien fácilmente cuando llueve (salpicaduras de agua con partículas solidas), se recomienda que la parte inferior de los MFV estén por lo menos a 60 cm del nivel del suelo. En consecuencia la altura del punto más alto de los MFV cuando estén inclinados, marcado como H, se sugiere que esté entre 1.0 m y 2.5 m (ver figura IV-3 en donde se muestra el corte transversal longitudinal de este requerimiento).

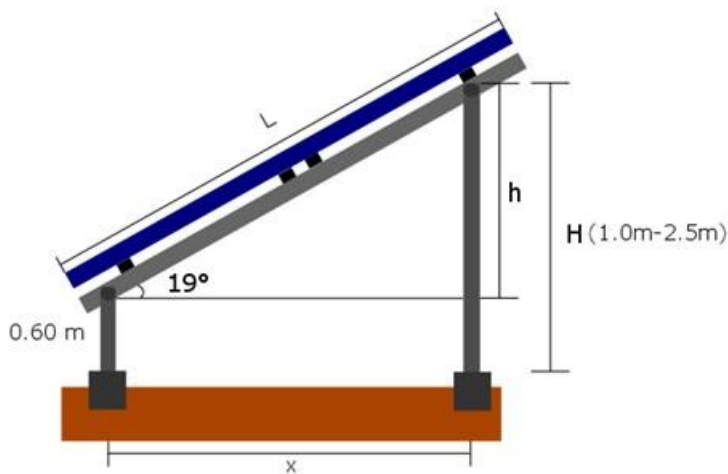


Figura IV-3: Corte transversal de una plancha fotovoltaica con un largo L metros que esta inclinada a 19.0°

La recomendación anterior sugiere crear rectángulos que, al quedar inclinados a la latitud del lugar, tengan una sección transversal de un triángulo rectángulo cuya hipotenusa es la magnitud L mostrada en la figura IV-3, y claro, L tiene que ser calculada con el ángulo de inclinación tal que la altura h del triángulo (cateto opuesto al ángulo de inclinación) satisfaga el requerimiento para la altura H .

Dado que la cara de los rectángulos inclinados tiene que estar viendo hacia el sur y que el Sol se observa hacia el sur, las placas fotovoltaicas proyectaran una sombra hacia atrás de su cara frontal. En consecuencia no se pueden colocar dos placas rectangulares una detrás de la otra, sino que debe de haber una distancia mínima de separación que evite que el módulo de enfrente sombree al de atrás. En consecuencia dicha distancia se debe calcular para el día del año en que se tiene la declinación máxima solar (mínimo ángulo de elevación solar) que se lleva a cabo para el 21 de Diciembre. Como se especificó en el capítulo I el ángulo mínimo de elevación solar, que se denota por α al medio día solar, ésta dado por:

$$\alpha = (90 - L) - 23.45^\circ \quad \text{Ec IV-1}$$

Tomando en cuenta la figura IV-3 y considerando el ángulo de elevación solar para el 21 de Diciembre, la figura IV-4 muestra la proyección de sombra de una placa fotovoltaica de longitud L , inclinada a un ángulo β . La sombra de longitud Y que proyecta dicha placa sobre la horizontal está dada por la relación:

$$Y = L \sin \beta / \tan \alpha \quad \text{Ec IV-2}$$

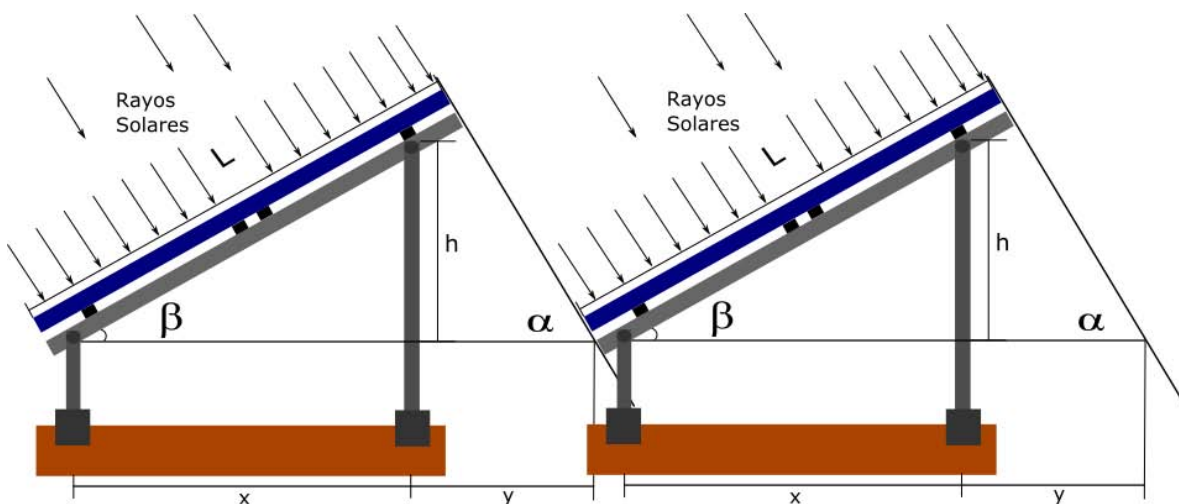


Figura IV-4: Diagrama representativo para el cálculo de longitud de sombra para el caso del 21 de Diciembre al medio día solar.

Considerando lo anterior y tomando en cuenta las dimensiones de los MFV propuestos, éstos se pueden instalar de forma que su eje mayor este en la dirección Norte-Sur llamada

comúnmente posición “vertical”, o bien que su eje mayor este en la dirección Este-Oeste llamada posición horizontal (posición de retrato). En consecuencia se tienen las siguientes alternativas:

- a) Si se elige la posición vertical, se pueden crear planchas fotovoltaicas hasta con 4 MFV en posición vertical ($L=6.6$ m), que para un ángulo de inclinación $\beta=19^\circ$ se tiene una altura de 2.15 m cumpliendo con el requerimiento de altura. Esta placa produce una sombra para el 21 de Diciembre ($\alpha=47.55^\circ$) que tiene una longitud de 1.97 m. La figura IV-5 muestra la manera en que estarían distribuidas estas placas sobre la azotea. Con esta propuesta caben 248 MFV, sin embargo la propuesta carece de pasillos de mantenimiento que al no existir no se tiene posibilidad de llegar a las planchas fotovoltaicas que están detrás del pasillo de acceso.

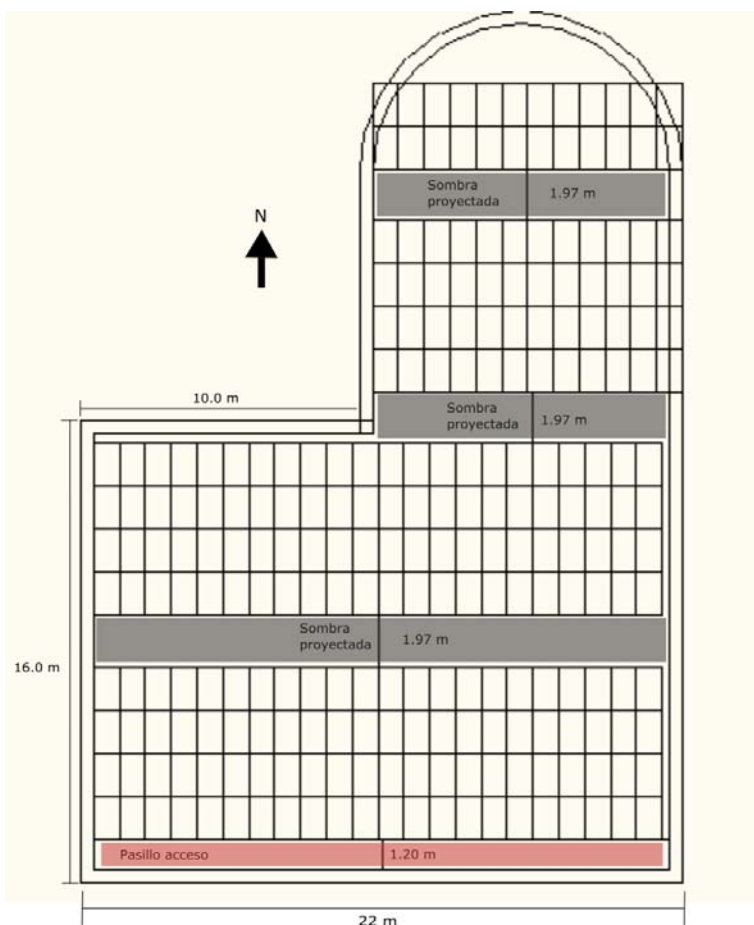


Figura IV-5: Sembrado aparente de placas fotovoltaicas estando los MFV en posición “aparente vertical” (eje mayor dirección Norte-Sur). La capacidad máxima es de 248 MFV con dimensiones 1.65 m de largo por 0.99 m de ancho.

- a) Si se elige la posición horizontal, se pueden crear planchas hasta con 7 MFV con una longitud $L=7.0$ m que generaría una altura de 2.28 m cumpliendo con el requerimiento de altura; generando una sombra de 2.08 m. La figura IV-6 muestra

la manera en que estarían distribuidas estas placas sobre la azotea. Con esta propuesta caben 252 MFV, sin embargo, como en el caso anterior no se tiene la posibilidad de tener pasillos de mantenimiento.

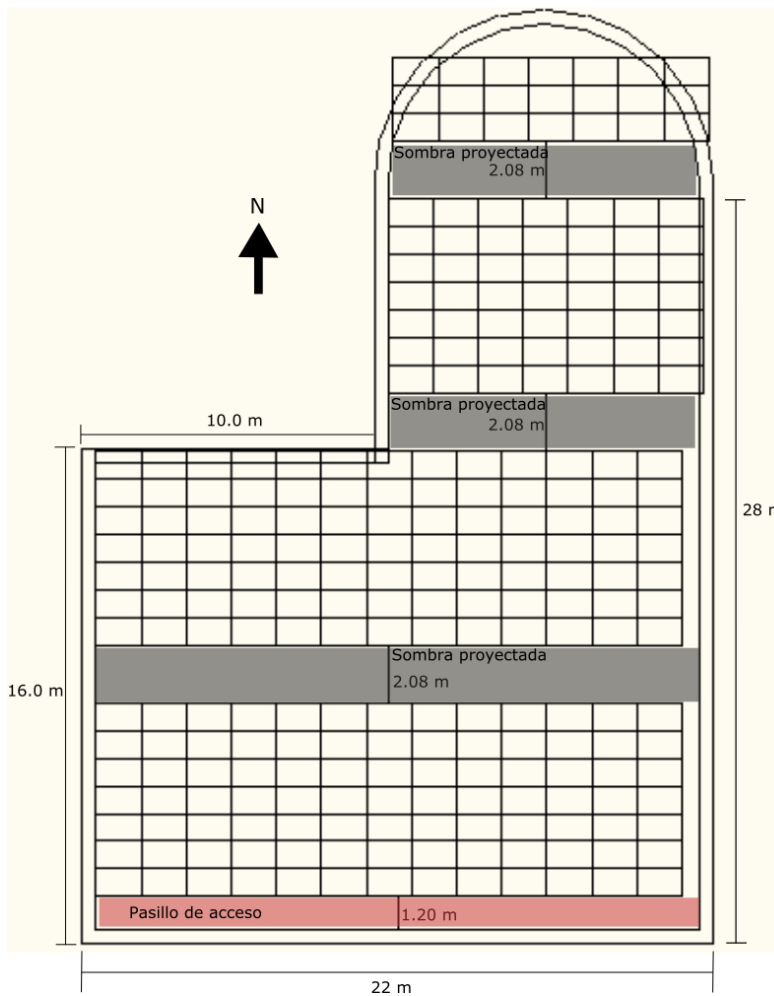


Figura IV-6: Sembrado aparente de placas fotovoltaicas estando los MFV en posición “aparente horizontal” (eje mayor dirección Este-Oeste). La capacidad máxima es de 252 MFV con dimensiones 1.65 m de largo por 0.99 m de ancho.

Dado que en las dos propuestas anteriores la menor longitud de la sombra proyectada está dada por los conjuntos de los MFV en posición “vertical”, por lo cual se decidió, llevar a cabo el sembrado con dos MFV “verticales” favoreciendo la instalación mecánica de los mismos, además de colocar al centro un pasillo de mantenimiento de aproximadamente 1 m de ancho. Esta elección crea planchas fotovoltaicas con una longitud de 3.3 m de largo que al ser inclinados se forma un triángulo rectángulo cuya hipotenusa es dicha longitud y que para una inclinación de 19° proyecta una sombra de 0.98 m. La figura IV-7 muestra para este caso la manera en que estarán sembrados los MFV, teniéndose una capacidad de 228MFV.

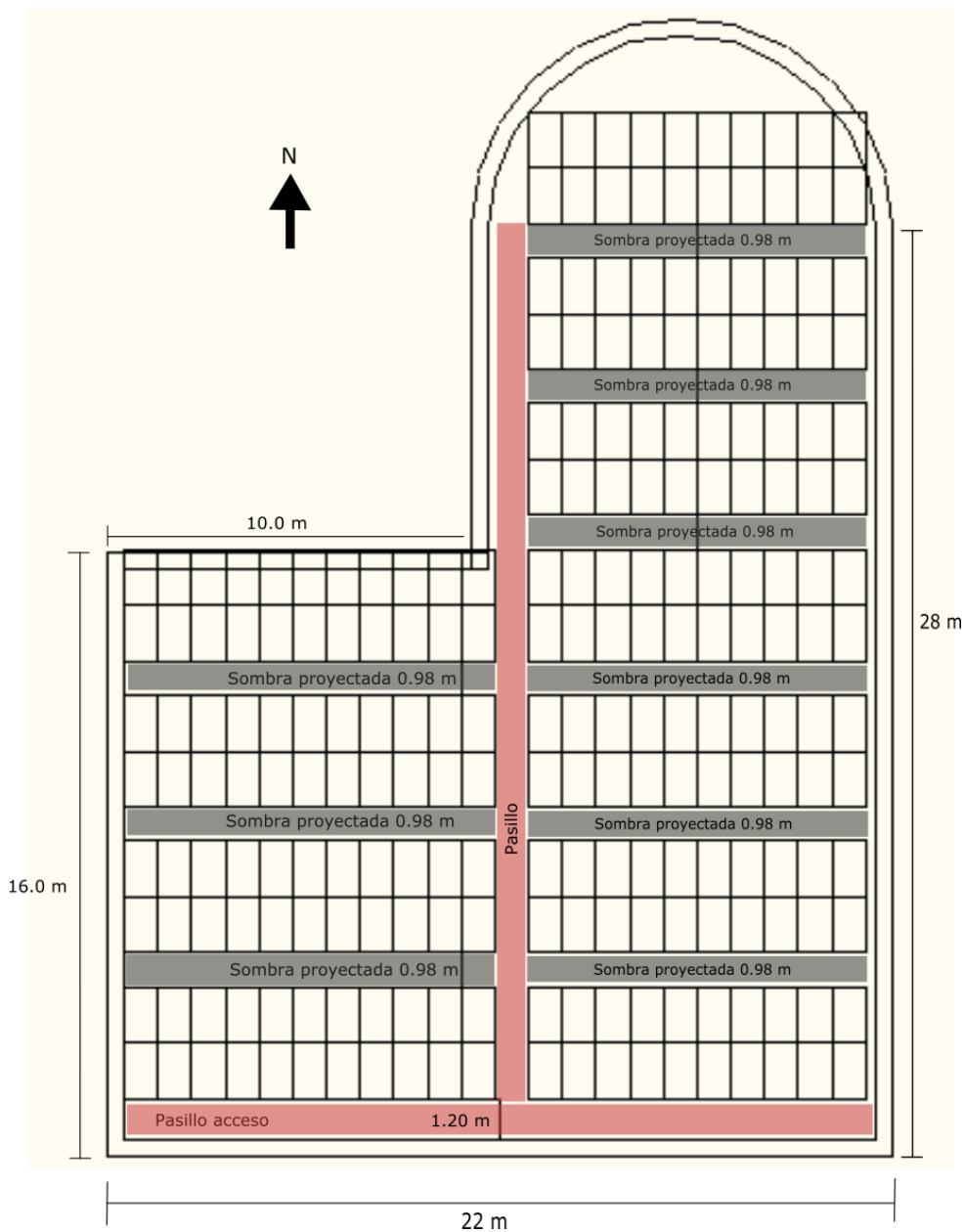


Figura IV-7: Sembrado aparente de placas fotovoltaicas estando los MFV en posición “aparente vertical” (eje mayor dirección Norte-Sur), creando placas de dos renglones. La capacidad máxima es de 228 MFV con dimensiones 1.65 m de largo por 0.99 m de ancho.

Sin embargo, arriba de la azotea se encuentran sistemas de extracción de aire para el auditorio que por cuestiones de mantenimiento no se pueden colocar los MFV arriba de ellos. Además, un análisis de la proyección de sombras desde las 8:00 horas hacia las 16:00 horas hace que los MFV de enfrente proyecten sombras oblicuas hacia atrás con longitudes de 1.80 m, en consecuencia, la colocación más óptima que permite tener pasillos de mantenimiento, pasillos de acceso para los aires acondicionados, y separación óptima entre

placas para evitar el sombreado entre ellas y la facilidad para la instalación mecánica, es la mostrada en la figura IV-8 teniéndose una capacidad de instalación de 168 MFV.

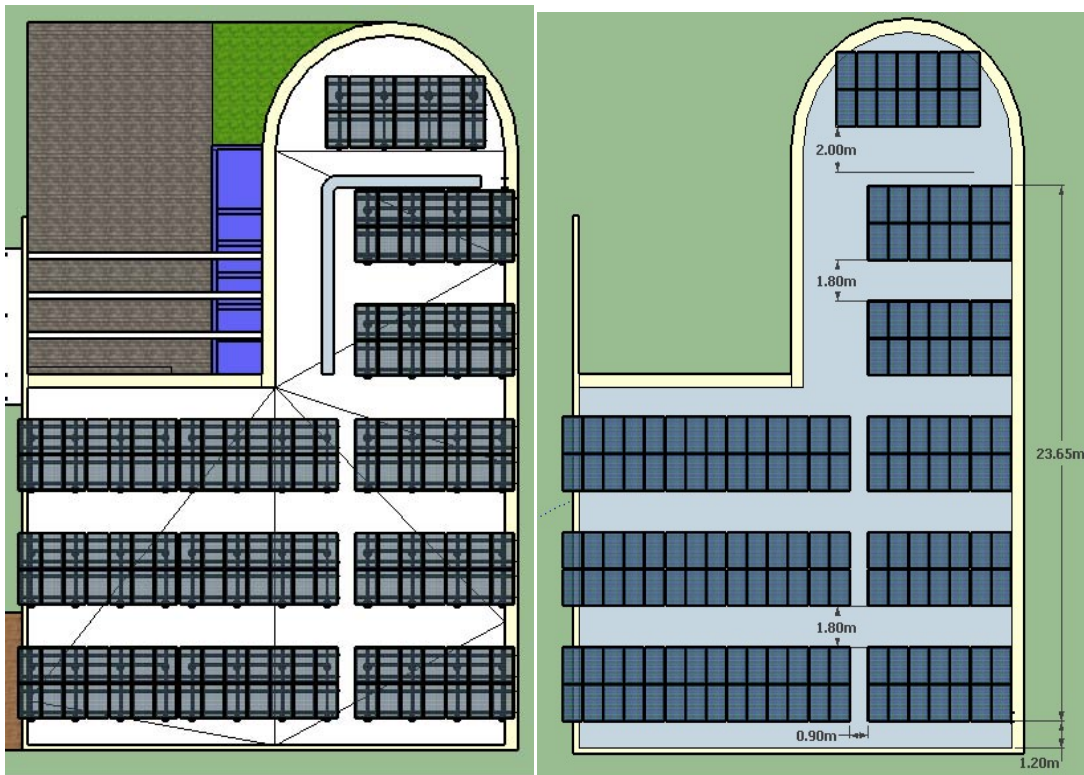


Figura IV-8: Sembrado óptimo que permite tener una instalación fotovoltaica sin sombras, con facilidad de acceso y de mantenimiento. Se muestran las dimensiones de los pasillos de mantenimiento y los espacios ocupados por los extractores de aire.

4.1.3 Determinación de la Potencia Pico.

Dado que en la sección anterior se estableció como la mejor alternativa crear placas fotovoltaicas compuestas por dos MFV colocados en posición vertical (2 renglones), teniéndose una capacidad de 168 MFV, la potencia pico a instalar dependerá de la potencia pico individual que tiene cada MFV. La oferta comercial de MFV de silicio monocristalino y policristalino comprenden modelos que van desde los 215W hasta los 270W de potencia pico, por lo cual, entre mayor sea la potencia del MFV que se elija, mayor será la potencia pico de la PSFV.

Ya que se disponían de 84 MFV de silicio policristalino de la marca Yingli modelo YL250P-29b, con una potencia pico de 250W, se trató de conseguir MFV de la misma marca sin tener éxito, pero se logró adquirir 84 MFV de la marca Solarever modelo SE-156-260P-60, con una potencia pico de 260W. Así, la potencia pico que se ha instalado para la PSFV es de 42.84 kW, estando los MFV que integrarán al AFV “sembrados” tal y como se muestra en la figura IV-8. Las especificaciones técnicas de ambos MFV se

proporcionan en el anexo y un condensado de los parámetros eléctricos importantes para el dimensionamiento y diseño se presentan en la tabla IV-1.

Tabla IV-1: Parámetros eléctricos de los MFV que integran a los AFV de la PSFV

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		
Parámetros Eléctricos	MARCA	
	YINGLI	SOLAREVER
Potencia	250 W	260 W
Tensión en P_{MAX} (Vmp)	29.8 V	31.52 V
Corriente en P_{MAX} (Imp)	8.39 A	8.25 A
Tensión en Circuito Abierto (Vca)	37.6 V	38.82 V
Corriente en Corto Circuito (Icc)	8.92 A	8.83 A
Eficiencia	15.40%	16.01%
Características Térmicas		
	YINGLI	SOLAREVER
Coefficiente de temperatura en P_{MAX}	-0.42	-0.41
Coefficiente de temperatura en Icc	0.05	-0.05
Coefficiente de temperatura en Vca	-0.32	-0.32
Características Generales		
	YINGLI	SOLAREVER
Dimensiones	1640x990x35 mm	1640x990x45 mm
Peso	18.5 kg	18.5 kg
Tensión máxima del sistema	1000 Vcc	1000 Vcc

4.2 Acondicionador de Potencia/Inversor.

Ya que la potencia de la PSFV interconectada a la REL-IER es grande, con un valor de 42.84 kWp, para tener un rendimiento eléctrico mayor y disminuir el calibre de los conductores en el PAC, se decidió seccionar la potencia de la planta en dos SFV-I, uno con una potencia pico de 21.0 kW (84 MFV de 250W) y el otro con una potencia pico de 21.84 kW (84 MFV de 260W). Con estos valores de potencia se procedió a seleccionar el acondicionador de potencia óptimo para formar el SFV-I.

Se realizó una búsqueda sobre la oferta comercial de inversores, con el objeto de encontrar un producto con una potencia nominal de 21.0 kW elección basada en la recomendación hecha para seleccionar inversores en SFV-I. Se encontraron muchos productos en el rango de los 18 hasta los 22 kW con las características de tensión eléctrica y frecuencia requeridas, pero no se encontró alguno disponible en México con dichas características. Se encontró como mejor alternativa disponible en México un inversor de la compañía ABB modelo TRIO con una potencia nominal de 20.0 kW, trifásico, 60Hz, 480 V CA. Aunque

dicho producto no proporciona la tensión de la REL-IER, el costo de él fue atractivo para el fondo económico disponible para el proyecto, aunque se tenga la necesidad de usar un transformador de bajada 480/220 V CA.

Con la decisión anterior, la PSFV queda conformada por dos SFV-I cuyos circuitos de salida de los inversores se conectan en paralelo antes de conectarse al circuito de entrada del transformador, mientras que el circuito de salida del transformador se conecta en el PAC con la REL. Un diagrama esquemático de dicha configuración se muestra en la figura IV-9.

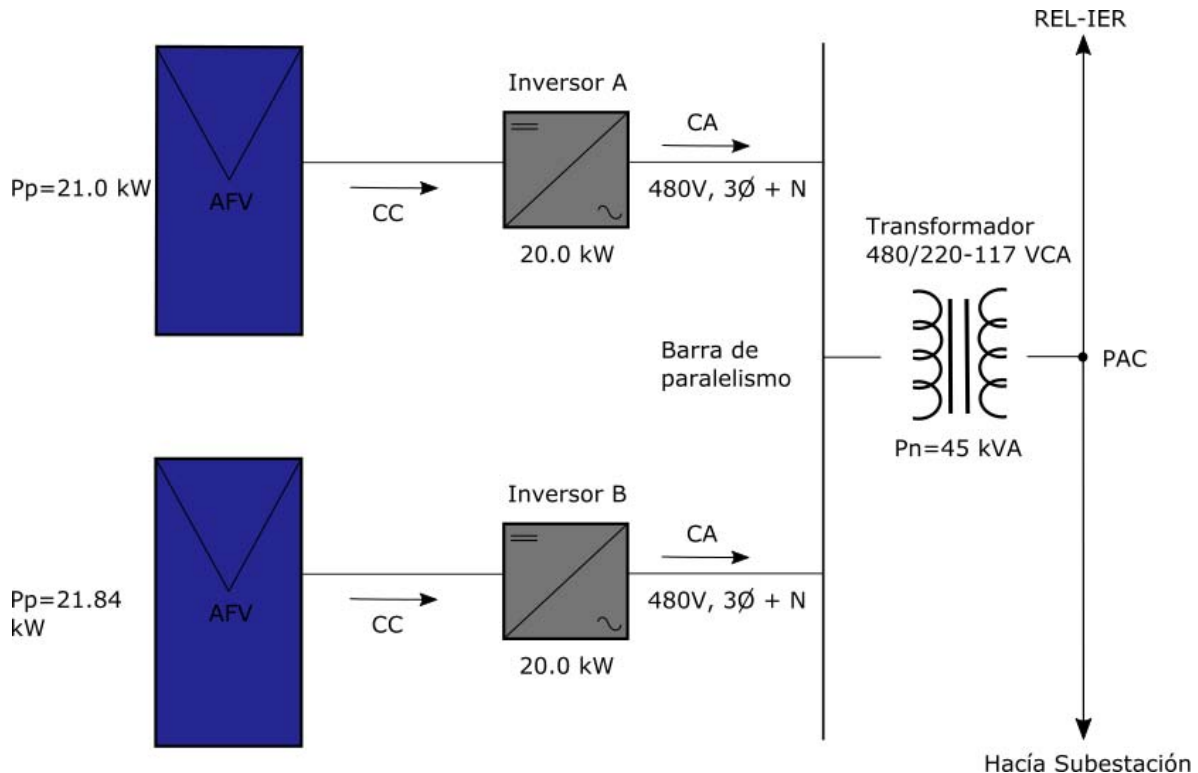


Figura V-9: Diagrama esquemático de la PSFV seccionada en 2 SFV-I.

Se verificó que dicho inversor cumple con los requerimientos normativos en términos de su desempeño y especificaciones técnicas contempladas en el Manual de Interconexión y aquellas correspondientes a la CFE.

El inversor elegido presenta las características eléctricas que se proporcionan en el Anexo IV, y de ellas se determina la ventana de acoplamiento con el AFV que permite determinar el número de MFV a conectar en serie (# de módulos que integran la CFV) para garantizar siempre que el inversor extraiga de la CFV la máxima potencia. Las características eléctricas más importantes del producto elegido se presentan en la tabla IV-2.

Tabla IV-2: Características eléctricas en CC y en CA del inversor TRIO

Características Eléctricas del Inversor			
Entrada CC		Salida CA	
Número de canales MPPT	2	Tipo de conexión a la RED	Trifásico
Máxima Potencia por canal	12000 W	Rango de tensión por default	422-528 V
Tensión máxima absoluta	1000 V	Frecuencia nominal	60 Hz
Ventana de operación	200-950 V	Factor de potencia	0.9
Máxima Icc por canal	30 A	Corriente por fase	27 A

Dado que las especificaciones técnicas del inversor especifican que no tiene transformador en su interior, éste no acepta la puesta a tierra en ninguno de los conductores de alimentación de CC, en consecuencia la topología eléctrica para cada SFV-I será la que corresponde a un sistema eléctricamente aislado.

4.3 Configuración de los Arreglos Fotovoltaicos.

Considerando lo expuesto en el capítulo 2 y tomando en cuenta que la ventana de acoplamiento del inversor está dentro del rango desde 200 a 950 V CC, el número óptimo de MFV a conectar en serie que es múltiplo de 84 (# total de módulos para cada SFV-I) y que proporciona una tensión de acoplamiento para el inversor, bajo las condiciones STC es de 14 piezas. Así, el voltaje de acoplamiento bajo condiciones STC para los MFV Yingli es de 417.2 V y para los MFV Solarever es de 441.28 V.

Por lo anterior, se define para cada uno de los SFV-I, el concepto de Unidad Básica Eléctrica de Tensión (UBE), que estará integrada por 14 MFV en serie (la CFV). Las características eléctricas de las UBEs, una para los módulos Yingli y otra para los módulos Solarever se presentan en la tabla IV-3

Tabla IV-3: Características eléctricas bajo condiciones STC de las UBE Cadenas Fotovoltaicas.

Características Eléctricas UBE	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
	MARCA	
	YINGLI	SOLAREVER
Potencia	3.5 kW	3.64 kW
Tensión en P_{MAX} (Vmp)	417.2 V	441.28 V
Corriente en P_{MAX} (Imp)	8.39 A	8.25 A
Tensión en Circuito Abierto (Vca)	526.4 V	543.48 V
Corriente en Corto Circuito (Icc)	8.92 A	8.83 A

Dado que el cociente de 84 con 14 es 6, cada AFV que integra al SFV-I estará conformado con 6 UBEs conectadas en paralelo. Como el inversor elegido tiene la versatilidad de proporcionar dos entradas, cada una con un MPPT, se le asoció a cada una de ellas tres UBEs, las que deben de conectarse en paralelo a través de un dispositivo metálico de baja resistencia (Block Metálico, B_M) que cumpla con la normatividad eléctrica y que facilite la conexión.

De esta manera cada AFV estará integrado por una configuración 14Sx6P, configuración que será seccionada aprovechando el hecho de que el inversor tiene dos entradas con seguidor de máxima potencia MPPT. La figura IV-10 muestra el diagrama esquemático de la configuración eléctrica global para la PSFV.

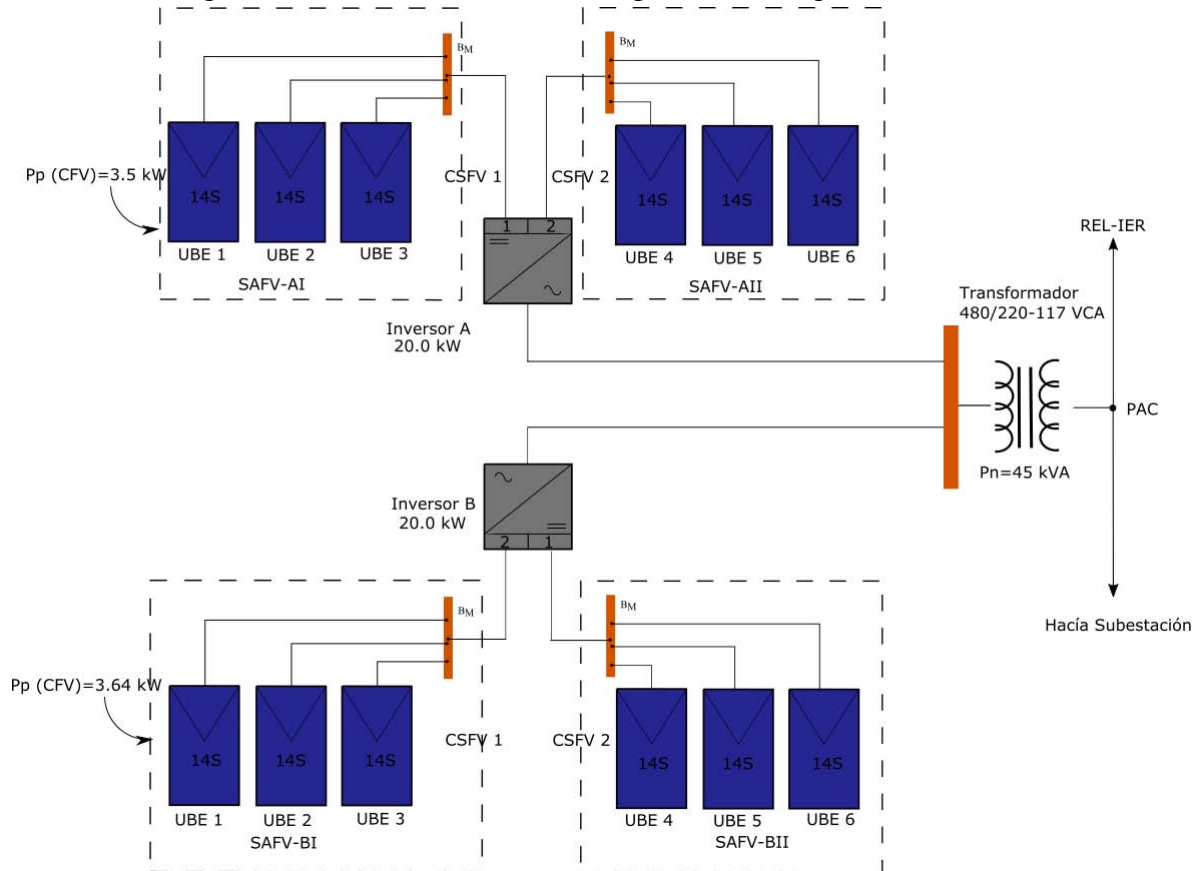


Figura IV-10: Diagrama esquemático de la PSFV integrada por dos SFV-I, cada uno integrado por un AFV configurado eléctricamente como 14Sx2(3P) y un inversor.

4.4 Diagrama Unifilar

La figura IV-10 proporciona la pauta para elaborar el diagrama unifilar que permite identificar cada una de las partes y componentes que exige la NOM 001 SEDE 2012 para que la instalación eléctrica sea segura, durable y confiable; además muestra que los dos SFV-I han sido concebidos de manera simétrica, así que lo que se realice para uno de ellos es válido para el otro, y como cada SFV-I también presenta simetría derivado de las dos

entradas MPPT del inversor, lo que sea válido para una entrada es válido para la otra. Por otra parte como la topología eléctrica para los dos SFV-I corresponde a un sistema eléctricamente aislado, tanto los conductores del circuito de la fuente fotovoltaica (cadenas fotovoltaicas, CFV) como aquellos que pertenezcan al circuito de salida de sub arreglos o AFV deben tener integrados los elementos de seguridad requeridos por la Norma.

Así, considerando el diagrama esquemático mostrado en la figura IV-10, los elementos de seguridad requeridos son los siguientes:

- a) Dado que se tiene tres UBE (CFV) que se conectan en paralelo en un Block Metálico (B_M), para evitar una corriente de retorno que se puede presentar si una celda de algún MFV de la CFV se sombrea, se requiere de un Protector Contra corrientes de Retorno (PCR) en cada uno de los conductores del circuito de salida, el cual debe ser colocado antes del B_M que propicia la conexión en paralelo.
- b) Ya que cada fuente de generación debe tener un medio o dispositivo que las aisle eléctricamente de las demás, cada fuente fotovoltaica (CFV), sub arreglo o AFV debe tener un Medio de Desconexión o Desconector (Dsc).
- c) Cada circuito de salida del AFV o circuito de salida en CA, debe tener un sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas (PDA).
- d) Todos los elementos de seguridad requeridos por la norma deben estar contenidos dentro de una caja hermética para las condiciones ambientales en donde se instale. Como generalmente hay medios de desconexión o blocks metálicos para el paralelismo de cadenas, estas cajas reciben el nombre de Cajas de Desconexión o Cajas de Combinación (CC). La hermeticidad de dichas cajas no debe ser violada para evitar la intromisión de animales que pueden ocasionar trayectorias de corto circuito o potenciales de riesgo para la salud no eléctricos.
- e) Todas las partes metálicas expuestas (que las puede tocar con su mano el operador o el usuario) deben de aterrizarse, esto incluye el marco de los MFV, la estructura en donde se instalan mecánicamente, las cajas metálicas o cualquier otra parte metálica, que no está diseñada para conducir electricidad y que forman parte de la instalación fotovoltaica. El proceso de aterrizaje incluye la necesidad de tener un Electro de Puesta a Tierra (EPT) y Conductores de Puesta a Tierra (CPT).

De esta manera, el diagrama bifilar-unifilar que considera los requerimientos normativos es el que se muestra en la figura IV-11.

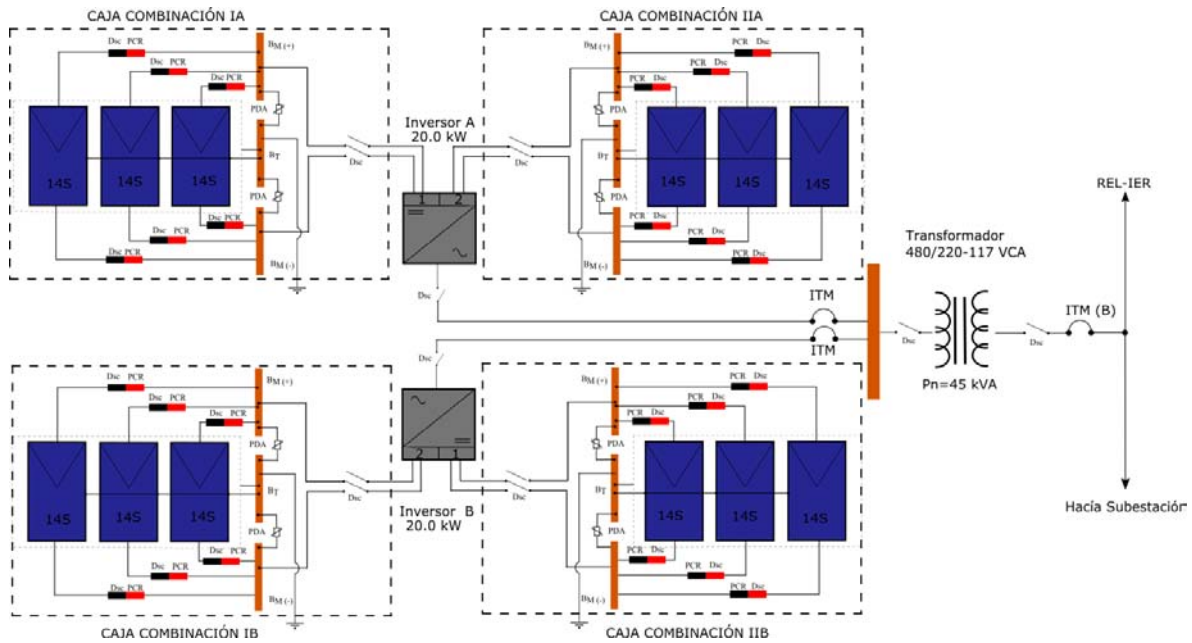


Figura IV-11: Diagrama bifilar-unifilar que incluye todos los elementos de protección normativos.

4.5 Selección de Estructura y Análisis de Esfuerzos.

La estructura seleccionada para el montaje de los MFV fue una estructura comercial de aluminio anodizado, la cual permite instalar 14 MFV organizados geoméricamente en 2 renglones con siete columnas. A dicha estructura que soporta 14 MFV eléctricamente conectados en serie (CFV o UBE) se le llamará Unidad Básica Mecánica (UBM). Un diagrama isométrico de dicha estructura se muestra en la figura IV-12; en ella se puede observar que consta de 8 patas, 4 delanteras y 4 traseras, que deberán yacer sobre una superficie plana, las cuales deberán anclarse firmemente al terreno (las delanteras de menor longitud que las traseras); 4 trabes que unen, respectivamente, una pata delantera con una trasera, las cuales proporcionan la inclinación para los MFV; y 4 durmientes en donde descansan los MFV. Tanto las trabes, los durmientes, y las patas son de aluminio. Las trabes y durmientes son de un perfil especial comercialmente identificado como P8 que tiene un peso de 1.5 kg por metro lineal; mientras que las patas son de un perfil angular cuadrado de 3"x3"x1/4". Los herrajes y tornillería son de acero inoxidable, dando a la estructura la característica de ser libre de corrosión. Los MFV se atornillan a los durmientes, éstos a las trabes, las trabes a las patas y las patas a las anclas, las que a su vez se fijan firmemente a la superficie plana.

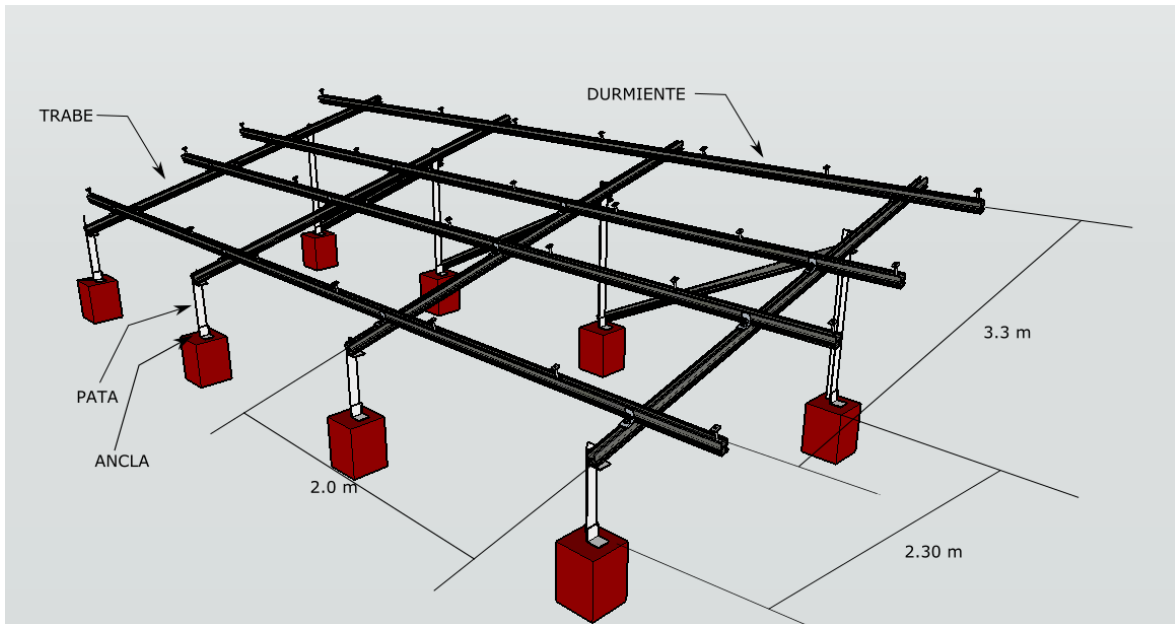


Figura IV-12: Diagrama isométrico que muestra la estructura comercialmente disponible fabricada con aluminio anodizado para una capacidad de 14MFV de 60 celdas. Se indica que elemento es una trabe, una pata, un durmiente y una ancla.

La estructura debe ser capaz de soportar la carga estática derivada del peso de los MFV sin tener flexiones superiores a 3.0 mm en cualquier dirección. Según nota técnica del fabricante la distancia entre travesaños (comúnmente llamado claro) para evitar la flexión del durmiente debe ser de 2.4 m, y en este caso especial se dejó de 2.0 m que es menor a la distancia sugerida; a su vez, la distancia entre pata delantera y pata trasera se fijó en 2.3 m, que también es menor al “claro” que soporta la trabe sin flexionarse.

Además de la carga estática, la UBM (estructura ya con los MFV instalados) debe soportar la carga mecánica derivada de la presión del viento sin que se presenten flexiones o desprendimiento de MFV e inclusive de la propia estructura. En consecuencia se realizó un análisis de carga mecánica para los efectos del viento.

Para realizar lo anterior primero se consideró la superficie (S) de la UBM que va estar expuesta a la intemperie. Si se considera que cada MFV mide 0.99 m de ancho por 1.65 m de largo, la configuración geométrica de 14 MFV que yacerán sobre la estructura presentará una Superficie (S) con dimensiones de 6.99 m de largo por 3.31 m de ancho ($S= 23.067 \text{ m}^2$), considerando que se deja 1.0 cm de separación entre MFV adyacentes.

Por otra parte, dado que la estructura comercial adquirida hace que la trabe quede inclinada con un ángulo de 15° y no con los 19° recomendados para la captura de la máxima potencia, las proyecciones geométricas de tal superficie, tanto horizontal como vertical, son aquellas que se muestran en la figura IV-13.

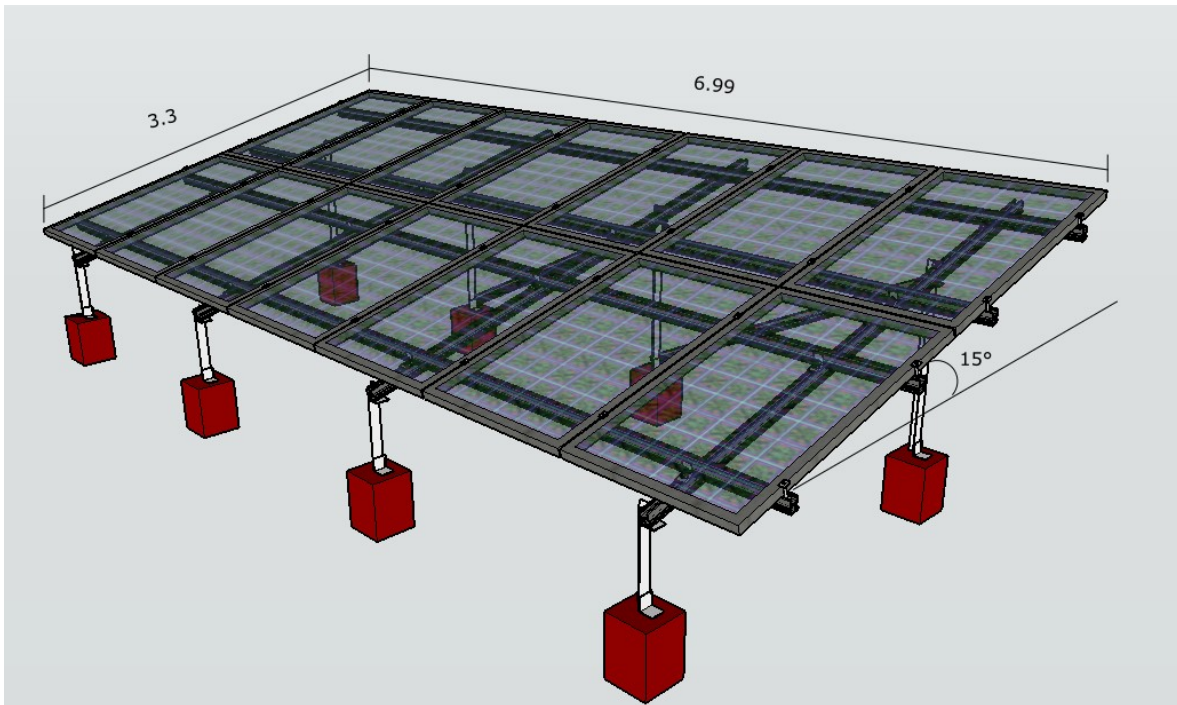


Figura IV-13: Superficie de la UBM (14MFV instalados sobre la estructura en una configuración 2 renglones por 7 columnas a la inclinación de 15°)

Considerando datos históricos respecto de la velocidad del viento del sitio de instalación y que los MFV están sobre una azotea a una altura 10 m, se encuentra que la velocidad máxima medida ha sido de 1.62 m/s con ráfagas de 36.11 m/s, con este dato se decidió hacer los cálculos de cargas mecánicas con la velocidad de ráfagas más altas y con ellas se determinó la fuerza de empuje sobre las UBM. Para esto se considero la geometría de las placas fotovoltaicas y su correspondiente orientación, teniéndose entonces lo siguiente:

- a) Cuando las ráfagas provienen de Este a Oeste o viceversa, la UBM no está sujeta a alguna fuerza de compresión o estiramiento.
- b) Cuando las ráfagas provienen de Norte-Sur o de Sur a Norte, la UBM está sujeta a fuerzas de compresión o estiramiento, respectivamente; pero únicamente la componente de la velocidad que es perpendicular a la superficie es la que ejerce dichas fuerzas, ya que la componente paralela no ejerce presión sobre la superficie.

La figura IV-14 muestra una superficie S que tiene un ángulo de inclinación α respecto de la horizontal la cual representa la placa fotovoltaica bajo estudio y también se muestra el corte transversal correspondiente para analizar los esfuerzos a los que estará sometida si es que una ráfaga de viento con velocidad v , paralela a la superficie horizontal actúa sobre dicha superficie.

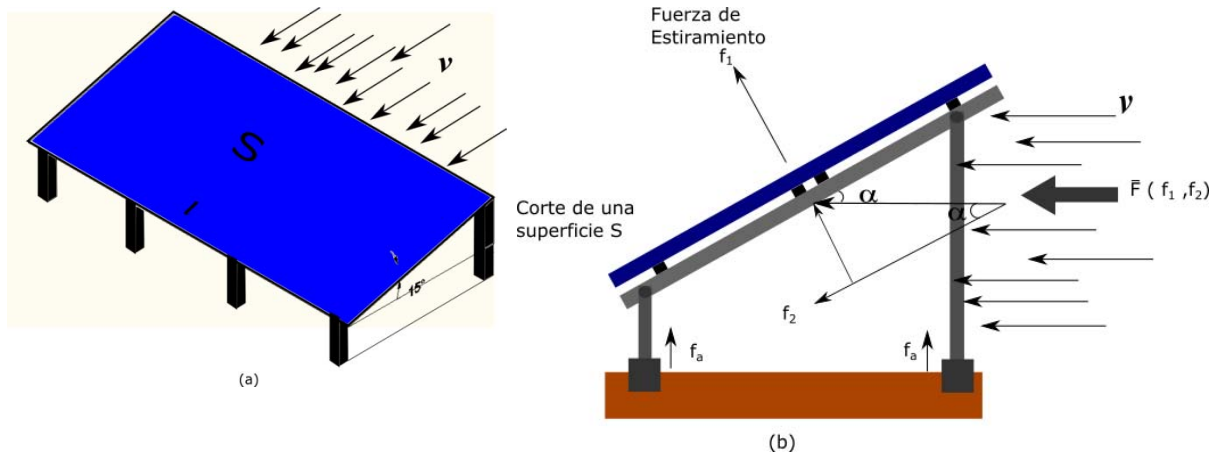


Figura IV-14: Diagrama esquemático de una superficie S bajo la acción del viento. En (b) se muestran las componentes de las fuerzas actuando sobre dicha superficie.

Si F representa la fuerza que experimenta la superficie S inclinada un ángulo α respecto del vector velocidad de viento v (la letra negrita significa vector), la componente de dicha fuerza F que es perpendicular a la superficie (f_1) está dada como:

$$f_1 = F \sin \alpha \quad \text{Ec.IV-3}$$

Dado que la presión estática p_e ejercida por una fuerza F que actúa perpendicularmente sobre una superficie S está dada como:

$$p_e = F/S \quad \text{Ec.IV-4}$$

entonces, a partir de la figura IV-14, al obtener la proyección de la superficie S perpendicular a la velocidad v , se obtiene que la fuerza de estiramiento f_1 que sufrirá la superficie S está dada como:

$$f_1 = p_e S \sin \alpha \quad \text{Ec.IV-5}$$

Para conocer el valor de la presión estática del viento (p_e), primero se determinó con base en el Manual de Diseño de Obra Civil, Diseño por Viento elaborado por la CFE y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) el valor de la presión del viento con dicha velocidad, y para esto es necesario conocer cómo afecta la rugosidad del terreno del emplazamiento para posteriormente usar los factores de atenuación para la velocidad y determinar la presión del viento correspondiente. La tabla IV-4 proporciona la categoría del terreno respecto de su rugosidad, y en ella podemos identificar que nuestro emplazamiento corresponde a la categoría 2.

Tabla IV-4: Categoría del terreno según su rugosidad.

Categoría	Descripción	Ejemplos
1	Terreno abierto, prácticamente plano, sin obstrucciones y superficies de agua.	Franjas costeras planas, zona de pantanos, campos aéreos, pastizales y tierras de cultivo sin bardas alrededor, superficies nevadas planas.
2	Terreno plano u ondulado (colinas) con pocas obstrucciones.	Campos de cultivo o granjas con pocas obstrucciones o árboles y construcciones dispersas alrededor.
3	Terreno cubierto por numerosas obstrucciones estrechamente espaciadas.	Áreas urbanas o suburbanas o cualquier terreno con numerosas obstrucciones.
4	Terrenos con numerosas obstrucciones largas, altas y estrechamente espaciadas.	Centros de grandes ciudades y complejos industriales bien desarrollados.

Según el manual mencionado anteriormente las velocidades de viento pueden ser estimadas a partir del mapa que se muestra en la figura IV-14

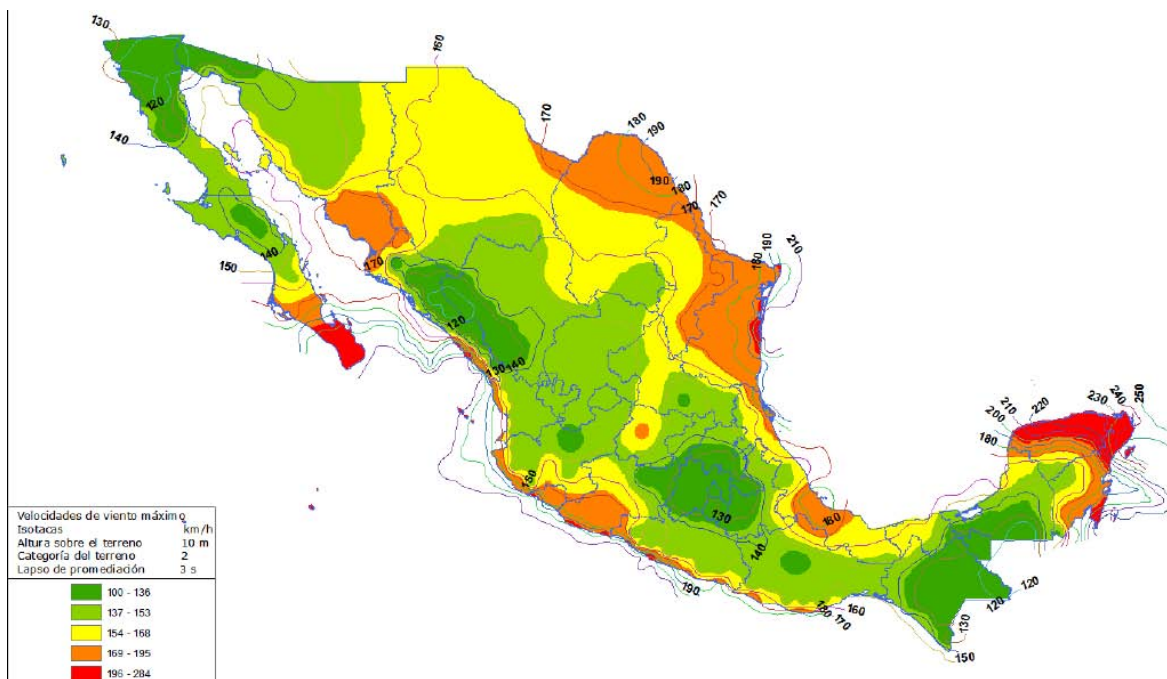


Figura IV-15: Mapa de velocidades regionales, la velocidad correspondiente a este trabajo es de 36.11 m/s.

La acción del viento sobre la estructura de la instalación fotovoltaica se puede calcular a partir de cuatro parámetros “Miguel Hernández, Estudio de cargas sobre cubiertas Fotovoltaicas” La presión estática (pe) y la presión dinámica (pd) del viento, las que dependen de la velocidad de éste; el coeficiente de exposición (ce) el cual depende del entorno; y el coeficiente eólico (cp) que depende de la aerodinámica del objeto que sentirá

la acción del viento. El primer parámetro está relacionado con los otros tres a partir de la relación siguiente:

$$p_e = p_d * c_e * c_p \quad \text{Ec. IV-6}$$

La presión dinámica del viento se puede determinar a través de la siguiente expresión:

$$p_d = 0.5 * \delta * v^2 \quad \text{Ec. IV-7}$$

Donde δ es la densidad del aire y (v) es la velocidad regional del viento

Los coeficientes de exposición y eólico se obtienen a partir de las tablas IV-5 y IV-6 respectivamente.

Tabla IV-5: Coeficientes de exposición según categoría.

Categoría	Coeficiente de exposición (c_e)
1	1.137
2	1.000
3	0.881
4	0.815

Dado que el entorno en el cual se ha instalado la estructura de la PSFV se ubica en la categoría 2 el coeficiente de exposición (c_e) corresponde a un valor de 1.000.

Tabla IV-6: Coeficiente eólico.

Inclinación de la estructura	Efecto del viento	Coeficiente Eólico.
5°	Arriba	1.8
10°	Arriba	2.7
15°	Arriba	3.0

La estructura tiene una inclinación de 15° considerando que el viento ejerce una fuerza de tensión (hacia arriba), el coeficiente eólico (c_p) es de 3.0.

Considerando un valor de la densidad del aire (δ) del orden de 1.25 kg/m³ y una velocidad regional de 36.11 m/s, así como los factores obtenidos de las tablas anteriores, podemos determinar la presión ejercida por la acción del viento sobre la estructura.

Aplicando Ec. IV-7 se determina la presión dinámica del viento.

$$p_d = 0.5 * \delta * v^2$$

$$p_d = 0.5 * 1.25 * (36.11)^2$$

$$p_d=814.95 \text{ N/m}^2$$

A éste valor se le deben considerar los coeficientes tanto de exposición como el eólico. Por lo tanto aplicando Ec. IV-6 la acción del viento sobre la estructura es:

$$p_e=814.95*1.0*3.0$$

$$p_e=2.44 \text{ kN/m}^2$$

$$p_e=248.98 \text{ kg/m}^2$$

en consecuencia, considerando que α vale 15° para la UBM y que S vale 23.067 m^2 , entonces la fuerza de estiramiento fl que actuará sobre la superficie S tendrá un valor:

$$f_l=14.57 \text{ kN}$$

Dado que la azotea tiene un pretil de seguridad de 30 cm de altura sobre el nivel de azotea, se decidió que las patas (8 en total) de las UBMs estuvieran descansando sobre mojoneras de concreto armado de una altura de 30 cm y una sección cuadrada de 20 por 20 cm. El armado metálico de la mojonera se realizó de manera tradicional usando un armex prearmado, el cual, se introdujo dentro de la losa de la azotea (se abrió la azotea hasta encontrar las varillas) y se ató firmemente a las varillas que integran dicha losa. El concreto que se utilizó se especifico con una resistencia a la compresión de 200 kg/cm^2 . La figura IV-16 muestra un corte esquemático del armado de dicha mojonera.

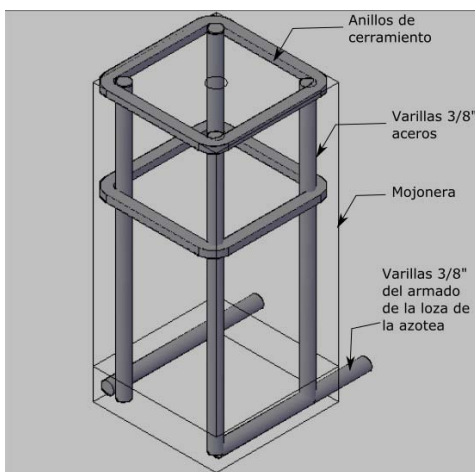


Figura IV-16: Diagrama esquemático del armado para las mojoneras.

Para que las patas estuvieran firmemente sujetas a las mojoneras, se decidió usar un perfil angular tipo "L" de forma cuadrada, con dimensiones de $3'' \times 3'' \times 1/4''$ de aluminio, que actúa como ancla. Este elemento se fija a la mojonera de concreto armado mediante un tornillo de $1/2$ pulgada de espesor que se inserta en un taquete de expansión de $5/8$ pulgadas de diámetro con un largo de 3 pulgadas que se introduce a presión en la mojonera. Según datos

técnicos de los taquetes de expansión (ver ficha técnica en anexo) la resistencia a la tensión es de 1030 kg/cm^2 y al cortante es de 1286 kg/cm^2 para un valor de concreto de 282 kg/cm^2 . La figura IV-17 muestra un diagrama esquemático de la mojonera que se diseñó para tal propósito.

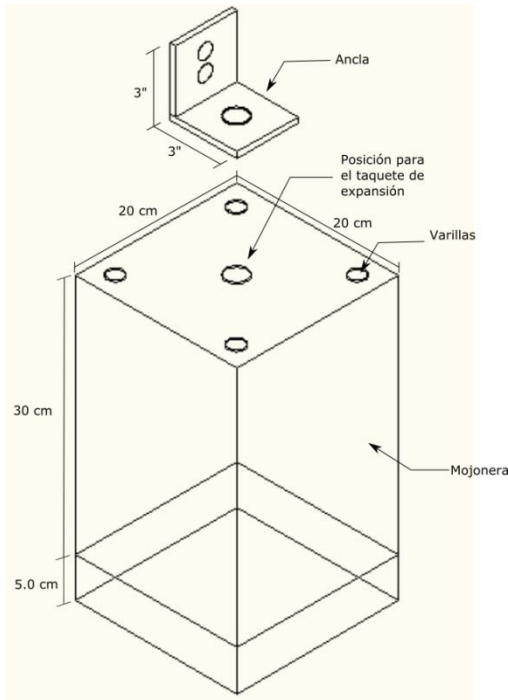


Figura IV-17: Mojonera de concreto armado y el elemento angular usado como el anclaje de la estructura a la mojonera.

La figura IV-13 muestra que la UBM está soportada por 8 patas, así que el anclaje en estas 8 patas será el que soporte la fuerza de estiramiento que sufrirá la superficie S, considerando que la estructura metálica esta ensamblada mecánicamente con tornillos y que los MFV están firmemente sujetos a los durmientes que son parte constituyente de la estructura. Considerando que la fuerza de estiramiento calculada anteriormente es de 14.57 kN, cada pata estará siendo estirada con una fuerza de 1.82 kN que será transmitida a la superficie de la sección transversal del tornillo de anclaje cuyo valor es 1.27 cm^2 . Transformando los kN a kg cada pata transmitirá al tornillo una presión de 146.14 kg/cm^2 , valor que es muy inferior a la resistencia de tensión que tiene el taquete seleccionado insertado en concreto armado de 282 kg/cm^2 .

Por otra parte, la carga estática derivada del peso de los MFV (14 MFV con un peso de 18.0 kg) más el peso de la estructura (4 rieles P8 de 7 m de largo más 4 trabes 3.5 m, 4 patas delanteras de 0.50 m y 4 patas traseras de 1.10 m de largo), que da un total de 330 kg, tiene una magnitud de 14.31 kg/cm^2 , que repartido en 8 patas proporciona una carga de 1.8 kg/cm^2 , valor muy inferior a la resistencia del concreto armado de la mojonera.

Por lo anterior, se concluye que al soportar la estructura en 8 puntos, fue una alternativa óptima ya que permite repartir la fuerza de presión del viento estimada para una ráfaga de 36.11 m/s, en un valor que permite usar un anclaje, en cada pata, a una mojonera de concreto armado usando taquetes de expansión para tornillos de ½” de diámetro.

4.6 Sembrado de las Unidades básicas Mecánicas (UBM), Cajas de combinación e Inversores

Uno de los aspectos importantes a considerar en el diseño de la instalación eléctrica fotovoltaica es el referente a los conductores eléctricos, los que deben de elegirse con tres factores importantes: la capacidad de conducción eléctrica, el tipo de recubrimiento aislante y la caída de tensión. Para una correcta selección se debe conocer tanto la corriente de corto circuito del circuito de salida de cada CFV, la distancia desde el punto de salida de dicho circuito hasta el sitio en donde se procederá a conectarse en paralelo cada cadena y desde ahí la distancia hasta donde está el inversor, y la manera en que serán canalizados los conductores.

Para determinar estas distancias es necesario elegir los sitios o ubicación en donde estarán colocadas las cajas de combinación (lugar en donde llegan las CFV para conectarse en paralelo) y el sitio en donde estarán ubicados los inversores.

Considerando la estructura elegida para formar la unidad básica mecánica UBM y los obstáculos encontrados sobre la azotea, se procedió a identificar los sitios para “sembrar” las mojoneras y posteriormente la instalación de la estructura y de los MFV. La figura IV-18 muestra la ubicación de cada una de las mojoneras sobre la azotea y la figura IV-19 muestra la posición de cada una de las UBM.

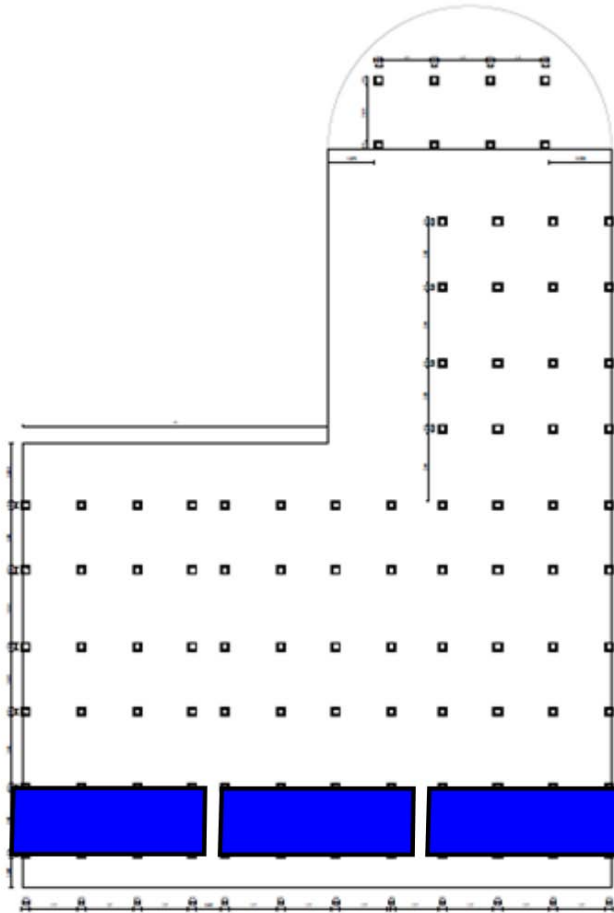


Figura IV-18: Ubicación de las mojoneras que soportan cada una de las UBM

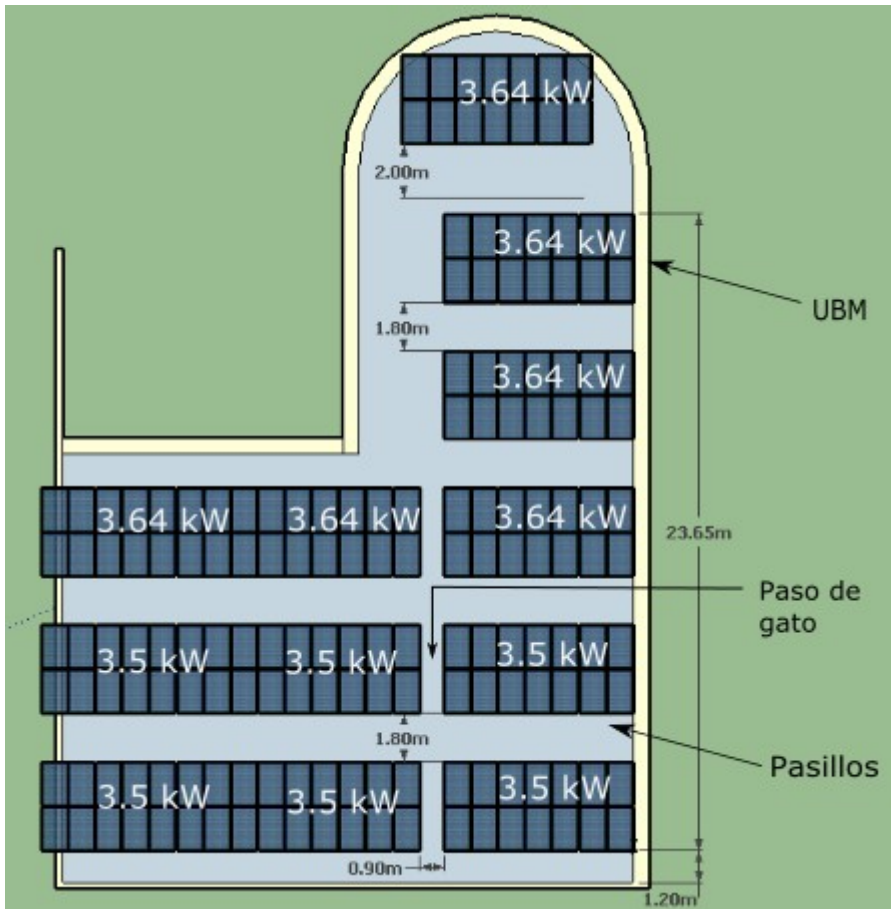


Figura IV-19: Ubicación de las UBM que muestra además la potencia pico en cada una de ellas.

Con el sembrado para las UBM especificado anteriormente, se procedió a determinar el sitio en donde se ubicarán las Cajas de Combinación (C_C) respectivas para cada uno de los SAFV que se conectarán a los inversores correspondientes. Dado que cada C_C recibe tres Circuitos de Salida (CS) respectivas a cada CFV, se decidió que el sitio más adecuado para ubicar dicha caja sea aquel que provea simetría respecto de la distancia de dichos circuitos. La figura IV-20 muestra una representación artística de la manera en que se ven las UBM y el sitio que se eligió para colocar las C_C ; mientras que la figura IV-21 muestra una vista trasera de una sección del SAFV y la ubicación de una de las C_C .

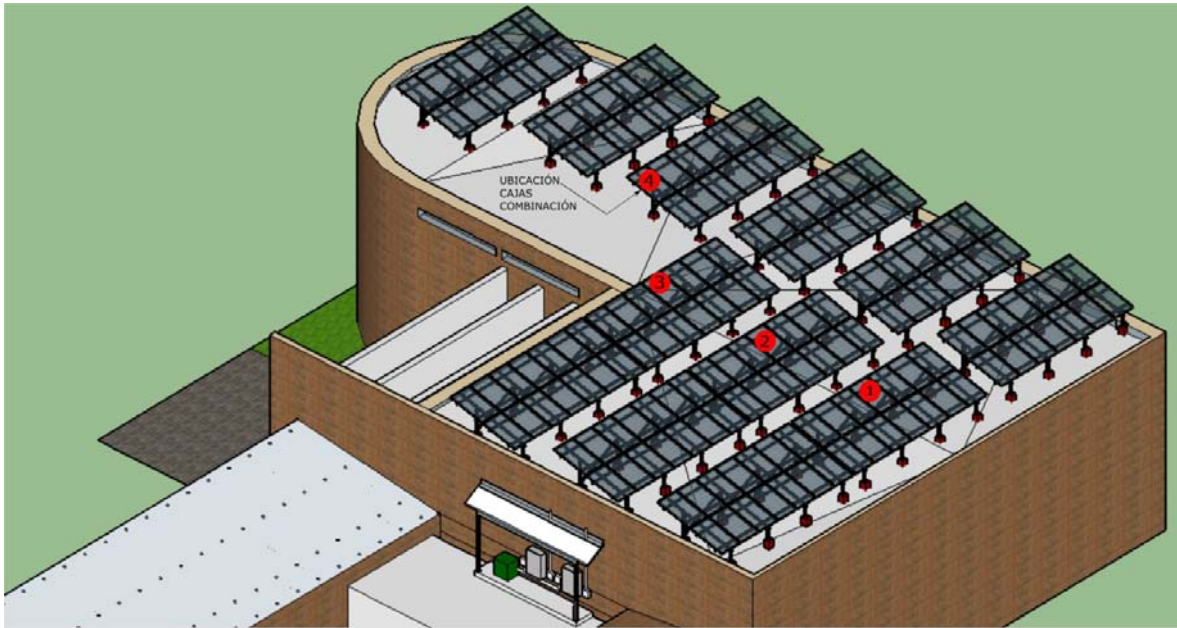


Figura IV-20: Representación artística de las UBM y el sitio elegido para la ubicación de las C_c

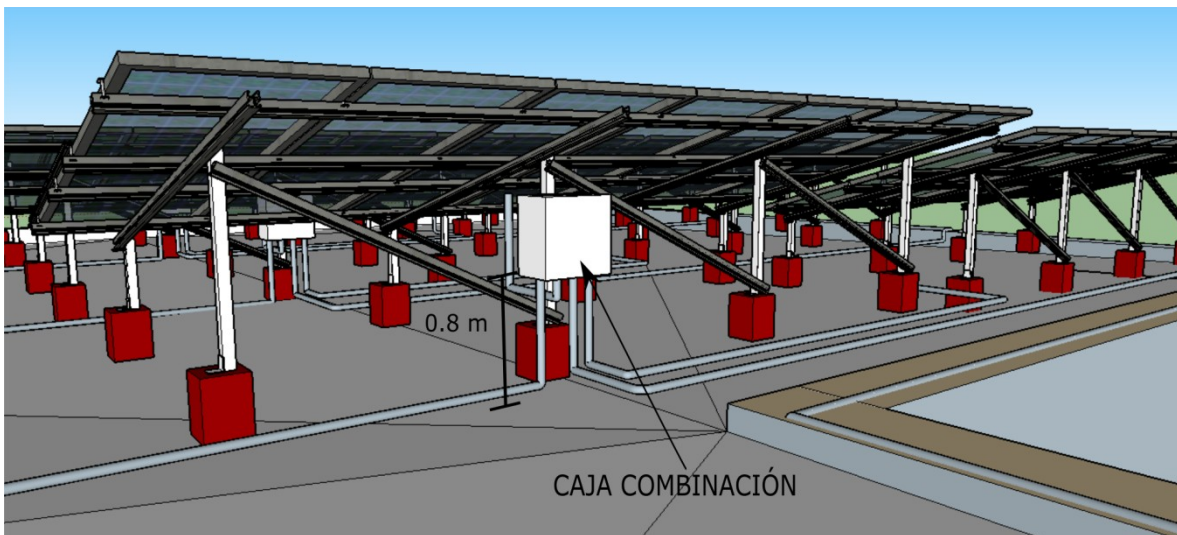


Figura IV-21: Ubicación de la C_c en la parte trasera de una UBM.

Dado que una de las paredes que soportan la losa que integra al “auditorio” está hacia el poniente y que cerca de esa pared existe un tablero de distribución con una capacidad de 50 kVA, se decidió usar dicho lugar para colocar los inversores y en dicha zona colocar también el transformador. La figura IV-22 muestra el sitio en donde se instalaron los inversores así como distancias que dan referencia a su posición.

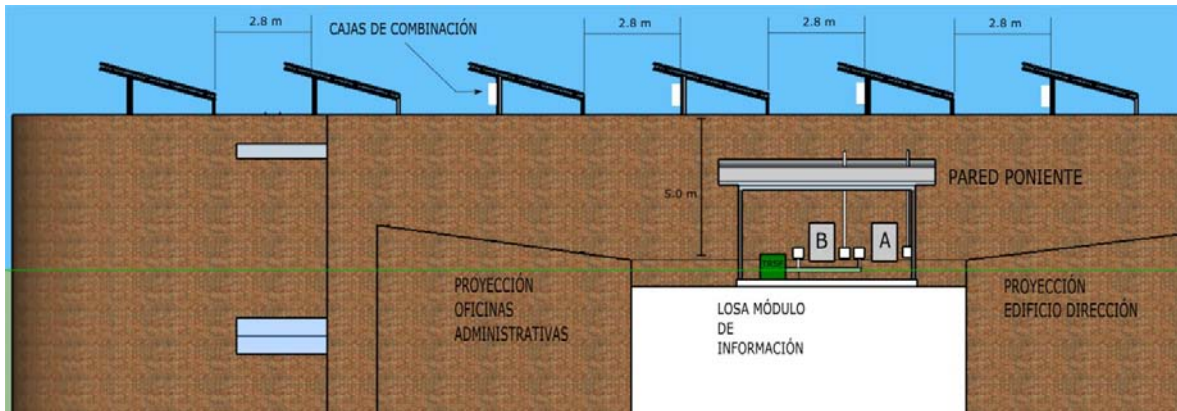


Figura IV-22: Ubicación de los inversores sobre la pared poniente del “auditorio”

Los circuitos de salida de las cadenas fotovoltaicas (CS-CFV) se extendieron hacia la caja de combinación Cc de cada SAFV con conductores tipo THWN-2 canalizados dentro de un tubo metálico de pared rígida de $\frac{3}{4}$ ” de diámetro. Las cajas se eligieron con hermeticidad IP65 de una marca comercial que es apropiada para la intemperie y que no deja pasar polvo, humedad o agua en caso de lluvia. Las CC se encuentran mecánicamente fijas a la estructura que alberga a cada UBE y están colocadas debajo de los MFV. Los inversores fueron ubicados en el muro poniente del auditorio Tonatiuh. El circuito de salida de cada SAFV (CS-SAFV) se constituyó con cables THWN-2 canalizados dentro de un tubo metálico de pared rígida de 1” de diámetro. El circuito de salida de los inversores hacia el transformador se realizó con cables tipo THWN-2 canalizados dentro de un tubo metálico de pared rígida de 1 $\frac{1}{4}$ ” de diámetro. El circuito de salida hacia el punto de acoplamiento en común PAC en el tablero elegido se realizó con conductores tipo THWN-2 canalizados dentro de un tubo metálico de pared rígida de 1 $\frac{1}{4}$ ” de diámetro.

4.7 Memoria de Cálculo

En este trabajo los cálculos para la selección de partes y componentes se realizaron en base a los requerimientos especificados en la NOM 001 SEDE 2012 así como en la National Electric Code (NEC), las consideraciones que han sido tomadas en cuenta son las siguientes:

4.7.1 Tensión Máxima del Sistema ($V_{m\acute{a}x}$)

Para el cálculo de la tensión máxima del sistema se usa el valor mayor del dato de placa proporcionado por el fabricante de los MFV o el del inversor; en este caso ambos especifican que es 600V. En consecuencia en ningún momento el voltaje a circuito abierto (V_{ca}) de la CFV debe ser superior a 600V, y todos los elementos de control así como los cables deben ser seleccionados con un aislamiento con certificación mínima a 600V.

En el caso de la CFV que compete a los AFV, la cual está integrada por 14 MFV en serie, se tiene que analizar si el V_{ca} de dicha cadena no sobrepasa los 600V cuando los MFV

están fríos. Considerando la temperatura mínima ambiente reportada en el SMN para las 9:00 am en el día más frío que es de 15°C, se tiene lo siguiente:

$$V_{ca}(T_c) = V_{ca}(STC) * [1 + \beta * (T_c - 25) / 100] \quad \text{Ec. IV-8}$$

β = Coeficiente de Temperatura VCA = -0.32%/°C (para ambos módulos)

$$\text{Corrección por Temperatura} = 1 + (-0.0032) * (15 - 25)$$

$$\text{Corrección por Temperatura} = 1 + 0.032 = 1.032$$

$$V_{ca}(T_c) = V_{ca}(STC) * \underline{1.032} \quad \text{Ec. IV-9}$$

Para la CFV compuesta por 14 módulos Yingli:

$$V_{ca}(T_c) = V_{ca}(STC) * 1.032 = 37.6 * 14 * 1.032 = \underline{543.24 \text{ V}}$$

Para la CFV compuesta por 14 módulos Solarever:

$$V_{ca}(T_c) = V_{ca}(STC) * 1.032 = 37.6 * 14 * 1.032 = \underline{560.87 \text{ V}}$$

En ambos casos el voltaje obtenido es inferior a 600V, por lo cual se satisface el requerimiento de la tensión máxima para el AFV.

Los demás componentes se deben de elegir con un aislamiento eléctrico de 600V o superior a éste.

4.7.2 Medios de Protección

De acuerdo a los requerimientos normativos, los circuitos de salida tanto de la fuente fotovoltaica (cadenas) como del AFV (CFV conectadas en paralelo) deben tener un medio de protección cuya ampacidad debe ser 1.56 veces la corriente de corto circuito de dicho circuito. Por otra parte como la PSFV se propone que se diseñe con una topología eléctrica no aterrizada, todos los medios de protección deben instalarse tanto en el conductor positivo como en el conductor negativo de los circuitos de salida fotovoltaico.

Como la PSFV fue dividida en dos SFV independientes, cada SFV integrado con un inversor con dos entradas en CC independientes (entradas con MPPT), y cada entrada alimentada con un SAFV formado por tres CFV conectadas en paralelo en un Block Metálico de potencia, cada CFV debe tener: un medio de desconexión, un protector contra corrientes de retorno, un protector contra descargas atmosféricas, y en el circuito de salida del SAFV un medio de desconexión (ver diagrama unifilar mostrado en la figura IV-11)

- a) Circuito de salida de la CFV (CS-CFV).- Éste circuito está formado por dos conductores tipo extensión, uno para la polaridad positiva y otro para la polaridad negativa de los puntos terminales de la conexión serie de los 14 MFV, los cuales, tienen conectores del tipo MC4 uno hembra y otro macho. Como medio de desconexión para estos dos conductores se propone usar un Porta-Fusible Desconector (P-F/D_{SC}) con aislamiento a 600V adicional al conector MC4 que deberá tener integrado dicho conductor. Como protector contra corrientes de retorno se propone usar un Fusible (F) de acción rápida certificado para CC y diseñado para instalarse en el (P-F/D_{SC}).

La ampacidad para el fusible F queda determinada como el valor estándar superior al número obtenido por la relación siguiente:

$$I_{amp}(CFV) = 1.56 I_{cc}(CFV) \quad \text{Ec. IV-10}$$

Aplicando Ec. IV-10 para la serie de MFV Yingli y Solarever respectivamente tenemos:

$$I_{amp}(CFV_{250W}) = 1.56 (8.92) = \underline{13.91A}$$

$$I_{amp}(CFV_{260W}) = 1.56 (8.83) = \underline{13.77A}$$

Considerando la oferta comercial, se eligió a un Porta-Fusible Desconector (P-F/D_{SC}) de la marca ABB modelo E91/32PV y un fusible modelo E9FPV certificado para circuitos en CC.

- b) Block Metálico de potencia.- Cada una de las tres CFV que forman el SAFV se conectan eléctricamente en paralelo en un Block Metálico (B_M) de paralelismo, también llamado block de potencia, que debe tener una ampacidad de 1.56 veces la corriente de salida de dicho block, y dado que a dicho block llegan tres CFV se tendrá que:

$$I_{amp}(B_M) = 1.56 * 3 * I_{cc}(CFV) \quad \text{Ec. IV-11}$$

$$\text{Cadena formada por módulos Yingli: } I_{amp}(B_M) = 1.56 (26.76) = \underline{41.71 A}$$

$$\text{Cadena formada por módulos Solarever: } I_{amp}(B_M) = 1.56 (26.49) = \underline{41.32 A}$$

En consecuencia el block de potencia debe tener una ampacidad que soporte una corriente mayor que dichos valores, teniéndose como oferta comercial un dispositivo con una ampacidad de 80 A.

Se eligió un block de distribución de la marca ABB modelo DBL80 con una tensión máxima de 1000 VCC y una ampacidad de 80A.

- c) Medio de desconexión circuito de salida del SAFV.- el circuito de salida del SAFV parte del block de potencia, teniéndose una corriente de corto circuito de 41.71 A para el caso de módulos Yingli y 41.32 A para el caso de módulos Solarever. El valor estándar del medio de desconexión inmediato superior a dichos valores es 50 A. En consecuencia a la salida del block de potencia se debe de colocar un medio de desconexión con una ampacidad mínima de 50 A.

Como medio de desconexión o desconector para el circuito de salida de la Caja de Combinación se usó un Interruptor manual de dos polos de la marca ABB modelo OTDC 16F3, máxima tensión 1000 VCC con una ampacidad de 50 A

4.7.3 Protección contra Descargas Atmosféricas

El circuito de salida del generador fotovoltaico deberá contar con elementos de protección contra las descargas atmosféricas (PDA) el cual es seleccionado considerando la máxima tensión eléctrica del arreglo fotovoltaico. Como elementos de protección contra descargas atmosféricas se suelen usar dispositivos de estado sólido como son los varistores, o tubos de descarga. Estos dispositivos se deben instalar en el circuito de salida del AFV.

$$V_{\text{varistor}} \geq 1.25V_{\text{ca del AFV}}$$

Ec.IV-12

$$V_{\text{varistor}} \geq 1.25(526.4)$$

$$V_{\text{varistor}} \geq \underline{658V}$$

$$\text{varistor} \geq 1.25(543.4)$$

$$V_{\text{varistor}} \geq \underline{679V}$$

Como protector contra descargas atmosféricas se eligió a un varistor de la marca ABB modelo OVR PV T2 con una tensión nominal de 1000 VCC y una capacidad para corriente de 20kA, este producto consta de tres varistores una para el conductor positivo, otro para el conductor negativo y el otro para el conductor de puesta a tierra.

4.7.4 Caja de Combinación

Dado que los dispositivos de protección deben contenerse dentro de una caja que evite tanto la intromisión de polvo, agua e insectos así como resguardar al usuario de posibles accidentes eléctricos, dicha caja debe estar certificada para intemperie con hermeticidad mejor que IP65, y se debe instalar e introducirle o sacar circuitos de ésta sin violar el requerimiento de hermeticidad.

Para este propósito se eligió una caja comercial de polipropileno con recubrimientos químicos que proveen resistencia a los rayos solares y con hermeticidad IP66 cuyas

dimensiones son 0.7x0.45x0.26 m. Cada SFV requiere de dos cajas de esta especie dando en total cuatro de ellas para la PSFV.

Todos los elementos de seguridad: seis portafusibles desconectores, seis fusibles, 2 blocks de potencia, un desconector y un sistema de protección contra descargas atmosféricas se montaron en rieles tipo DIN quedando repartidos dentro de la caja tal y como se muestra en la fotografía de la figura IV-23

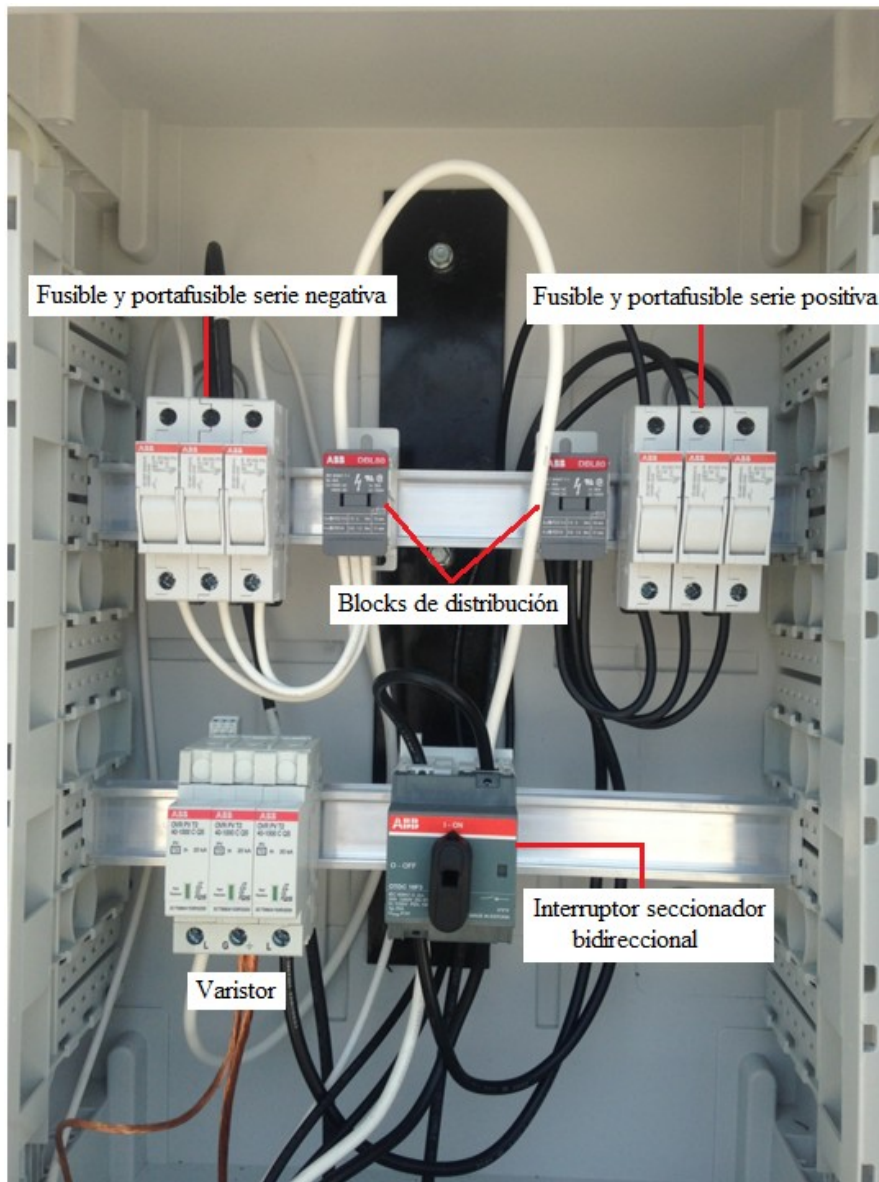


Figura IV-23: Fotografía de la parte interna de la caja de combinación que alberga los dispositivos de seguridad de cada SAFV (la planta está integrada por cuatro de estas cajas).

El conductor para la puesta a tierra del PDA (varistor) sale fuera de la Cc hacia un block metálico de cobre estañado atornillado a la estructura y que juega el rol de la terminal de puesta a tierra tanto de los MFV, UBM y de los circuitos FV. De ésta terminal sale un

conductor hacia la terminal general de puesta a tierra del sistema ubicado en el transformador.

4.7.5 Selección de conductores y caídas de tensión (ΔV)

Una adecuada selección de conductores evita la presencia de arcos eléctricos, fallos a tierra, cortocircuitos, calentamientos excesivos y garantiza la seguridad y durabilidad de la instalación. Dos aspectos fundamentales a considerar para llevar a cabo la correcta selección de conductores son las propiedades eléctricas de conducción del metal con el que está hecho el conductor las que proporcionan la capacidad de conducción de corriente del conductor y las caídas de tensión; y la capacidad de aislamiento eléctrico que está relacionado con el tipo de recubrimiento aislante del conductor.

Con respecto a la capacidad de aislamiento, los dieléctricos usados son polímeros entre los cuales los más comunes son: los termoplásticos, cubiertas de nylon o de caucho. Éstos se certifican para determinadas condiciones ambientales y temperaturas; y por norma, se fabrican para operar con temperaturas específicas relacionadas con su aplicación. Para el caso de instalaciones eléctricas domésticas, residenciales, comerciales e industriales, la oferta comercial de conductores eléctricos incluye cables con aislamiento para 60°C, 75°C y 90°C; existiendo también para 150°C, 200°C y 250°C. Más información respecto de las características de los recubrimientos aislantes de los cables conductores se encuentra en el artículo 310-104 de la NOM 001 SEDE 2012 el cual proporciona las disposiciones de fabricación o especificaciones de construcción de los mismos.

Con relación a la tensión de aislamiento, la NOM 001 SEDE 2012 clasifica a los recubrimientos aislantes de los conductores que se usan en las instalaciones domésticas, residenciales, comerciales e industriales en dos grupos: aplicaciones en baja tensión (menos de 1000 V) y aplicaciones en media tensión (hasta 35 kV). Como oferta comercial, lo más común es encontrar conductores con aislamiento hasta 600V, y sobre pedido hasta de 1000V para las aplicaciones antes mencionadas.

En el caso que aquí compete, fueron elegidos cables conductores con aislamiento a 90°C tipo solar (sun resistant) para aplicaciones a la intemperie, y del tipo THWN-2 para aplicaciones en donde el conductor está contenido en una canalización.

Con respecto a la capacidad de conducción de corriente eléctrica, característica llamada ampacidad, los conductores de los circuitos fotovoltaicos deben seleccionarse con un valor de 1.56 veces la corriente de corto circuito más los factores correspondientes al agrupamiento o temperatura según sea el caso. La NOM 001 SEDE 2012 es su artículo 310 especifica las características técnicas que deben tener los conductores.

Así, la tabla IV-7 muestra un extracto de las ampacidades permisibles hasta para tres monoconductores para diferentes calibres.

Tabla IV-7: Extracto de la Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores para tensiones hasta 2000V y 60°C a 90°. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30°C

Calibre AWG	Temperatura Nominal del conductor de cobre		
	60°C	75°C	90°C
14	15	20	25
12	20	25	30
10	30	35	40
8	40	50	55
6	55	65	75
4	70	85	95
3	85	100	115
2	95	115	130
1	110	130	145
1/0	125	150	170

Fuente: artículo 310 NOM 001-SEDE2012

En caso de que la temperatura ambiente exceda los 30°C y si se canalizan tres o más conductores dentro de un tubo metálico que se encuentre expuesto a la acción de los rayos solares, la capacidad de conducción del conductor debe ser corregida aplicando factores asociados al agrupamiento de los conductores y a la temperatura de operación, quedando la expresión para determinar la ampacidad del conductor de la siguiente manera:

$$I_{amp}(CFV) = \frac{1.56 I_{cc}(CFV)}{FC(T) * FC(A)} \quad \text{Ec.IV-13}$$

En la ecuación anterior, FC(T) es el factor de corrección asociado a la temperatura de operación cuyos valores se muestran en la tabla IV-8.

Tabla IV-8: Valores que corresponden a la 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.

Factores de Corrección			
Temperatura ambiente	Temperatura máxima de operación del conductor		
	°C	60°C	75°C
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
61-70		0.33	0.58
71-80			0.41

Fuente: artículo 310 NOM 001-SEDE2012

De la misma manera, en la ecuación anterior, FC(A) es el factor de corrección asociado al agrupamiento de más de tres conductores en una misma canalización y sus valores se muestran en la tabla IV-9.

Tabla IV-9: Valores que corresponden a la Tabla 310-15(b)(3)(a).- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización.

Número de Conductores	Porcentaje de los valores en la tabla 310-15(b)(16)
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

Como se mencionó en el capítulo tres, se recomienda limitar la caída de tensión en las líneas de transmisión eléctrica a un valor máximo del 3% desde el punto de generación hasta el punto de consumo; y en el caso que aquí compete, las caídas de tensión desde los CS-SAFV hasta el PAC, el cual se realiza en el tablero de distribución elegido en el edificio administrativo, no deben ser superiores al 3% del V_{mp} medido en el circuito de salida de las cajas de combinación (CS-SAFV).

Los conductores de cobre se especifican por la resistencia eléctrica que tiene un tramo de longitud L y una sección transversal S, de acuerdo a su resistividad eléctrica (ρ), y dado que esta característica intrínseca del conductor tiene una magnitud pequeña ($\rho=1.68 \times 10^{-8} \Omega\text{m}$), la norma obliga a los fabricantes de conductores que su producto comercial se especifique con valores de resistencia eléctrica en términos de su calibre por kilometro de longitud. La tabla IV-10 es un extracto de la tabla numero VIII de la NOM 001 SEDE 2012

Tabla IV-10: Propiedades de los conductores en corriente continua.

Calibre	Resistencia de los conductores de cobre en corriente continua a 75°C	
	AWG	Resistencia Ω/km
	No cubierto Ω/km	Recubierto Ω/km
14	10.3	10.7
12	6.5	6.73
10	4.07	4.226
8	2.551	2.653
6	1.608	1.671
4	1.01	1.053
3	0.802	0.833
2	0.634	0.661
1	0.505	0.524
1/0	0.399	0.415

Haciendo uso de tabla IV-10, la cual muestra las propiedades de los conductores en CC es posible determinar el calibre del conductor que permita minimizar las caídas de tensión. La caída de tensión asociada a las distancias recorridas por los conductores se puede determinar con la siguiente expresión:

$$Rl = \frac{\Delta V_{mp}(1000)}{Imp(L)} \quad \text{Ec. IV-14}$$

Donde:

Rl: Resistencia del conductor por km de longitud.

ΔV_{mp} : Diferencia de tensión

Imp: Corriente para la máxima potencia del SAFV

L: Longitud del conductor (considerar “ida” y “vuelta”)

La PSFV está constituida por dos SFV independientes, cada SFV está compuesto por un inversor el cual cuenta con dos entradas independientes, a cada entrada del inversor llega

un SAFV formado por tres CFV en paralelo, los SAFV 1, SAFV 2 y SAFV 3 tienen una distribución simétrica, la figura IV-24 muestra una representación esquemática de la constitución de la PSFV, para dicha configuración se tienen los siguientes valores de tensión y corriente.

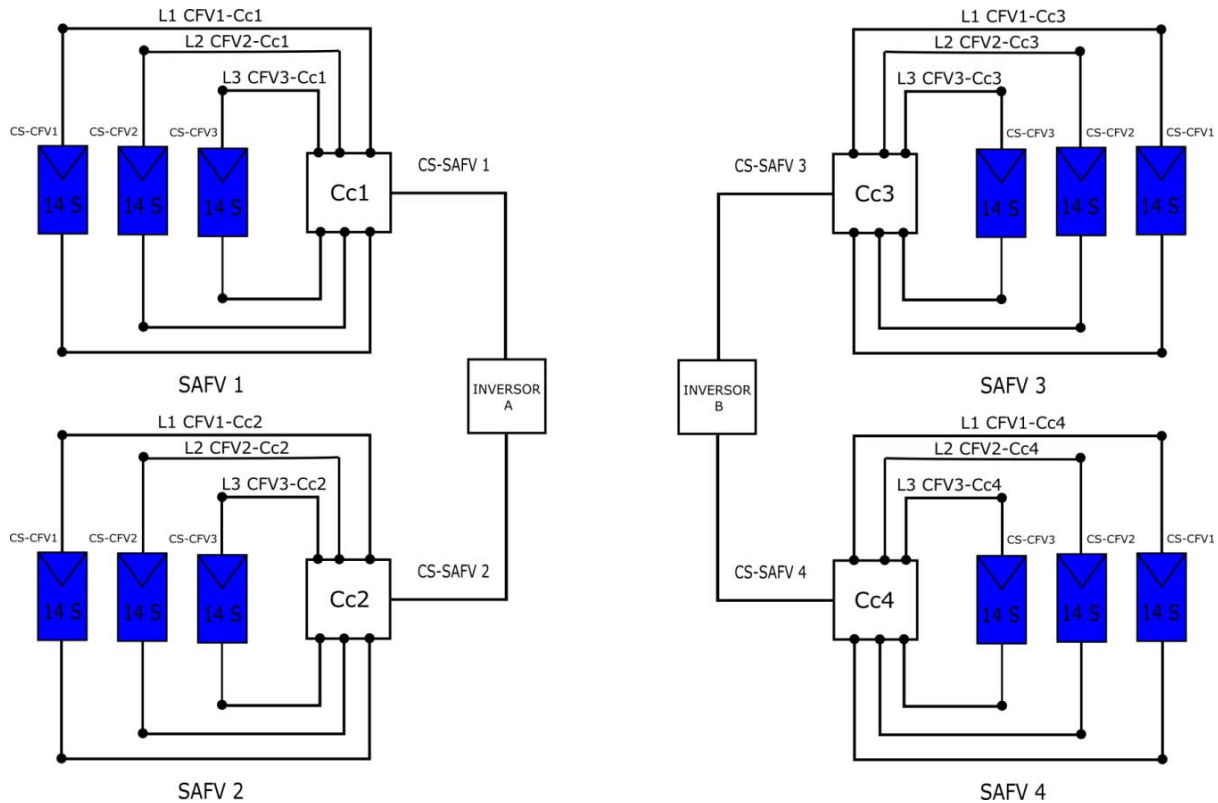


Figura IV-24: Diagrama esquemático de la PSFV en el cual se muestran las CFV así como los CS-SAFV y las Cajas de Combinación.

Para los SAFV compuestos por MFV Yingli se tienen las características eléctricas que se muestran en la tabla IV-11:

Tabla IV-11: Características eléctricas del SAFV integrado con módulos Yingli.

Parámetros eléctricos	Unidades	Modulo Yingli	
		CFV (14 MFV)	SAFV (14SX3P)
Pp (kW)	kW	3.5	3.5
Vca	V	526.4	526.4
Icc	A	8.92	26.76
Vmp	V	417.2	417.2
Imp	A	8.39	25.17

Tabla IV-12: Características eléctricas del SAFV integrado con módulos Solarever.

Parámetros eléctricos	Unidades	Modulo Solarever	
		CFV (14 MFV)	SAFV (14SX3P)
Pp (kW)	kW	3.64	3.64
Vca	V	543.48	543.48
Icc	A	8.83	26.49
Vmp	V	441.28	441.28
Imp	A	8.25	24.75

Tomando en consideración lo anterior se procedió a determinar tanto la ampacidad de los conductores de los circuitos de salida como las caídas de tensión en cada uno de los tramos correspondientes.

A) Tramo desde el circuito de salida de la CFV hacia la caja de combinación.

a) Ampacidad

Para los módulos Yingli, los conductores hacia la caja de combinación estarán al aire libre, debajo de los MFV, con una temperatura típica de operación de 50°C; por lo cual, el recubrimiento del aislante debe ser del tipo solar y su ampacidad, considerando el FC(T) tomando en cuenta un aislante a 75°C (ver tabla IV-8), será de:

$$I_{amp}(CFV_{MFV \text{ Yingli}}) = 1.56 (8.92)/0.75 = \underline{18.55 \text{ A}}$$

Considerando la tabla IV-7 el conductor adecuado debe ser un cable calibre # 14 AWG.

Para los módulos solarever la ampacidad debe ser de:

$$I_{amp}(CFV_{MFV \text{ Solarever}}) = 1.56 (8.83)/0.75 = \underline{18.36 \text{ A}}$$

Considerando la tabla IV-7 el conductor adecuado debe ser un cable calibre # 14 AWG.

De lo anterior, independientemente de cuál sea el MFV que integra la CFV, el circuito de salida de estas hacia la caja de combinación debe ser un cable calibre # 14 AWG.

b) Caída de tensión

i) MFV Yingli (SAFV1 y SAFV2)

Según la tabla IV-10, el cable calibre #14 AWG tiene una RI= 10.7 Ω/km, por lo cual usando la Ec. IV-14 para los SAFV formados por MFV Yingli se tendrá lo siguiente:

CFV1-Cc1: la longitud del conductor es de L1 6.0 m

$$\Delta V = (10.7 * 8.39 * 12) / 1000 = 1.07 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = 1.07 / 417.2 = \underline{0.2\%}$$

CFV2-Cc1: la longitud del conductor es de L2 3.0 m

$$\Delta V_2 = (10.7 * 8.39 * 6) / 1000 = 0.53 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = 0.53 / 417.2 = \underline{0.12\%}$$

CFV3-Cc1: la longitud del conductor es de L2 6.0 m

$$\Delta V_3 = (10.7 * 8.39 * 12) / 1000 = 1.07 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = 1.07 / 417.2 = \underline{0.2\%}$$

En la tabla IV-13 se muestran los valores de la caída de tensión de cada una de las CFV en el block de paralelismo (columna 4), el porcentaje correspondiente a dicha caída de tensión (columna 5), el valor del voltaje en el block de paralelismo V_{mp} Cc (columna 6), la diferencia entre dichos voltajes respecto de la CFV2 (columna 7) y el porcentaje de dicha diferencia (columna 8). Como se puede observar, la diferencia en tensión eléctrica con la cual arriban los circuitos de las CFV al block de paralelismo es menor del 1%, en consecuencia no se tendrá un desacoplamiento y no habrá corrientes de retorno hacia cadenas con menor tensión en ese punto, ya que todas llegan con “igual” tensión eléctrica.

Tabla IV-13: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las CFV hasta el punto de conexión en paralelo de éstas en la Caja de Combinación. La corriente que lleva cada circuito tiene un valor $I_{mp}=8.39$ A, el cable propuesto es de un calibre #14 AWG con una resistencia por kilometro de longitud R_L de $10.7\Omega/km$

SAFV 1	V_{mp}	L (m)	ΔV_{mp}	% V_{mp}	$V_{mp}(Cc)$	$\Delta V_{mp}(Cc)$	% de Diferencia
CFV1-Cc1	417.2	12	1.07	0.2	416.13	0.54	0.13
CFV2-Cc1	417.2	6	0.53	0.1	416.67	0	0
CFV3-Cc1	417.2	12	1.07	0.2	416.13	0.54	0.13

Dado que la disposición del SAFV 2 es idéntica a la del SAFV 1, en consecuencia, se tendrán las mismas caídas de tensión desde los circuitos de salida hasta la Caja de Combinación 2.

ii).-MFV Solarever (SAFV3 y SAFV4)

CFV1-Cc3: la longitud del conductor es de L1 6.0 m

$$\Delta V = (10.7 * 8.25 * 12) / 1000 = 1.05 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = 1.05 / 441.28 = \underline{0.2\%}$$

CFV2-Cc3: la longitud del conductor es de L2 3.0 m

$$\Delta V = (10.7 * 8.25 * 6) / 1000 = 0.52 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = 0.52 / 441.28 = \underline{0.1\%}$$

CFV1-Cc3: la longitud del conductor es de L3 6.0 m

$$\Delta V = (10.7 * 8.25 * 12) / 1000 = 1.05 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = 1.05 / 441.28 = \underline{0.2\%}$$

En la tabla IV-14 se muestran los valores de la caída de tensión de cada una de las CFV en el block de paralelismo (columna 4), el porcentaje correspondiente a dicha caída de tensión (columna 5), el valor del voltaje en el block de paralelismo Vmp Cc (columna 6), la diferencia entre dichos voltajes respecto de la CFV2 (columna 7) y el porcentaje de dicha diferencia (columna 8). Como se puede observar, la diferencia en tensión eléctrica con la cual arriban los circuitos de las CFV al block de paralelismo es menor del 1%, en consecuencia no se tendrá un desacoplamiento y no habrá corrientes de retorno hacia cadenas con menor tensión en ese punto, ya que todas llegan con “igual” tensión eléctrica.

Tabla IV-14: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las CFV hasta el punto de conexión en paralelo de éstas en la Caja de Combinación. La corriente que lleva cada circuito tiene un valor $I_{mp}=8.25$ A, el cable propuesto es de un calibre #14 AWG con una resistencia por kilometro de longitud RL de $10.7\Omega/km$

SAFV 3	Vmp	L (m)	ΔV_{mp} Nuevo	% Vmp	Vmp (Cc)	$\Delta V_{mp}(Cc)$	% de Diferencia
CFV1-Cc3	441.28	12	1.05	0.2	440.23	0.93	0.2
CFV2 -Cc3	441.28	6	0.12	0.1	441.16	0	0
CFV3-Cc3	441.28	12	1.05	0.2	440.23	0.93	0.2

Para el SAFV 4 se tiene:

CFV1-Cc4: la longitud del conductor es de L1 9.0 m

$$\Delta V = (10.7 * 8.25 * 18) / 1000 = 1.58 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = 1.58 / 441.28 = \underline{0.36\%}$$

CFV2-Cc4: la longitud del conductor es de L2 4.5m

$$\Delta V = (10.7 * 8.25 * 9) / 1000 = 0.79 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = 0.79 / 441.28 = \underline{0.18\%}$$

CFV3- Cc4: la longitud del conductor es de L3 2.5 m

$$\Delta V = (10.7 * 8.25 * 5) / 1000 = 0.44 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = 0.44 / 441.28 = \underline{0.1\%}$$

En la tabla IV-15 se muestran los valores de la caída de tensión de cada una de las CFV en el block de paralelismo (columna 4), el porcentaje correspondiente a dicha caída de tensión (columna 5), el valor del voltaje en el block de paralelismo Vmp Cc (columna 6), la diferencia entre dichos voltajes respecto de la CFV2 (columna 7) y el porcentaje de dicha diferencia (columna 8). Como se puede observar, la diferencia en tensión eléctrica con la cual arriban los circuitos de las CFV al block de paralelismo es menor del 1%, en consecuencia no se tendrá un desacoplamiento y no habrá corrientes de retorno hacia cadenas

con menor tensión en ese punto, ya que todas llegan con “igual” tensión eléctrica.

Tabla IV-15: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las CFV hasta el punto de conexión en paralelo de éstas en la Caja de Combinación. La corriente que lleva cada circuito tiene un valor $I_{mp}=8.25$ A, el cable propuesto es de un calibre #14 AWG con una resistencia por kilometro de longitud RL de $10.7\Omega/km$

SAFV 4	Vmp	L (m)	ΔV_{mp}	% Vmp	Vmp (Cc)	$\Delta V_{mp}(Cc)$	% de Diferencia
CFV1-Cc4	441.28	18	1.58	0.3	439.7	0.79	0.17
CFV2 -Cc4	441.28	9	0.79	0.1	440.49	0	0
CFV3-Cc4	441.28	5	0.44	0.1	440.84	0.35	0.07

B) Tramo de la Caja de Combinación hacia los inversores.

a) Ampacidad

Para los SAFV 1 y 2, compuestos por MFV Yingli, los conductores hacia la entrada del inversor A, estarán canalizados en tubería metálica tipo conduit de pared rígida, la cual no está en contacto directo con la superficie del piso, su ampacidad, considerando el FC(T) tomando en cuenta un aislante a $75^{\circ}C$ (ver tabla IV-8), será de:

$$I_{amp}(CS-SAFV_{MFV\ Yingli}) = 1.56 (26.76)/0.88 = \underline{47.4\ A}$$

Considerando la tabla IV-7 el conductor adecuado debe ser un cable calibre # 8 AWG.

Para los módulos solarever la ampacidad debe ser de:

$$I_{amp}(CS-SAFV_{MFV\ Solarever}) = 1.56 (26.49)/0.88 = \underline{47.0\ A}$$

Considerando la tabla IV-7 el conductor adecuado debe ser un cable calibre # 8 AWG.

De lo anterior, el circuito de salida de las cajas de combinación hacia el inversor debe ser un cable calibre # 8 AWG, del tipo THWN-2 con recubrimiento aislante certificado a 600V y $90^{\circ}C$ en ambientes secos y húmedos.

b) Caídas de tensión.

Según la tabla IV-10, el cable calibre # 8 AWG tiene una $RI= 2.653\ \Omega/km$, por lo cual usando la Ec. IV-14 para los SAFV formados por MFV Yingli se tendrá lo siguiente:

i) CS-SAFV1y CS-SAFV2

La longitud del conductor es de 20m.

$$\Delta V1=(2.653*25.17*40)/1000=2.6V$$

$$\% \Delta V=2.6/417.2=0.64\%$$

Dado que los circuitos de salida de los SAFV hacia los inversores son simétricos se tendrán las mismas caídas de tensión en el SAFV2.

La tabla IV-16 muestra los valores de caída de tensión de los circuitos de salida de los SAFV1 y 2 hacia el inversor A (4ª columna) y la tensión suministrada al inversor (5ª columna).

Tabla IV-16: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las Cajas de Combinación hasta el inversor A. La corriente que lleva cada circuito tiene un valor $I_{mp} = 25.17$ A, el cable propuesto es de un calibre #8AWG con una resistencia por kilometro de longitud RI de $2.653 \Omega/km$

CS-SAFV	Vmp	L (m)	ΔV_{mp}	% Vmp	Vmp Inv
1	417.2	20	2.6	0.6	414.8
2	417.2	20	2.6	0.6	414.8

ii) CS-SAFV3

La longitud del conductor es de 20m.

$$\Delta V_3 = (2.653 * 24.75 * 40) / 1000 = 2.6V$$

$$\% \Delta V = 2.6 / 441.28 = 0.5\%$$

CS-SAFV4

La longitud del conductor es 30m

$$\Delta V_4 = (2.653 * 24.75 * 60) / 1000 = 3.9V$$

$$\% \Delta V = 3.9 / 441.28 = 0.8\%$$

La tabla IV-17 muestra los valores de caída de tensión de los circuitos de salida de los SAFV3 y 4 hacia el inversor B (4ª columna) y la tensión suministrada al inversor (5ª columna).

Tabla IV-17: Caídas de tensión desde el circuito de salida de las Cajas de Combinación hasta el inversor B. La corriente que lleva cada circuito tiene un valor $I_{mp} = 24.75$ A, el cable propuesto es de un calibre #8AWG con una resistencia por kilometro de longitud RI de $2.653 \Omega/km$

CS-SAFV	Vmp	L (m)	ΔV_{mp}	% Vmp	Vmp Inv
3	441.28	20	2.6	0.6	438.6
4	441.28	30	3.9	0.8	437.2

C) Tramo de los inversores hacia el transformador.

a) Ampacidad

Los inversores “entregan” al transformador corriente nominal de 27 A para cada fase. La ampacidad de los conductores está dada por:

$$I_{amp} = 1.25 * I_{out}$$

$$I_{amp} = 1.25 * 27 = 33.75 \text{ A}$$

Por lo tanto, según la tabla IV-7, el calibre del conductor de los circuitos de salida del inversor hacia el transformador deberá ser del #8 AWG, del tipo

THWN-2 con recubrimiento aislante certificado a 600V y 90°C en ambientes secos y húmedos.

b) Caídas de tensión

Es conocido que en un sistema trifásico la potencia eléctrica está dada por la expresión

$$P = \sqrt{3} * V_{f-f} * I * \cos\theta \quad \text{Ec. IV-15}$$

siendo el $\cos\theta$ el factor de potencia, V_{f-f} la tensión eléctrica entre fases e I la corriente que porta cada fase.

También es conocido que la caída de tensión en los puntos terminales de un circuito trifásico, ΔE , está dado por

$$\Delta E = \sqrt{3} * Z_e * I * L \quad \text{Ec. IV-16}$$

siendo Z_e la impedancia del circuito, I la corriente que porta cada fase y L la distancia del circuito.

Para el caso de sistemas eléctricos, la impedancia del circuito se establece a través de la relación siguiente:

$$Z_e = R \cos\theta + X \sin\theta \quad \text{Ec. IV-17}$$

siendo R la resistencia y X la reactancia del circuito.

En la relación anterior, tanto los valores de R como de X se pueden obtener de la tabla 9 (ver ANEXO) que relaciona dichas características eléctricas de los conductores comerciales que se proporcionan por kilometro de longitud. En consecuencia, la expresión que se usa comúnmente para las caídas de tensión de los circuitos trifásicos usando los valores de la tabla 9 es:

$$\Delta E = (\sqrt{3} * Z_e * I * L) / 1000 \quad \text{Ec. IV-18}$$

Y por lo tanto el porcentaje de caída de tensión estará dado por

$$e\% = \frac{\sqrt{3} LI(R \cos\theta + X \sin\theta)}{10 * V_{f-f}} \quad \text{Ec. IV-19}$$

Tomando en consideración los datos de salida de cada inversor con un voltaje entre fases de 480V, una corriente nominal de 27 A, una distancia inversor transformador de 5m, una resistencia por kilometro de longitud para el cable calibre #8 de 2.56 Ω /km, una reactancia de $X=0.213 \Omega$ /km y un factor de potencia de 0.9, se tiene una caída de tensión de 0.56V; es decir

$$\Delta E = 0.56V$$

Lo anterior da un porcentaje de caída de tensión con un valor de 0.11%

4.7.6 Selección del transformador.

Dado que la tensión del circuito salida de los inversores seleccionados es de 480 VCA trifásico @ 60Hz y la tensión en el punto de acoplamiento es de 220 VCA, fue necesario

implementar un transformador de “bajada” que acoplara la potencia de la PSFV con las características eléctricas del PAC. Debido a que la potencia nominal de la PSFV basada en la potencia nominal de los inversores es de 40.0 kW se decidió emplear un transformador con un factor de seguridad del 10% adicional a la potencia nominal del sistema, cuyo voltaje en el devanado primario sea de 480VCA y en el devanado secundario sea de 220VCA. Por lo anterior se mandó a fabricar un transformador tipo pedestal seco de 45 kVA, tres fases en delta 480/220 VCA. La figura IV-25 presenta el diagrama de construcción de dicho transformador y la tabla IV-18 muestra sus características eléctricas.

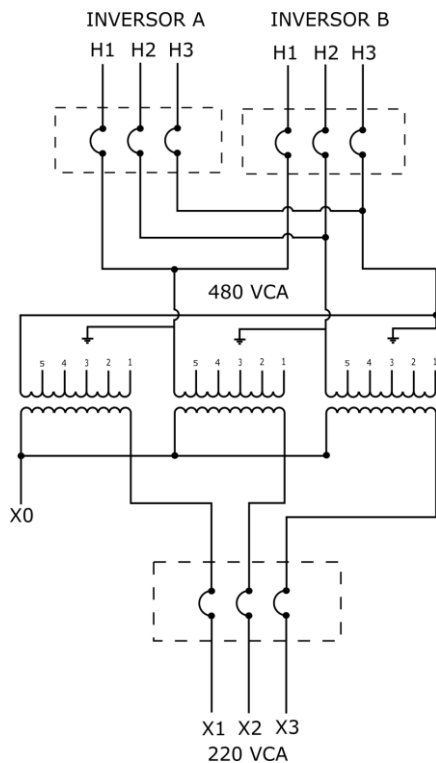


Figura IV-25: diagrama constructivo del transformador empleado para la interconexión con la REL del IER a 220V.

Tabla IV-18: Datos de placa del transformador.

Devanado	Conexión	Deriv.	Tensión (V)	Corriente (A)
Primario	Delta	1	504	51.5
		2	492	52.8
		3	480	54.2
		4	468	55.5
		5	456	56.9
Secundario	Estrella	-	220	116

4.7.6.1 Circuito de salida Transformador punto de acoplamiento en común.

El circuito de salida del transformador tiene las siguientes características eléctricas: Potencia de salida máxima 40kW, Voltaje entre fases 220V CA, corriente por cada fase 116.6 A, factor de potencia 0.9.

La distancia del transformador al punto de acoplamiento común PAC con la REL del IER es de 5m.

El circuito de salida debe estar integrado por conductores eléctricos con una ampacidad de 145.7 A más los factores de corrección correspondientes al agrupamiento y a la temperatura. Dado que son tres conductores que se canalizaran en un ducto metálico que está expuesto a la intemperie, que corre sobre la azotea a 20 cm de altura de ésta, los factores de corrección asociados a este circuito son: la unidad para el factor de agrupamiento y 0.75 para el factor de temperatura, en consecuencia el conductor debe tener una ampacidad de 194.3 A. tomando lo anterior en consideración se eligió un conductor de cobre calibre #1/0 AWG del tipo THWN-2.

Este circuito se conectó en el tablero de distribución del edificio administrativo que tiene una capacidad 50 kVA. La conexión se realizó a través de un dispositivo contra sobrecorrientes de una ampacidad de 150 A y una capacidad interrumpible de 5kA

4.8.- Puesta a tierra del sistema.

Un sistema de puesta a tierra está compuesto por el electrodo de puesta a tierra, el conductor general de puesta a tierra, una barra centralizadora de conductores de puesta a tierra y el conjunto de conductores de puesta a tierra que provienen de los equipos que deben ser puestos a tierra.

La norma especifica que todas las partes metálicas de una instalación fotovoltaica, expuestas a la intemperie y las envolventes metálicas (canalizaciones, cajas o gabinetes) deberán de ser puestas a tierra a través de un conductor de puesta a tierra. Dado que los módulos fotovoltaicos se montan en una estructura metálica, se debe de utilizar un conductor de puesta a tierra para los marcos de los módulos y un conductor de puesta a tierra para la estructura.

En el caso que aquí compete, se utilizaron dispositivos que garanticen unión eléctrica íntima entre el marco de aluminio y la estructura, requiriéndose únicamente un conductor para la puesta a tierra de la estructura. Según la Norma, la sección transversal del conductor de puesta a tierra para las partes metálicas debe ser igual o mayor al conductor de mayor sección transversal del circuito eléctrico relacionado con la envolvente metálica. En este caso dado que las estructuras que albergan cada CFV tiene un circuito eléctrico con un

conductor calibre #14 AWG, cada estructura tiene un conductor de puesta a tierra de dicho calibre el cual se recibe dentro de la Caja de Combinación Cc en donde se encuentra un block metálico que actúa como Terminal Local para la Puesta a Tierra, TLPT, de tres estructuras metálicas. Dichos conductores de puesta a tierra son cable desnudo de cobre.

De cada TLPT sale un conductor desnudo de cobre para la puesta a tierra calibre #8AWG ya que éste es el calibre del circuito de salida de cada Cc. En total son 4 conductores de este tipo que se reciben en un block metálico que actúa como la Terminal Principal de Puesta a Tierra, TPPT, el cual está instalado en un costado del transformador. En esa terminal también se recibe el conductor de puesta a tierra del gabinete de los inversores el cual es un cable de cobre calibre # 8 AWG desnudo.

De la TPPT sale un conductor de cobre desnudo calibre 1/0 AWG hacia el block metálico de puesta a tierra existente en el tablero general en donde se encuentra el PAC.

Los inversores instalados no tienen integrado un transformador, razón por la cual la tipología eléctrica de cada AFV esta flotado a tierra; es decir, no se ha aterrizado intencionalmente el conductor negativo a tierra.

Capítulo V

Estudio Energético

5 ESTUDIO ENERGÉTICO.

5.1 Estimación de la generación de energía de la PSFV.

En la implementación de la TFV es fundamental conocer la cantidad de energía que podemos recibir del Sol, la cual, puede variar dependiendo de la zona geográfica y de factores atmosféricos, ambientales y climatológicos, los cuales juegan un papel fundamental en la eficiencia de los módulos y por ende repercuten en la generación de energía. Es sabido que a una mayor temperatura ambiente, habrá un incremento en la temperatura de las celdas de los módulos, lo que impacta de manera negativa en la producción de energía (pérdidas en potencia asociadas a la temperatura).

La tabla V-1 muestra información sobre el recurso solar disponible y la temperatura ambiente, éstos datos fueron empleados para llevar a cabo una estimación de la producción energética de la PSFV, ésta información fue obtenida de la base de datos de la estación meteorológica ubicada en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM.

Tabla V-1: Recurso Solar disponible y temperatura ambiente

Mes	Recurso Solar (HSP)	Temperatura ambiente °C
Enero	6.28	32.1
Febrero	6.93	33.4
Marzo	7.31	36.0
Abril	6.85	38.0
Mayo	6.83	37.1
Junio	6.03	35.8
Julio	6.27	33.0
Agosto	5.69	34.6
Septiembre	5.46	32.3
Octubre	5.84	32.7
Noviembre	6.23	32.1
Diciembre	5.9	31.3

La cantidad de energía generada por la PSFV depende directamente del aprovechamiento del recurso solar disponible, las pérdidas por conducción, el efecto de la temperatura ambiente sobre los módulos y el rendimiento eléctrico de los inversores. Para la estimación de la producción energética de la PSFV, se consideró a la misma, como dos SFV independientes, la potencia nominal del SFV constituido por MFV Solarever de 260W es de 21.84kW y la potencia del SFV integrado por MFV Yingli de 250W es de 21kW. La estimación que aquí se presenta corresponde al mes de Abril del año 2017

Haciendo uso de las Ec III-1 y Ec III-3 se tiene:

$$Eg = Pp(\text{PSFV}) (\text{HSP})(Rt)(\eta_t) \quad \text{Ec. IV-1}$$

Donde:

Eg: Energía generada

Pp(PSFV): Potencia Pico de la PSFV

H_{SP}: Recurso solar expresado en horas solares pico

Rt: Rendimiento Térmico (expresado en porcentaje)

η_t: Eficiencia Total (Cableado, inversor)

En base a los datos de placa de los coeficientes de temperatura de los módulos fotovoltaicos mostrados en la tabla IV-1 y la temperatura ambiente correspondiente al mes de Abril tomada de la tabla V-1 se calcula la temperatura de la celda y las pérdidas en potencia asociadas a la temperatura.

Empleando la Ec II-6 y la Ec II-8 se tiene:

Para los MFV Yingli

$$T_c = T_{amb} + C_1 G$$

$$C_1 = \frac{(NOCT-20)}{800}$$

$$C_1 = \frac{(46-20)}{800}$$

$$C_1 = 0.033$$

La temperatura de los MFV en el mes de Abril será:

$$T_c = 38^\circ\text{C} + (0.033)(1000)$$

$$T_c = 70.5^\circ\text{C}$$

El diferencial de temperatura esta dado por:

$$\Delta T = T_c - STC$$

$$\Delta T = 70.5 - 25$$

$$\Delta T = 45.5^{\circ}\text{C}$$

Las pérdidas en potencia asociadas a la temperatura se obtienen mediante la siguiente expresión

$$\text{Pérdidas en potencia \%} = \text{Coef de } P_{\text{máx}} (\Delta T)$$

$$\text{Pérdidas en potencia \%} = (-0.42)(45.5)$$

$$\text{Pérdidas en potencia \%} = -19.11$$

Una vez obtenida las pérdidas en potencia asociadas a la temperatura, se estima un rendimiento térmico de la siguiente manera

$$R_T = 100 - \text{Pérdidas en potencia}$$

$$R_T = 100 - 19.11$$

$$R_T = 80.89$$

Sustituyendo en la Ec V-1 los valores obtenidos, considerando que el mes Abril comprende 30 días, se tiene:

$$E_g = 21\text{kW} (6.85)(0.8089)(0.90)(30\text{días})$$

$$\mathbf{E_g = 3,142 \text{ kWh.}}$$

La parte de la PSFV compuesta por 84 MFV Yinlgi de 250W producirá 3,142 kWh en el mes de Abril.

De igual manera se lleva a cabo la estimación de la generación del sistema conformado por MFV Solarever.

$$T_c = T_{amb} + C_2 G$$

$$C_2 = \frac{(NOCT - 20)}{800}$$

$$C_2 = \frac{(45 - 20)}{800}$$

$$C_2 = 0.03125$$

La temperatura de los MFV en el mes de Abril será:

$$T_c = 38 + (0.03125)(1000)$$

$$T_c = 69.25^\circ\text{C}$$

El diferencial de temperatura esta dado por:

$$\Delta T = T_c - STC$$

$$\Delta T = 69.25 - 25$$

$$\Delta T = 44.25^\circ\text{C}$$

las pérdidas en potencia en los MFV Solarever asociadas a la temperatura son las siguientes:

$$\text{Perdidas en potencia \%} = \text{Coef de } P_{\text{máx}} (\Delta T)$$

$$\text{Perdidas en potencia \%} = (-0.42)(44.25)$$

$$\text{Perdidas en potencia \%} = -18.14$$

Ya que se determinaron las pérdidas en potencia asociadas a la temperatura, se estima un rendimiento térmico.

$$R_T = 100 - \text{Pérdidas en potencia}$$

$$R_T = 100 - 18.14$$

$$R_T = 81.86$$

Sustituyendo éstos valores en la Ec V-1 se tiene la estimación energética para el mes de Abril de la parte del sistema fotovoltaico compuesto por 84 módulos marca Solarever.

$$E_g = 21.84\text{kW} (6.85)(0.8186)(0.90)(30\text{días})$$

$$\mathbf{E_g = 3,300 \text{ kWh.}}$$

De tal manera se estima que la parte de la planta solar fotovoltaica conformada por módulos Yingli de 250W y la parte compuesta por módulos Solarever de 260W generarán en el mes de Abril 3,142 kWh y 3,300 kWh respectivamente.

La tabla V-2 y V-3 muestran la generación de cada SFV para todos los meses del año, las figuras V-1 y V-2 muestran a manera de gráfica de barras la producción energética correspondiente a cada mes del año.

Tabla V-2: Estimación de la energía de la PSFV compuesta por MFV Yingli de 250W

Mes	Dias	P_P (kW)	R_s (HSP)	Pot. Efectva (W)	Tamb (°C)	Tc (°C)	ΔT (°C)	Perdidas en Pot. (%)	R_T (%)	E_G (kWh)	E_G (MWh)
Jan	31	21	6.28	3.34	32.1	64.60	39.60	-16.63	83.37	3,067	3.07
Feb	28	21	6.93	3.03	33.4	65.90	40.90	-17.18	82.82	3,037	3.04
Mar	31	21	7.31	2.87	36	68.50	43.50	-18.27	81.73	3,500	3.50
Apr	30	21	6.85	3.07	38	70.50	45.50	-19.11	80.89	3,142	3.14
May	31	21	6.15	3.41	37.1	69.60	44.60	-18.73	81.27	2,928	2.93
Jun	30	21	6.03	3.48	35.8	68.30	43.30	-18.19	81.81	2,797	2.80
Jul	31	21	6.27	3.35	33	65.50	40.50	-17.01	82.99	3,049	3.05
Aug	31	21	5.69	3.69	34.6	67.10	42.10	-17.68	82.32	2,744	2.74
Sep	30	21	5.46	3.85	32.3	64.80	39.80	-16.72	83.28	2,578	2.58
Oct	31	21	5.84	3.60	32.7	65.20	40.20	-16.88	83.12	2,844	2.84
Nov	30	21	6.23	3.37	32.1	64.60	39.60	-16.63	83.37	2,945	2.94
Dec	31	21	5.9	3.56	31.3	63.80	38.80	-16.30	83.70	2,893	2.89
Promedio											2.96
Total											35.53

Tabla V-3: Estimación de la energía de la PSFV compuesta por MFV Solarever de 260W

Mes	Dias	P_P (kW)	R_s (HSP)	Pot. Efectva (W)	Tamb (°C)	Tc (°C)	ΔT (°C)	Perdidas en Pot. (%)	R_T (%)	E_G (kWh)	E_G (MWh)
Jan	31	21.8	6.28	3.47	32.1	63.35	38.35	-15.72	84.28	3,219	3.22
Feb	28	21.8	6.93	3.15	33.4	64.65	39.65	-16.26	83.74	3,188	3.19
Mar	31	21.8	7.31	2.98	36	67.25	42.25	-17.32	82.68	3,676	3.68
Apr	30	21.8	6.85	3.18	38	69.25	44.25	-18.14	81.86	3,300	3.30
May	31	21.8	6.15	3.54	37.1	68.35	43.35	-17.77	82.23	3,076	3.08
Jun	30	21.8	6.03	3.62	35.8	67.05	42.05	-17.24	82.76	2,937	2.94
Jul	31	21.8	6.27	3.48	33	64.25	39.25	-16.09	83.91	3,200	3.20
Aug	31	21.8	5.69	3.83	34.6	65.85	40.85	-16.75	83.25	2,881	2.88
Sep	30	21.8	5.46	3.99	32.3	63.55	38.55	-15.81	84.19	2,706	2.71
Oct	31	21.8	5.84	3.73	32.7	63.95	38.95	-15.97	84.03	2,985	2.98
Nov	30	21.8	6.23	3.50	32.1	63.35	38.35	-15.72	84.28	3,090	3.09
Dec	31	21.8	5.9	3.69	31.3	62.55	37.55	-15.40	84.60	3,036	3.04
Promedio											3.11
Total											37.29

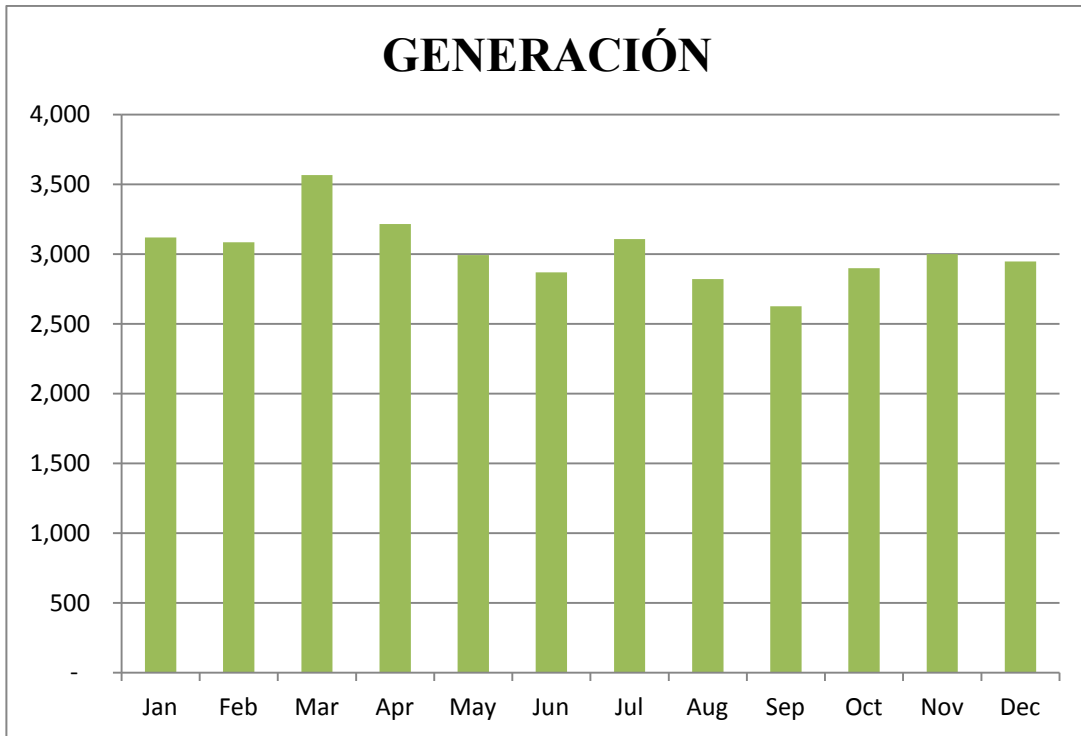


Figura V-1:-Estimación energética de la planta solar fotovoltaica conformada por módulos Yingli de 250W

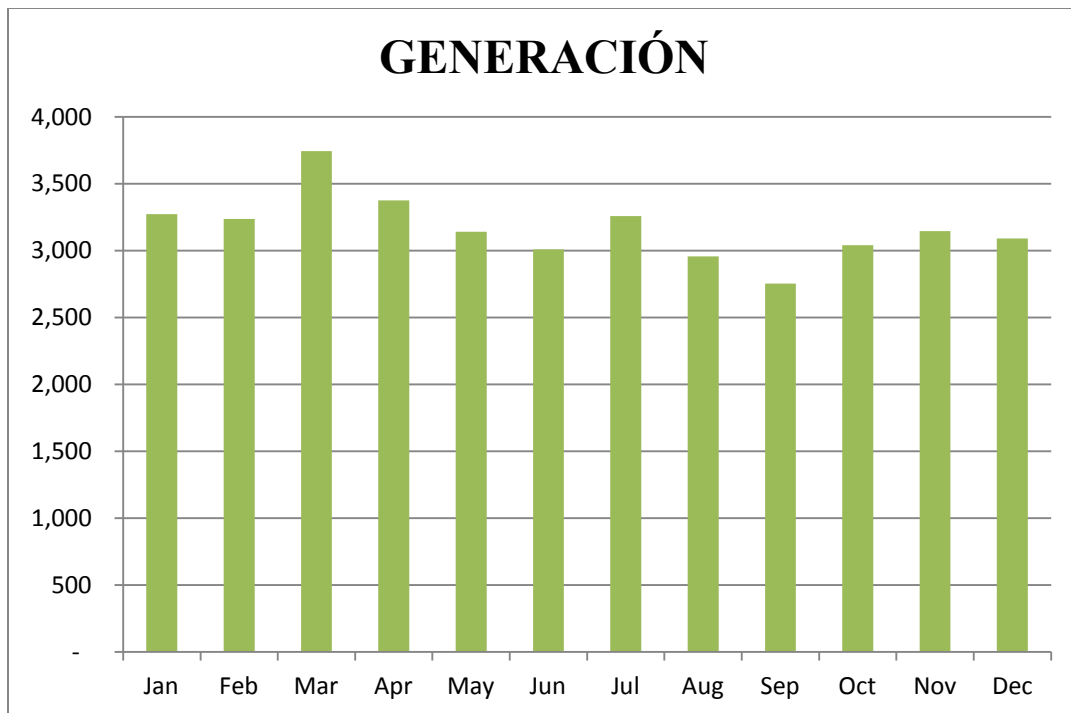


Figura V-2:-Estimación energética de la planta solar fotovoltaica conformada por módulos Solarever de 260W

5.2.- Cuantificación de la energía producida por el sistema fotovoltaico.

Un analizador de redes es un dispositivo que examina distintos parámetros de la red eléctrica, tales como fluctuaciones en los valores de corriente y tensión de la red, armónicos, consumos de potencia entre otras.

Con la finalidad de cuantificar la energía generada por la PSFV y su comportamiento con la REL, fueron utilizados dos analizadores de redes, los cuales fueron conectados en el sitio de instalación, uno en el circuito de salida de los inversores, y otro en el circuito de salida del transformador. La figura V-3 muestra los equipos empleados para la cuantificación de la energía, y la figura V-4 muestra la conexión en sitio de los mismos.



Figura V-3: Analizadores de redes eléctricas, el primero es un analizador marca HIOKI modelo PW3198 y el segundo es de la marca AEMC modelo 3945-B.

El equipo colocado en el circuito de salida de los inversores fue el analizador de la marca HIOKI, mientras que en el circuito de salida del transformador se colocó el analizador de la marca AEMC. Los analizadores fueron programados de tal manera que el almacenamiento de datos tuviera lugar cada cinco minutos. El análisis se llevó a cabo del día 5 de Mayo de 2017 al 11 de Mayo de 2017.

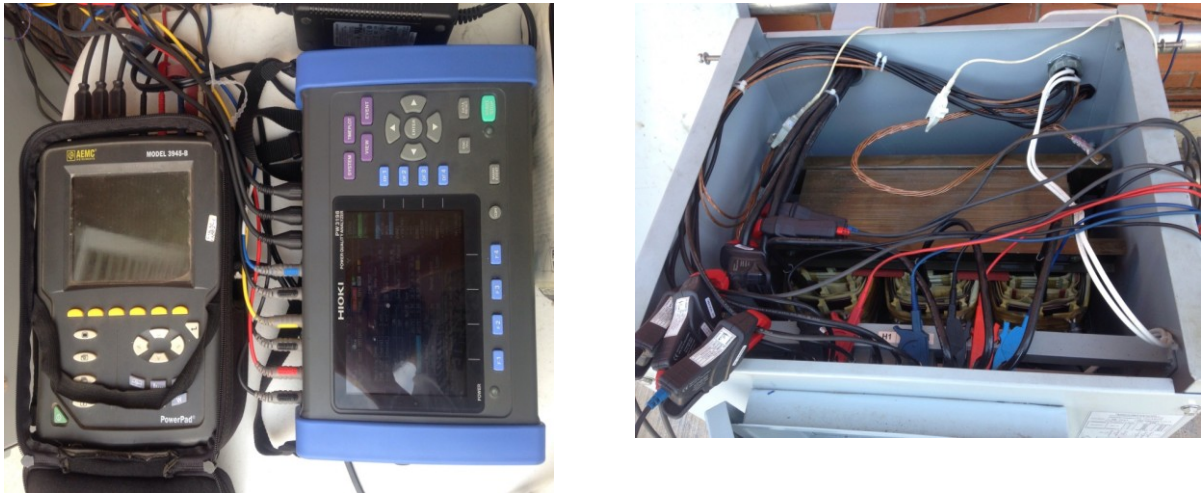


Figura V-4: Analizadores colocados en el sitio de instalación, en el circuito de salida de los inversores y en el circuito de salida del transformador.

A continuación, se presenta de manera gráfica, la cantidad de energía entregada por los inversores al transformador así como la potencia entregada a la red eléctrica desde el 5 de Mayo hasta el 11 de Mayo del 2017.

El día 5 de Mayo del 2017 la PSFV comenzó a generar energía a partir de las 07:50 hasta las 19:30 horas, la máxima potencia registrada por el analizador a la salida de los inversores fue de 33kW, mientras que la máxima potencia registrada a la salida del secundario del transformador fue de 30.5kW.

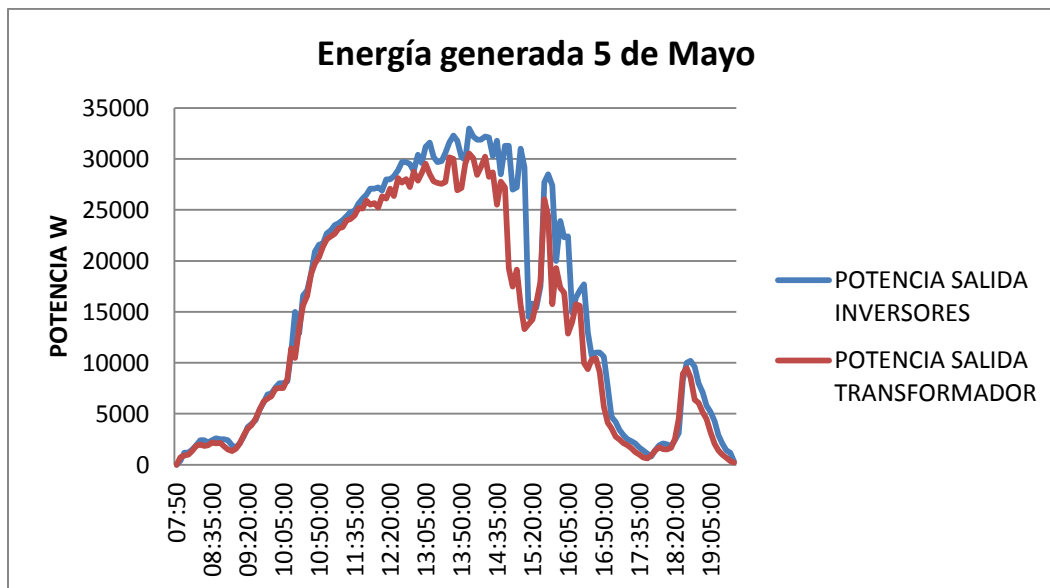


Figura V-5: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador para el 5 de Mayo

El día 6 de Mayo de 2017 la generación de energía comenzó a las 07:40 horas y culminó a las 19:20 horas, la potencia máxima generada por el sistema fotovoltaico fue de 35.9kW y la potencia registrada a la salida del transformador fue de 32kW.

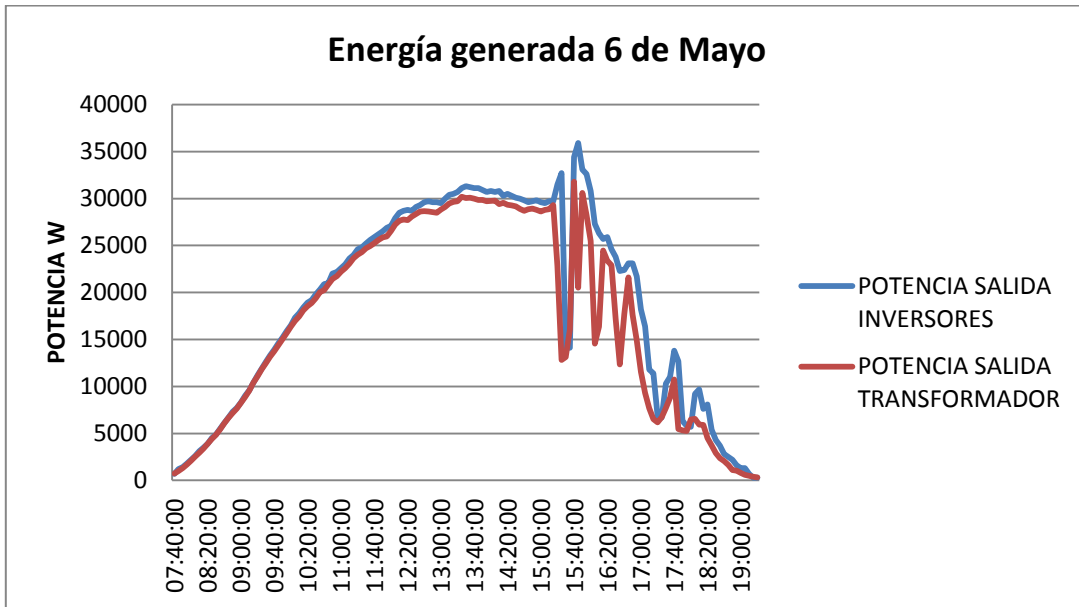


Figura V-6: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador

El 7 de Mayo de 2017 la generación inició a las 7:30 horas y finalizó a las 19:20 horas, la potencia máxima registrada a la salida de los inversores fue de 30kW y la potencia a la salida del transformador fue de 29kW.

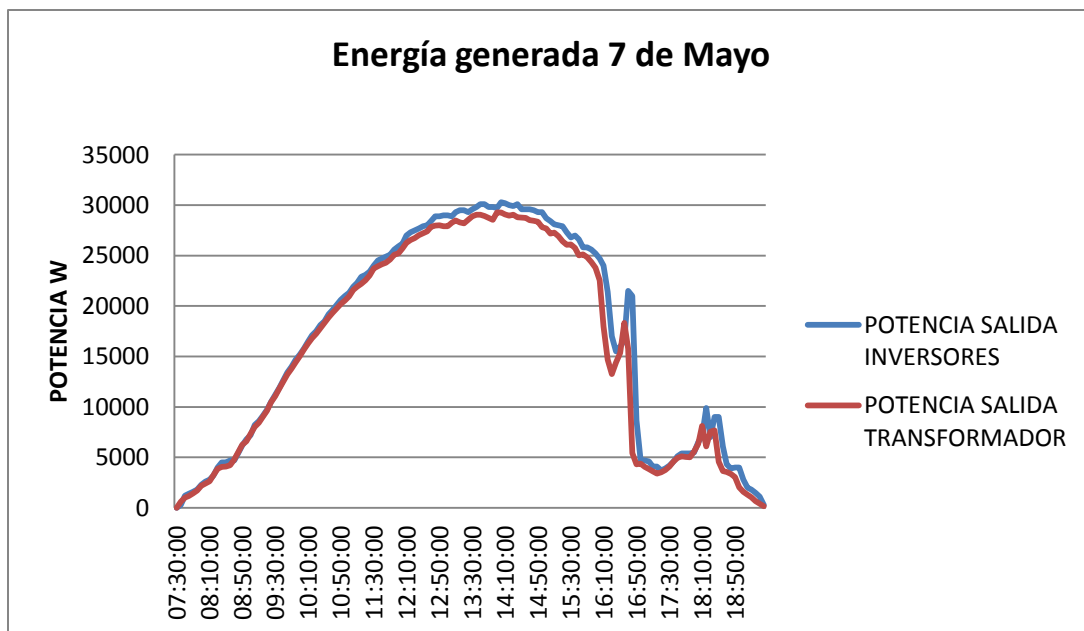


Figura V-7: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador

El 8 de Mayo de 2017 a las 7:35 horas fue registrado el inicio de generación de energía de la PSFV el cual tuvo una potencia máxima de 30.2kW finalizando a las 18:50 horas con una potencia máxima entregada a la red eléctrica por el transformador de 29kW.

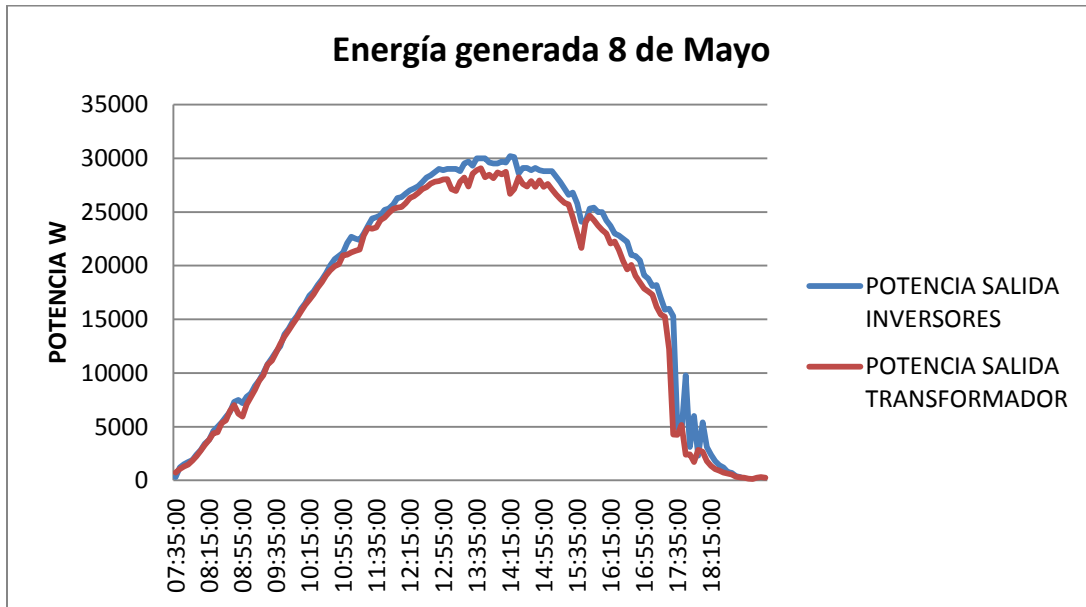


Figura V-8: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador

El 9 de Mayo de 2017 se registró desde las 7:35 horas hasta las 19:45 horas, la máxima potencia generada por el sistema fotovoltaico fue de 29.9kW mientras que la máxima potencia registrada a la salida del transformador fue de 27.5kW.

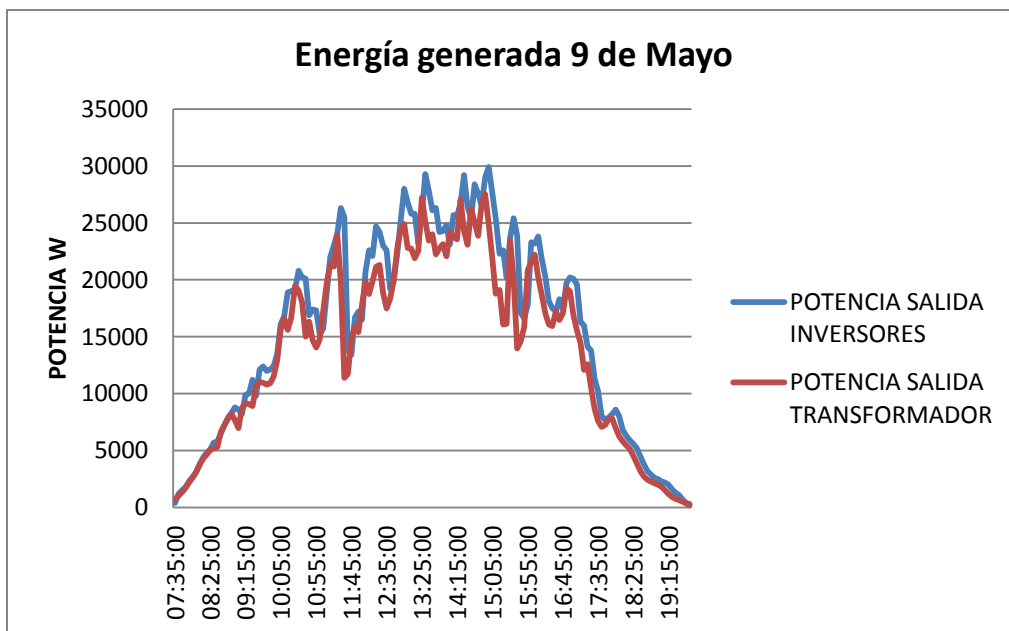


Figura V-9: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador

El 10 de Mayo de 2017 se comenzó el registro a las 7:35 horas y se concluyo a las 19:05 horas, los datos arrojados fueron, una potencia máxima a la salida de los inversores de 32kW y 28.5kW a la salida del transformador.

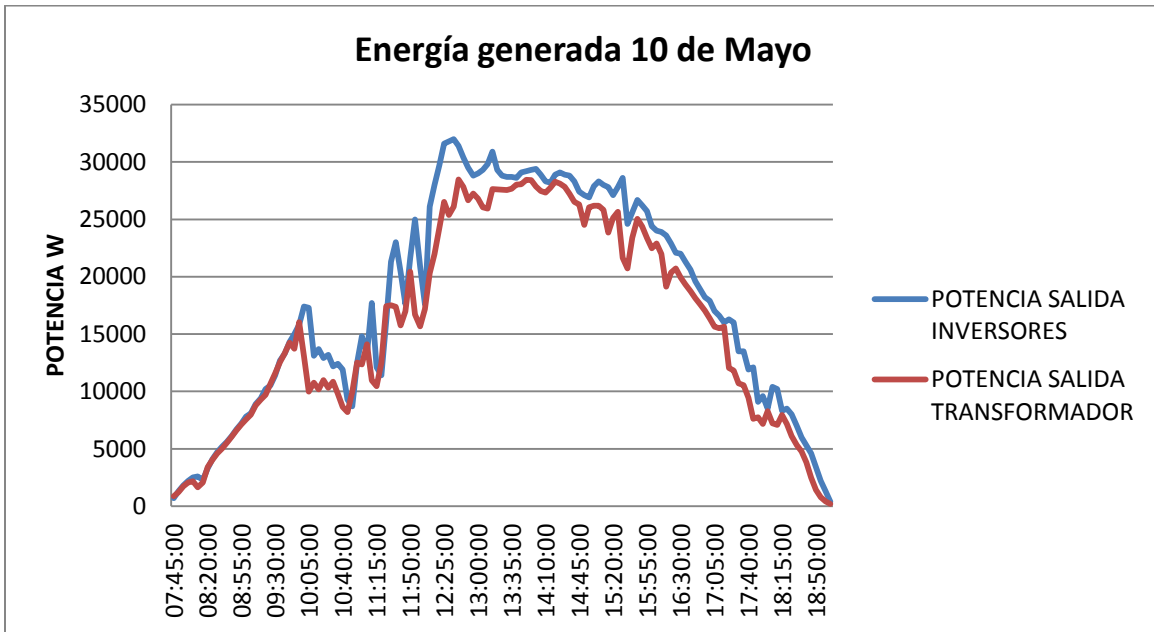


Figura V-10: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador

El 11 de Mayo de 2017 el registro comenzó a las 7:45 horas y concluyo a las 19:05 horas, la potencia máxima registrada en la salida de los inversores y la potencia entregada por el transformador fue de 34.6kW y 30.5kW respectivamente.

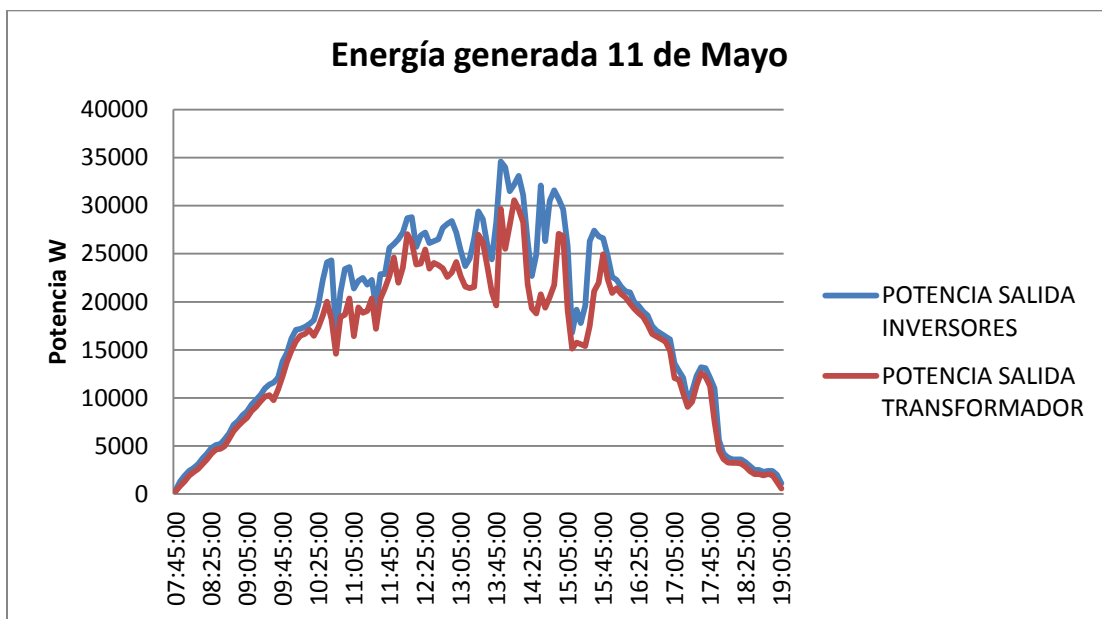


Figura V-11: Potencia a la salida de los inversores y a la salida del transformador

Capítulo VI

Resultados y Conclusiones

RESULTADOS

- Con base en la disponibilidad de superficie, fue realizado el dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica (PSFV).
- Se determinó la potencia pico de la PSFV
- Se determinó cual era la configuración óptima de los arreglos fotovoltaicos acoplados a los inversores de la planta.
- Se realizó el diseño eléctrico de acuerdo a los requerimientos establecidos en la norma oficial mexicana NOM 001 SEDE-2012.
- Se elaboró una estimación de la generación de energía de la PSFV, la generación mensual será de 6MW y la producción anual de energía será del orden de los 73 MW.
- Se llevo a cabo la instalación, la interconexión con la red eléctrica local del Instituto de Energías Renovables y la puesta en operación de la PSFV.
- Se llevó a cabo un análisis del desempeño energético de la planta.
- Se estima que la planta de energía de origen solar fotovoltaica tendrá un impacto ambiental evitando la generación de 36.5 toneladas de CO₂ anuales, además de crear conciencia ecológica y obtener ahorros energéticos.
- La PSFV contribuye con el 10% del consumo total energético del Instituto de Energías Renovables.

CONCLUSIONES

- La Tecnología Fotovoltaica (TFV) no consume recursos naturales durante su vida útil y tampoco emite sustancias contaminantes hacia el medio ambiente, es una tecnología limpia y duradera, la cual no requiere de mantenimiento, solamente depende de la infinidad de un único recurso, el Sol.
- Los dispositivos que llevan a cabo la conversión de la energía solar en energía eléctrica son llamados dispositivos fotovoltaicos, la unidad mínima de conversión es conocida como celda solar, el conjunto de celdas solares interconectadas entre sí, se le define como MFV.
- La combinación de la TFV con dispositivos acondicionadores de potencia dan lugar a un SFV.
- La cantidad de energía producida por un SFV depende directamente de la radiación solar y de factores climatológicos y ambientales.
- Para llevar a cabo el diseño, instalación implementación y puesta en operación de los SFV, es primordial el cumplimiento de la normatividad.
- Un diseño adecuado de un SFV garantiza la seguridad, durabilidad y eficiencia del mismo.
- El cumplimiento de los requerimientos normativos asegura que todas las partes y componentes que lo conforman tengan un desempeño seguro y eficiente.
- El Instituto de Energías Renovables y la Universidad Nacional Autónoma de México impulsan la generación de energía limpia y renovable a través del desarrollo e implementación de una PSFV de 42kWp.

REFERENCIAS

1. **Tecnología fotovoltaica aplicada al bombeo de agua.** Dr. Aarón Sánchez Juárez. FIRCO-SAGARPA
2. **Solar Engineering of Thermal Processes.** John A. Duffie, William A. Beckman
3. **Hora solar pico.** Dr. Antonio Sarmiento Sera, Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables
4. **Mapas recurso solar:** <http://www.nrel.gov/gis/solar.html>
5. **Datos climatológicos:** eosweb.larc.nasa.gov
6. **Datos climatológicos** <http://www.ruoa.unam.mx/>
7. **Fotovoltaica para profesionales (Diseño, instalación y comercialización de plantas solares).** F. Anthony, C. DÜrschner, K. Remmers, Censolar.
8. **Sistemas fotovoltaicos conectados a red, estándares y condiciones técnicas.** M. Castro Gil, Luis Dávila, A. Colmenar Santos. Censolar
9. **Notas curso diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.** IER-UNAM.
10. **Design and assessment of solar PV plant for girls hostel (GARGI) of MNIT University, Jaipur city: A case study.** Rahul Khatri Guest Faculty, Centre for Energy & Environment, Malaviya National Institute of Technology, Jaipur, India
11. **Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems.** Jayanta Deb Mondol^{a,*}, Yigzaw G. Yohanis^a, Brian Norton^b. ^aSchool of the Built Environment, University of Ulster, Newtownabbey, Northern Ireland BT370QB, UK, ^bDublin Institute of Technology, Aungier Street, Dublin, Ireland.
12. **Design of grid connected PV systems considering electrical, economical and environmental aspects: A practical case.** Alberto Fernández-Infantesa, Javier Contreras, José L. Bernal-Agustín
13. **NOM 001 SEDE-2012.- artículo 690 sistemas solares fotovoltaicos.**
14. **Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos, especificación G0100-04.** COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
15. **Especificaciones técnicas instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica asociadas a proyectos productivos.** Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).
16. **Estudio de cargas sobre cubiertas Fotovoltaicas.** Miguel Hernández
17. **Manual de Diseño de Obra Civil, Diseño por Viento.** CFE, IEE.

ANEXOS

IMÁGENES EN SITIO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO



Distribución de las mojoneras sobre la azotea del auditorio Tonatiuh y montaje de las UBM



Vista panorámica de las UMB que componen a la PSFV



Base para alojar al transformador



Nicho de los inversores y transformador

YGE 60 CELL SERIES 2



18.0%

EFICIENCIA DE LA CELDA

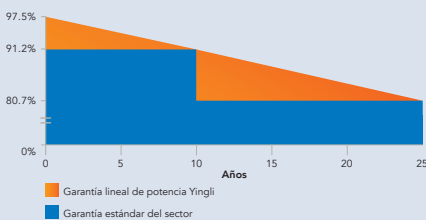
10 AÑOS

GARANTÍA DE PRODUCTO

0-5W

TOLERANCIA DE POTENCIA

Garantía lineal a 25 años



CALIDAD PROBADA EN UNA NUEVA DIMENSIÓN

Probados de manera independiente para garantizar su calidad y fiabilidad a largo plazo. Millones de módulos fotovoltaicos instalados en todo el mundo demuestran el liderazgo de Yingli en el sector.



Durabilidad

Módulos fotovoltaicos duraderos, probados independientemente en condiciones ambientales adversas tales como la exposición al ambiente salino, amoníaco y factores de riesgo del PID.



Cristal avanzado

Nuestro cristal de alta transmisión cuenta con una capa antirreflejante única que permite dirigir más luz hacia las celdas solares, resultando en una mayor producción energética.



Tamaño de módulo más vendido

Opción preferida de millones de bancos e inversionistas, este tamaño es perfecto para casi todas las aplicaciones.



Resistente al PID

Probado conforme a la norma IEC 62804, nuestros módulos fotovoltaicos han demostrado ser resistentes al PID (Degradación por Potencia Inducida), que se traduce en seguridad para su inversión.

Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE:YGE), conocida como "Yingli Solar", es uno de los fabricantes líderes de paneles solares con la misión de ofrecer energía verde asequible para todos. Con más de 50 millones de paneles solares mundialmente, Yingli Solar hace posible la energía solar en comunidades en todo el mundo gracias a su experiencia global en fabricación y logística para abordar retos locales específicos.

YGE 60 CELL SERIES 2

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)

Tipo de módulo	YLxxxP-29b (xxx=P _{max})						
	P _{max}	W	270	265	260	255	250
Potencia de salida	P _{max}	W	270	265	260	255	250
Tolerancias de potencia de salida	P _{max}	W	0 / + 5				
Eficiencia del módulo	η _m	%	16.6	16.3	16.0	15.7	15.4
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	30.7	30.5	30.3	30.0	29.8
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	8.80	8.70	8.59	8.49	8.39
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	37.9	37.8	37.7	37.7	37.6
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9.27	9.18	9.09	9.01	8.92

STC: 1000 W/m² de irradiancia, 25°C de temperatura de célula, espectro AM 1.5g conforme a la EN 60904-3. Reducción media de la eficiencia relativa de 3,3% a 200 W/m² según la EN 60904-1.

Parámetros eléctricos a temperatura operativa nominal de la célula (TONC)

Tipo de módulo	YLxxxP-29b (xxx=P _{max})						
	P _{max}	W	196.9	193.3	189.7	186.0	182.4
Potencia de salida	P _{max}	W	196.9	193.3	189.7	186.0	182.4
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	28.0	27.8	27.6	27.4	27.2
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	7.04	6.96	6.87	6.79	6.71
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	35.0	34.9	34.8	34.8	34.7
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7.49	7.42	7.35	7.28	7.21

TONC: temperatura operativa del módulo en circuito abierto a 800 W/m² de irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura operativa nominal de la célula	TONC	°C	46 +/- 2
Temperatura coeficiente de P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperatura coeficiente de V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.32
Temperatura coeficiente de I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.05
Temperatura coeficiente de V _{mpp}	β _{Vmpp}	%/°C	-0.42

CONDICIONES OPERATIVAS

Tensión máxima del sistema	1000V _{DC}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40°C to 85°C
Máxima carga estática frontal (ej. nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (ej. viento)	2400Pa
Máx. impacto por granizo (diámetro/velocidad)	25mm / 23m/s

MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / número de busbar)	60/ silicio multicristalino / 156 mm x 156 mm/ 2 o 3
Marco (material / color / color de anodizado / sellado de bordes)	Aluminio anodizado / plata / claro / adhesivo
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección transversal)	1000mm / 4mm ²
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 o Amphenol H4 / IP68

- Debido a la continua innovación, investigación y mejora del producto, la información y las especificaciones citadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- Los datos no están referidos a un único módulo y no forman parte de la oferta, sirven solo para su comprobación entre diferentes tipos de módulos.

CUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, MCS, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



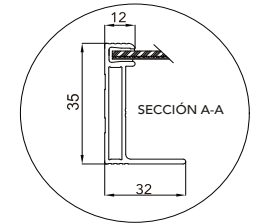
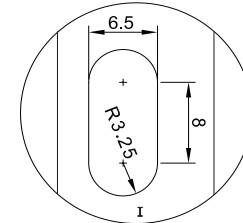
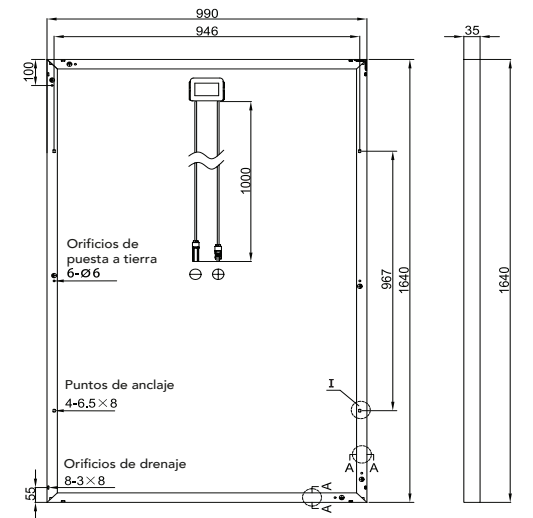
CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (Longitud/Ancho/Alto)	1640mm / 990mm / 35mm
Peso	18.5kg

ESPECIFICACIONES DE EMBALAJE

Número de módulos por palé	29
Número de palés por contenedor de 40'	28
Dimensiones de la caja de embalaje (Longitud/Ancho/Alto)	1700mm / 1135mm / 1165mm
Peso de la caja	568kg

Unidad: mm



Advertencia: Lea el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar u operar módulos de Yingli Solar.

Partners de Yingli:



Yingli Green Energy Americas

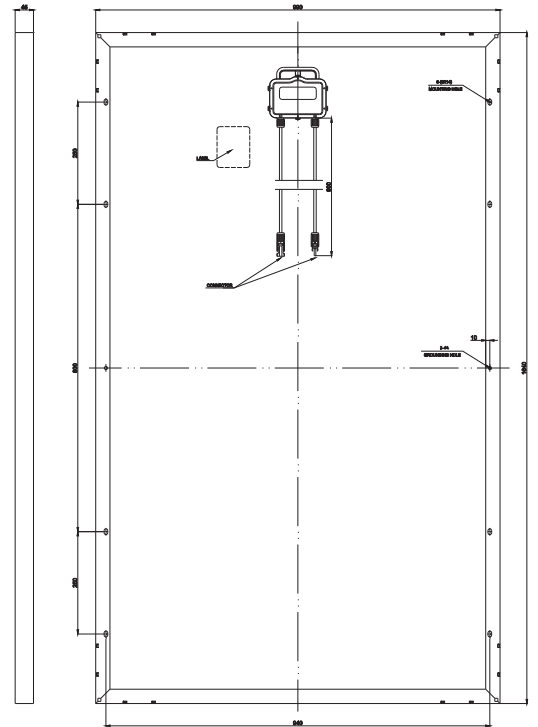
LatAm-info@yingliamericas.com

YINGLISOLAR.COM



Mechanical Characteristics

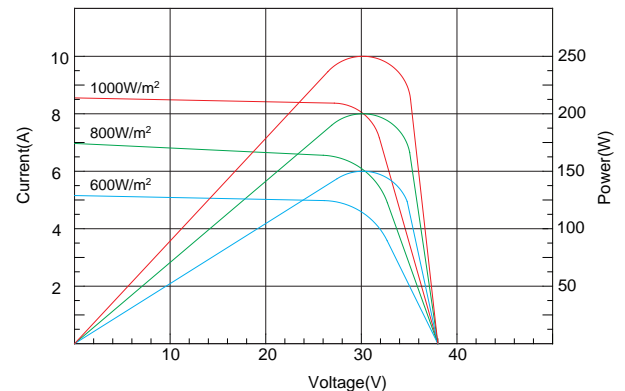
Type of cell	Poly-Crystalline 156x156mm
Cells Array and Number	6x10(60pcs)
Dimensions	1640x990x45mm
Weight	18.5Kg
Front Glass	3.2mm Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Encapsulation	Glass/EVA/Cells/EVA/TPT
Relative Humidity	0 to 100%
Resistance	227g steel ball fall down from 1m height and 60m/s wind
Snow load parameters	2400Pa



Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature(NOCT)	45 °C ± 5 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-(0.410 ± 0.05)%/K
Temperature Coefficient of Voc	-(0.320 ± 0.01)%/K
Temperature Coefficient of Isc	-(0.050 ± 0.05)%/K
Maximum Series Fuse/current rating	10A

I-V Characteristics Curve



Electrical Characteristics

Characteristics	245W	250W	255W	260W
Open-Circuit Voltage(Voc)	37.95V	38.33V	38.59V	38.82V
Optimum Circuit Voltage(Vmp)	30.55V	30.79V	31.18V	31.52V
Short-Circuit Current(Isc)	8.58A	8.68A	8.72A	8.83A
Optimum Circuit Current(Imp)	8.02A	8.12A	8.18A	8.25A
Maximum Power at STC(Pmax)	245W	250W	255W	260W
Module Efficiency	15.08%	15.39%	15.59%	16.01%
Operating Temperature	-40 °C to +85 °C			
Maximum System Voltage	1000V DC			
Power tolerance	±3%			
STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25 °C, AM=1.5				

ABB string inverters

TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD

20kW to 27.6kW



A commercial photovoltaic (PV) system using a TRIO-based modular architecture can reduce balance of system (BOS) costs by as much as 40 percent.

The TRIO is a modular option using models at 20.0kW and 27.6kW.

It can be used alone for a 20kW system or combined as building blocks for large commercial and utility scale systems. With two independent Multiple Power Point Trackers (MPPT) and peak efficiency ratings of 98.2 percent, these inverters offer superior energy harvest. The flat efficiency curves offer high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

Employing fanless convection cooling and no electrolytic capacitors, the TRIO is designed for long service life.

The TRIO offers flexible power factor control to comply with utility grid requirements where required.

As the first 1000Vdc string inverter certified to UL1741, the TRIO leads the way for efficient, cost-saving, decentralized system design. This commercial inverter is equipped with integrated Modbus and utility interactive controls including adjustable power factor and curtailment. Additional AC and DC protections as well as arc-fault circuit interruption are all available in the TRIO.

These inverters provide the monitoring, control features, and protection required in today's commercial solar installations.

Highlights

- This flexible and dependable three-phase string inverter has innovative features to lower system Levelized Cost of Energy (LCOE) and improve Return on Investment (ROI) on commercial solar installations
- Fully utilize available roof space and maximize harvest with dual independent MPPT
- 1000V input voltage lowers installation and material costs
- Easy to install on any wall, racking, or carport structure

Additional highlights

- Multiple AC and DC level protection options available including Arc-Fault Circuit Interruption (AFCI)
- Wide DC input voltage and operating temperature range enable greater PV array design flexibility
- Modular design capability improves system availability and eliminates single point of failure
- Utility interactive control features and Modbus protocol integrates with monitoring and control systems
- Design uses natural convection cooling and no electrolytic capacitors for increased reliability
- Easy to install sun shield accessory allows mounting in direct sunlight



Technical data and types

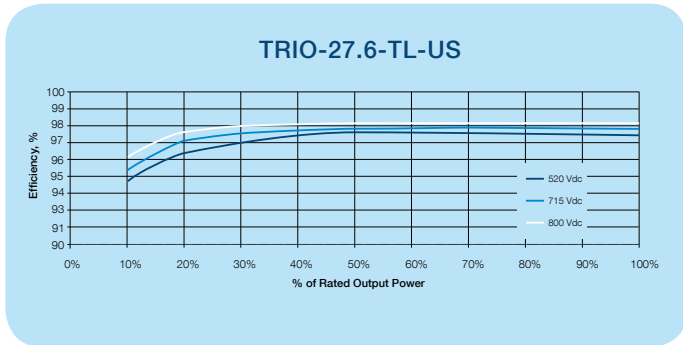
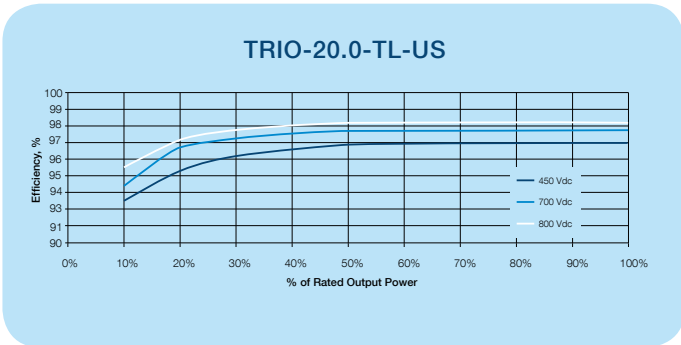
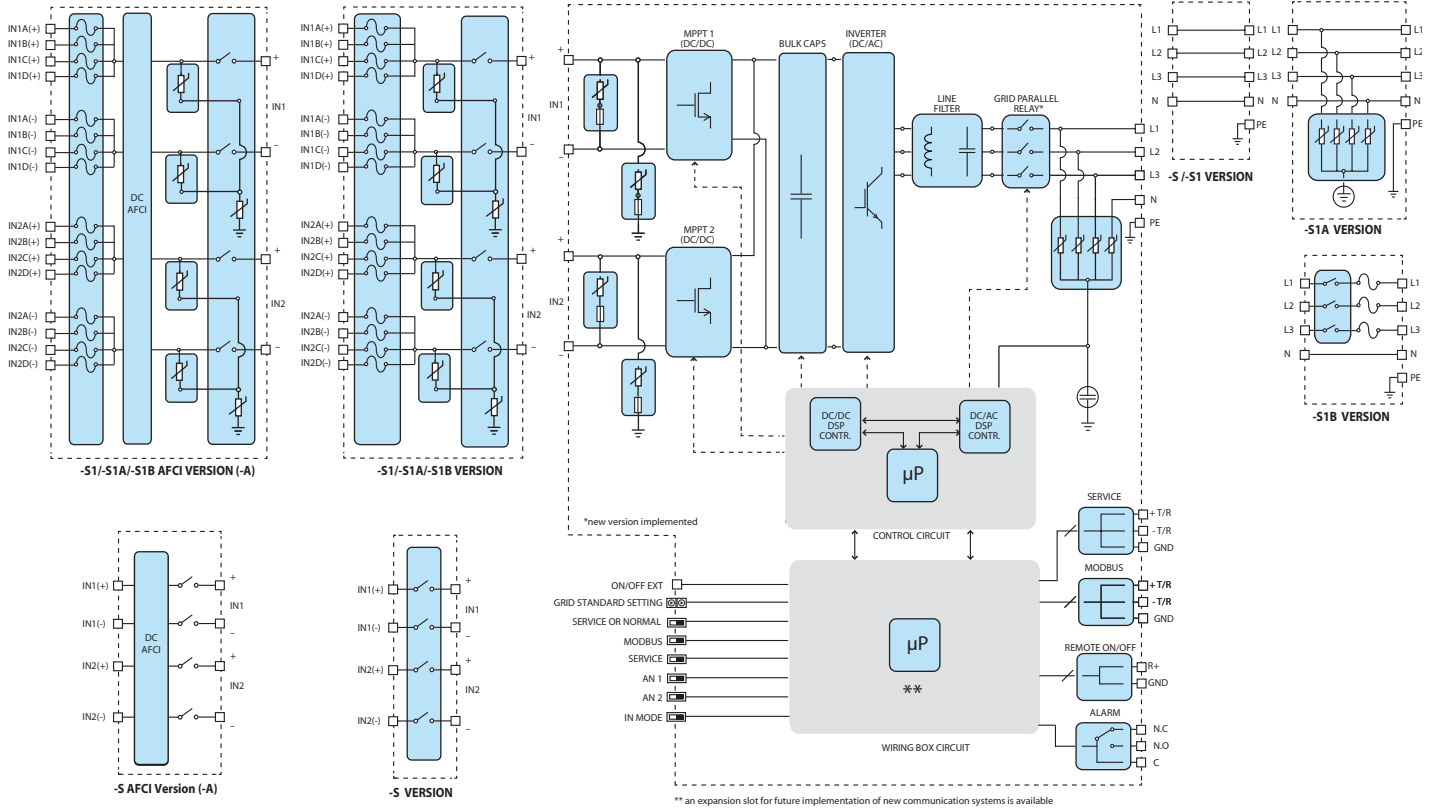
Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Nominal output power	20000W	27600W
Maximum output power	22000W ¹	30000W ¹
Rated grid AC voltage	480V	
Input side (DC)		
Number of independent MPPT channels	2; Non-AFCI models are programmable for 1 MPPT	
Maximum usable power for each MPPT channel	12000W	16000W
Absolute maximum voltage (V_{max})	1000V	
Start-up voltage (V_{start})	360V (adj. 250-500V)	
Full power MPPT voltage range	450-800V	520-800V
Operating MPPT voltage range	200-950V	
Maximum usable current ($I_{dc\ max}$) per MPPT channel	25.0A	30.9A
Maximum short circuit current ($I_{sc\ max}$) per MPPT channel	30.0A	36.0A
Number of inputs (strings) per MPPT channel	-S version: 1; -S1, -S1A, -S1B versions: 4	
Array wiring termination type	Terminal block, screw terminal, copper only, -S: 12AWG-2AWG; -S1, -S1A, -S1B: 12AWG-6AWG	
Output side (AC)		
Grid connection type	3Ø/4W + Ground	
Default operating voltage range	422-528V	
Extended adjustable voltage range	240-552V ²	
Nominal grid frequency	60Hz	
Adjustable grid frequency range	57-63Hz	
Continuous current	27.0 A _{RMS}	36.0 A _{RMS}
Contributory fault current (@ 1 cycle)	51.4 A _{RMS}	42.72 A _{RMS}
Power factor	> 0.995 (adj. ±0.8, or ±0.9 for active power >20kW)	>0.995 (adj. ± 0.8, or ±0.9 for active power >27.6kW)
Total harmonic distortion at rated power	<3%	
Grid wiring termination type	Pass-through terminal. Tension clamp. Copper 8AWG-4AWG	Pass-through terminal. Tension clamp. Copper 6AWG-4AWG
Input protection devices		
Reverse polarity protection	Yes, passive inverter protection only. ³	
Supplementary over-voltage protection type for each MPPT	-S1, -S1A, -S1B version: plug-in class II modular surge arrester	
PV array ground fault detection	Meets UL1741/NEC requirements	
Output protection devices		
Anti-islanding protection	Meets UL 1741 / IEEE 1547 requirements	
Supplementary over-voltage protection type	-S1A version: plug-in class II modular surge arrester	
Optional AC fused disconnect current rating (per contact)	-S1B version: 35A	-S1B version: 45A
Maximum AC OCPD rating	40A	50A
Operating performance		
Efficiency (Max/CEC)	98.2% / 97.5%	
Feed-in power threshold	65W _{RMS}	70W _{RMS}
Communication		
User-interface display	5.5" x 1.25" graphic display	
Standard communication interfaces	(1) RS485 connection, can be configured for Aurora protocol or Modbus RTU. Support for optional monitoring expansion cards.	
Optional remote monitoring logger	VSN 700	
Environmental		
Ambient operating temperature range	-22°F to +140°F (-30°C to +60°C) Derating above +113°F (45°C)	
Ambient storage temperature range	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)	
Relative humidity	0-100% condensing	
Acoustic noise emission level	<50 db (A) @1m	
Maximum operating altitude without derating	6560ft (2000m)	
Mechanical specifications		
Enclosure rating	NEMA 4X	
Cooling	Natural convection	
Dimensions H x W x D	41.7 x 27.6 x 11.5 in. / 1061 x 702 x 292 mm.	
Unit weight	157lb (71kg)	168lb (76kg)
Conduit connections	Bottom: (2) concentric DC KOs 1", 1 1/2" on removable plate, (2) 1/2" plugged comm. openings, (1) 1" plugged AC opening	
Mounting system	Wall bracket	

1. Capability enabled within maximum input current, maximum input power, maximum output current, ambient operating temperature limits, and power factor at unity.

2. Extended voltage range is for trip settings only, not operational voltage ranges.

3. In -S1, -S1A and -S1B models, the string polarity must be verified before connection. Please refer to installation manual for the correct installation procedure.

Block diagram of TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Safety	Transformerless. Floating array required.	
Isolation level	UL1741, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part 15 Sub-part B Class B Limits	
Safety and EMC standard	CSA US	
Safety approval	CSA US	
Available models		
Standard with DC disconnect	TRIO-20.0-TL-OUTD-S-US-480	TRIO-27.6-TL-OUTD-S-US-480
With DC disconnect, DC fuses and DC surge protection	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1-US-480	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1-US-480
With DC disconnect, DC fuses, DC surge protection and AC surge protection	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1A-US-480	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1A-US-480
With DC disconnect, DC fuses, DC surge protection and AC fused disconnect	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1B-US-480	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1B-US-480
Standard with DC disconnect and Arc-Fault circuit interruption	TRIO-20.0-TL-OUTD-S-US-480-A	TRIO-27.6-TL-OUTD-S-US-480-A
With DC disconnect, DC fuses, DC surge protection and Arc-Fault circuit interruption	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1-US-480-A	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1-US-480-A
With DC Disconnect, DC fuses, DC surge protection, AC surge protection and Arc-Fault circuit interruption	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1A-US-480-A	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1A-US-480-A
With DC disconnect, DC fuses, DC surge protection, AC fused disconnect and Arc-fault circuit interruption	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1B-US-480-A	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1B-US-480-A
Accessories		
TRIO sun shield	36" x 40" x 14" 26 lbs.	
VSN300 Wifi Logger Card	Data monitoring; 1 required per inverter	

All data is subject to change without notice

Support and service

ABB supports its customers with a dedicated, global service organization in more than 60 countries, with strong regional and national technical partner networks providing a complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters

www.abb.com

© Copyright 2015 ABB. All rights reserved. Specifications subject to change without notice.



Tabla 9.- Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 volts, 3 fases a 60 Hz y 75 °C.

Tres conductores individuales en un tubo conduit.

Area mm ²	Tamaño (AWG o kcmil)	Ohms al neutro por kilómetro													
		X _L (Reactancia) para todos los conductores		Resistencia en corriente alterna para conductores de cobre sin recubrimiento			Resistencia en corriente alterna para conductores de aluminio			Z eficaz a FP = 0.85 para conductores de cobre sin recubrimiento			Z eficaz a FP = 0.85 para conductores de aluminio		
		Conduit de PVC o Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero
2.08	14	0.190	0.240	10.2	10.2	10.2	—	—	—	8.9	8.9	8.9	—	—	—
3.31	12	0.177	0.223	6.6	6.6	6.6	—	—	—	5.6	5.6	5.6	—	—	—
5.26	10	0.164	0.207	3.9	3.9	3.9	—	—	—	3.6	3.6	3.6	—	—	—
8.36	8	0.171	0.213	2.56	2.56	2.56	—	—	—	2.26	2.26	2.30	—	—	—
13.30	6	0.167	0.210	1.61	1.61	1.61	2.66	2.66	2.66	1.44	1.48	1.48	2.33	2.36	2.36
21.15	4	0.157	0.197	1.02	1.02	1.02	1.67	1.67	1.67	0.95	0.95	0.98	1.51	1.51	1.51
26.67	3	0.154	0.194	0.82	0.82	0.82	1.31	1.35	1.31	0.75	0.79	0.79	1.21	1.21	1.21
33.62	2	0.148	0.187	0.62	0.66	0.66	1.05	1.05	1.05	0.62	0.62	0.66	0.98	0.98	0.98
42.41	1	0.151	0.187	0.49	0.52	0.52	0.82	0.85	0.82	0.52	0.52	0.52	0.79	0.79	0.82
53.49	1/0	0.144	0.180	0.39	0.43	0.39	0.66	0.69	0.66	0.43	0.43	0.43	0.62	0.66	0.66
67.43	2/0	0.141	0.177	0.33	0.33	0.33	0.52	0.52	0.52	0.36	0.36	0.36	0.52	0.52	0.52
85.01	3/0	0.138	0.171	0.253	0.269	0.259	0.43	0.43	0.43	0.289	0.302	0.308	0.43	0.43	0.46
107.2	4/0	0.135	0.167	0.203	0.220	0.207	0.33	0.36	0.33	0.243	0.256	0.262	0.36	0.36	0.36
127	250	0.135	0.171	0.171	0.187	0.177	0.279	0.295	0.282	0.217	0.230	0.240	0.308	0.322	0.33
152	300	0.135	0.167	0.144	0.161	0.148	0.233	0.249	0.236	0.194	0.207	0.213	0.269	0.282	0.289
177	350	0.131	0.164	0.125	0.141	0.128	0.200	0.217	0.207	0.174	0.190	0.197	0.240	0.253	0.262
203	400	0.131	0.161	0.108	0.125	0.115	0.177	0.194	0.180	0.161	0.174	0.184	0.217	0.233	0.240
253	500	0.128	0.157	0.089	0.105	0.095	0.141	0.157	0.148	0.141	0.157	0.164	0.187	0.200	0.210
304	600	0.128	0.157	0.075	0.092	0.082	0.118	0.135	0.125	0.131	0.144	0.154	0.167	0.180	0.190
380	750	0.125	0.157	0.062	0.079	0.069	0.095	0.112	0.102	0.118	0.131	0.141	0.148	0.161	0.171
507	1000	0.121	0.151	0.049	0.062	0.059	0.075	0.089	0.082	0.105	0.118	0.131	0.128	0.138	0.151

Notas:

1. Estos valores se basan en las siguientes constantes: conductores del tipo RHH con trenzado de Clase B, en configuración acunada. La conductividad de los alambres es del 100 por ciento IACS para cobre y del 61 por ciento IACS para aluminio; la del conduit de aluminio es del 45 por ciento IACS. No se tiene en cuenta la reactancia capacitiva, que es insignificante a estas tensiones. Estos valores de resistencia sólo son válidos a 75 °C y para los parámetros dados, pero son representativos para los tipos de alambres para 600 volts que operen a 60 Hz.

2. La impedancia (Z) eficaz se define como $R \cos(\theta) + X \sin(\theta)$, en donde θ es el ángulo del factor de potencia del circuito. Al multiplicar la corriente por la impedancia eficaz se obtiene una buena aproximación de la caída de tensión de línea a neutro. Los valores de impedancia eficaz de esta tabla sólo son válidos con un factor de potencia de 0.85. Para cualquier otro factor de potencia (FP) del circuito, la impedancia eficaz (Ze) se puede calcular a partir de los valores de R y XL dados en esta tabla, como sigue: $Z_e = R \times FP + X_L \sin[\arccos(FP)]$.



ANALIZADORES Y MEDIDORES DE CALIDAD DE ENERGÍA

Analizador de calidad de energía trifásica

PowerPad® III Modelo 8336

2 GB de memoria para almacenamiento de datos de tendencias y memoria adicional para hasta 50 instantáneas, 210 transitorios/corriente Inrush y 10000 eventos de alarma

¡Capta y graba simultáneamente transientes, eventos y formas de onda!



Cuatro terminales de entrada de corriente y cinco de entrada de tensión

► ESPECIFICACIONES

MODELO	8336
Terminales de entrada	5 tensión / 4 corriente
Entradas	4 tensión / 4 corriente
Tensión (CA+CC TRMS)	2 a 1000 V
Índice de tensión	hasta 500 kV
Corriente (CA+CC TRMS)	Sonda MN93: 500 mA a 200 Aca; MN193: 0,005 a 100 Aca Sonda SR193: 1 A a 1000 Aca Sensor AmpFlex® o MA193: 100 mA a 10000 Aca Sonda MR193: 1 A a 1300 Aca/cc Sonda SL261: 50 mA a 100 Aca/cc Índice de corriente: hasta 60 kV
Frecuencia (Hz)	40 a 69 Hz
Sistemas de distribución	1P 2W, 1P 3W, 2P 2W, 2P 3W, 2P 4W, 3P 3W, 3P 4W y 3p 5W, 2 ½ Element y medidores Aron
Valores de alimentación	W, VA, var, VAD, PF, DPF, cos φ, tan φ
Valores de energía	Wh, VARh, VAh, VADh
Armónicos	1° a 50°, Dirección, Secuencia; THD: 0 a 50, fase
Transitorio	hasta 210
Parpadeo (Pst y Pit)	Sí
Modo sobrecarga	Sí, >10 min
Desequilibrio	Sí
Registro	Sí
Modo alarma	40 tipos; 10.000 registradas
Pico	Sí
Visualizador de fasores	Automático
Pantalla	Pantalla color ¼ VGA TFT (320 x 240) diagonal 148 mm (5,82 pulg.)
Instantáneas	50
Seguridad eléctrica	IEC 61010, 1000 V CAT III / 600 V CAT IV
Protección	IP53
Idiomas	más de 27
Interfaz de comunicación	USB
Autonomía de la batería	>13 horas, 25 horas en modo de registro
Fuente de alimentación	Paquete de baterías recargables de 9,6 V NiMH (incluidas) Suministro de CA externo: 110/230 Vca ±10% (50/60 Hz)
Dimensiones / Peso	240 x 180 x 55 mm (9,8 x 7,8 x 2,6 pulg.) / 1,95 kg (4,3 lbs)



► INCLUYE







Kit 8336




Cuatro sondas de corriente (AmpFlex®, se muestra en el ejemplo), cinco cables de tensión negros de 3,04 m (10 pies), cinco pinzas tipo cocodrilo negras, doce anillos indicadores con código de color, cable USB, batería NiMH, adaptador de potencia 110/240 V con cable de alimentación 115 V (USA), bolsa grande para herramientas clásicas, estuche blando de transporte, guía de usuario de inicio rápido y memoria USB con el manual de usuario del producto y software DataView® (Consulte las páginas 24 y 25 para sondas de corriente opcionales).



ANALIZADORES Y MEDIDORES DE CALIDAD DE ENERGÍA

Accesorios opcionales

TIPO DE SENSOR	RANGO DE CORRIENTE		PRECISIÓN (TÍPICA)	ERROR TÍPICO DE FASE A Φ 50/60 HZ	TAMAÑO MÁXIMO DEL CONDUCTOR	PARA USAR CON EL MODELO	RANGO LIMITADO SI SE USA CON EL MODELO
 <p>MiniFlex® MA193 *</p>	100 mA a 3000 ACA		$\pm 1\%$	0°	70 mm (2,75 pulg.)	PEL 102 PEL 103 8333 8336	8220 8230 8435
 <p>MR193</p> <p>Alimentado a baterías</p>	1 a 1000 ACA 1 a 1300 ACC		$\pm 2.5\%$	-0.80°	41 mm (1,6 pulg.)	PEL 102 PEL 103 8333 8336	8220 8230 8435
 <p>SR193</p>	1 a 1200 ACA		$\pm 0.3\%$	+0.2°	52 mm (2,05 pulg.)	PEL 102 PEL 103 8333 8336	8220 8230 8435
 <p>AmpFlex® 193 *</p> <p>Sensor de 60,96 cm (24 pulg.) o 91,44 cm (36 pulg.)</p>	100 mA a 12000 ACA		$\pm 1\%$	0°	190 mm (7,64 pulg.) o 290 mm (11,46 pulg.)	PEL 102 PEL 103 8333 8336	8220 8230 8435
 <p>MN93</p>	0,5 a 240 ACA		$\pm 1\%$	+0.8°	20 mm (0,78 pulg.)	PEL 102 PEL 103 8333 8336	8220 8230 8435
 <p>MN193</p>	100 A	200 mA a 120 ACA	$\pm 1\%$	+0.75°	20 mm (0,78 pulg.)	PEL 102 PEL 103 8333 8336	8220 8230 8435
	5 A	5 mA a 6 ACA	$\pm 1\%$	+1.7°			

TIPO DE SENSOR	RANGO DE CORRIENTE		PRECISIÓN (TÍPICA)	ERROR TÍPICO DE FASE A Φ 50/60 HZ	TAMAÑO MÁXIMO DEL CONDUCTOR	PARA USAR CON EL MODELO	RANGO LIMITADO SI SE USA CON EL MODELO
SL261 **  Alimentado a baterías	100 A	5 a 100 A _{CA} /CC	±4%	±0.5°	11,8 mm (0,46 pulg.)	PEL 102 PEL 103 8333 8336	8220 8230 8435
	10 A	50 mA a 10 A _{CA} /CC	±3%	±1°			
J93  Alimentado a baterías	50 a 3500 A _{CA} 50 a 5000 A _{CC}		±1%	±1°	72 mm (2,83 pulg.) Bus bar: 127 x 43 mm (5 x 1,69 pulg.)	PEL 102 PEL 103 8333 8336 8435	N/A
A196-18  Sensor de 45,72 cm (18 pulg.) IP67	10 a 10,000 A _{CA}		±2%	0°	145 mm (5,73 pulg.)	8435	N/A

* Corriente máxima reducida por un factor de 2 para 400 Hz de frecuencia fundamental.

Nota: Consulte el manual del usuario del analizador de calidad de energía para acceder a las especificaciones completas del producto.

** Adaptador BNC exclusivo para sonda amperimétrica CA/CC modelo SL261 N° de catálogo 2140.40



N° DE CATÁLOGO	DESCRIPCIÓN
1201.51	Sonda amperimétrica de CA/CC modelo SL261 (BNC)
2140.37	Adaptador de corriente de 110 V (USA) (elimina la necesidad de baterías) 8220 y 8230 únicamente
2140.28	Sonda de corriente CA modelo MR193-BK
2140.32	Sonda de corriente CA modelo MN93-BK
2140.33	Sonda de corriente CA modelo SR193-BK
2140.34	Sensor AmpFlex® de 60,96 cm (24 pulg.) modelo 193-24-BK
2140.35	Sensor AmpFlex® de 91,44 cm (36 pulg.) modelo 193-36-BK
2140.36	Sonda de corriente CA modelo MN193-BK
2140.48	Sensor MiniFlex® de 25,4 cm (10 pulg.) modelo MA193-10-BK
2140.49	Sonda amperimétrica de CA/CC modelo J93-BK
2140.74	Sensor de 45,72 cm (18 pulg.) AmpFlex® (resistente al agua – IP67) modelo A196-18-BK

POWER QUALITY ANALYZER PW3198

Power Measuring Instruments



Record and Analyze Power Supply Problems Simultaneously with a Single Unit

The New World Standard for Power Quality Analysis

■ Never Miss **the Moment**

- Detect power supply problems and perform onsite troubleshooting
- Do preventive maintenance to avert accidents by managing the power quality

■ **CAT IV-600V Safety Standard**

- Meets the CAT IV safety rating required to check an incoming power line
- Safe enough to measure up to 6,000Vpeak of transient overvoltage

■ **Easy Setup Function with PRESETS**

- Just select the measurement course, wiring, and clamps
- Automatic one-step setup based on measurement conditions

■ **Compliant with New International Standards**

- International power quality measurement standard IEC 61000-4-30 Edition 2 Class A
- High precision with a basic voltage measurement accuracy of 0.1%



ISO 9001
JMI-0216



ISO14001
JQA-E-90091



www.hioki.com

HIOKI company overview, new products, environmental considerations and other information are available on our website.

PW3198 Specifications(Accuracy guaranteed for one year)**Measurement items**

Voltage measurement items (TIME PLOT Recording)	RMS voltage Frequency DC voltage Harmonic voltage (0 to 50th order) Inter-harmonic voltage (0.5 to 49.5th) Total harmonic voltage distortion factor	Waveform voltage peak Frequency (1 cycle, 10-sec) IEC Flicker (Pst, Plt) Harmonic voltage phase angle (0 to 50th) High order harmonic voltage component Voltage Unbalance factor (Zero-phase /Negative-phase)
Current measurement items (TIME PLOT Recording)	RMS current Waveform current peak Harmonic current phase angle (0 to 50th) Harmonic current (0 to 50th) Inter-harmonic current (0.5 to 49.5th)	High order harmonic current component Total harmonic current distortion factor Current Unbalance factor (Zero-phase /Negative-phase) K factor DC current (when using compatible sensor)
Power measurement items (TIME PLOT Recording)	Active power Reactive power Apparent power Power factor	Harmonic power (0 to 50th) Harmonic voltage-current phase angle (0 to 50th) Active energy Reactive energy
EVENT measurement items (EVENT Recording)	Transient overvoltage Voltage swell Voltage dip Interruption Inrush current	Frequency fluctuations Voltage waveform comparison Timer External events
Event detection using upper and lower thresholds available with other voltage, current and power measurement parameters (excluding Integrated power, Unbalance, Inter-harmonic, Harmonic phase angle, IEC Flicker)		

Input specifications

Measurement circuits	Single-phase 2-wire (1P2W), single-phase 3-wire (1P3W), three-phase 3-wire (3P3W2M, 3P4W2.5E) or three-phase 4-wire (3P4W) plus one extra input channel (must be synchronized to reference channel during AC/DC measurement)																																																																	
Fundamental frequency of measurement circuit	50Hz, 60Hz, 400Hz																																																																	
Input channels	Voltage : 4 channels (U1 to U4), Current : 4 channels (I1 to I4)																																																																	
Input methods	Voltage : Isolated and differential inputs (channels not isolated between U1, U2 and U3; channels isolated between U1 to U3 and U4) Current : Insulated clamp-on sensors (voltage output)																																																																	
Input resistance	Voltage : 4M Ω \pm 80k Ω (differential inputs) Current : 100k Ω \pm 10k Ω																																																																	
Compatible clamp sensors	Units with f.s.=0.5V output at rated current input (f.s.=0.5V recommended) Units with rate of 0.1mV/A, 1mV/A, 10mV/A, or 100mV/A																																																																	
Measurement ranges (Ch1 to Ch4 can be configured the same way; only CH4 can be configured separately)	<p>Voltage measurement ranges</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Voltage measurement items</th> <th>Ranges</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage measurement</td> <td>600.00V</td> </tr> <tr> <td>Transient measurement</td> <td>6.0000kV peak</td> </tr> </tbody> </table> <p>PW3198 current ranges</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Current sensor</th> <th>Current range setting (A)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>9660</td><td>100.00 / 50.000</td></tr> <tr><td>9661</td><td>500.00 / 50.000</td></tr> <tr><td>9667 (500A) *Discontinued</td><td>500.00 / 50.000</td></tr> <tr><td>9667 (5kA) *Discontinued</td><td>5.0000k / 500.00</td></tr> <tr><td>CT9667 (500A)</td><td>500.00 / 50.000</td></tr> <tr><td>CT9667 (5kA)</td><td>5.0000k / 500.00</td></tr> <tr><td>9669</td><td>1.0000k / 100.00</td></tr> <tr><td>9694</td><td>50.000 / 5.0000</td></tr> <tr><td>9695-02</td><td>50.000 / 5.0000</td></tr> <tr><td>9695-03</td><td>100.00 / 10.000</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Current sensor</th> <th>Current range setting(A)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>CT9691 (10A)</td><td>10.000 / 5.0000</td></tr> <tr><td>CT9691 (100A)</td><td>100.00 / 10.000</td></tr> <tr><td>CT9692 (20A)</td><td>50.000* / 5.0000</td></tr> <tr><td>CT9692 (200A)</td><td>500.00* / 50.000</td></tr> <tr><td>CT9693 (200A)</td><td>500.00* / 50.000</td></tr> <tr><td>CT9693 (2kA)</td><td>5.0000k* / 500.00</td></tr> <tr><td>9657-10</td><td>5.0000 / 500.00m</td></tr> <tr><td>9675</td><td>5.0000 / 500.00m</td></tr> </tbody> </table> <p>*The full scale for each sensor is based on the specifications of the sensor in use, not the range setting on the PW3198.</p> <p>PW3198 Power ranges (automatically configured based on current range)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Current range</th> <th>Power range (W / VA / var)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>5.0000 kA</td><td>3.0000M</td></tr> <tr><td>1.0000 kA</td><td>600.00k</td></tr> <tr><td>500.00 A</td><td>300.00k</td></tr> <tr><td>100.00 A</td><td>60.000k</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Current range</th> <th>Power range (W / VA / var)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>50.000 A</td><td>30.000k</td></tr> <tr><td>10.000 A</td><td>6.0000k</td></tr> <tr><td>5.0000 A</td><td>3.0000k</td></tr> </tbody> </table>		Voltage measurement items	Ranges	Voltage measurement	600.00V	Transient measurement	6.0000kV peak	Current sensor	Current range setting (A)	9660	100.00 / 50.000	9661	500.00 / 50.000	9667 (500A) *Discontinued	500.00 / 50.000	9667 (5kA) *Discontinued	5.0000k / 500.00	CT9667 (500A)	500.00 / 50.000	CT9667 (5kA)	5.0000k / 500.00	9669	1.0000k / 100.00	9694	50.000 / 5.0000	9695-02	50.000 / 5.0000	9695-03	100.00 / 10.000	Current sensor	Current range setting(A)	CT9691 (10A)	10.000 / 5.0000	CT9691 (100A)	100.00 / 10.000	CT9692 (20A)	50.000* / 5.0000	CT9692 (200A)	500.00* / 50.000	CT9693 (200A)	500.00* / 50.000	CT9693 (2kA)	5.0000k* / 500.00	9657-10	5.0000 / 500.00m	9675	5.0000 / 500.00m	Current range	Power range (W / VA / var)	5.0000 kA	3.0000M	1.0000 kA	600.00k	500.00 A	300.00k	100.00 A	60.000k	Current range	Power range (W / VA / var)	50.000 A	30.000k	10.000 A	6.0000k	5.0000 A	3.0000k
Voltage measurement items	Ranges																																																																	
Voltage measurement	600.00V																																																																	
Transient measurement	6.0000kV peak																																																																	
Current sensor	Current range setting (A)																																																																	
9660	100.00 / 50.000																																																																	
9661	500.00 / 50.000																																																																	
9667 (500A) *Discontinued	500.00 / 50.000																																																																	
9667 (5kA) *Discontinued	5.0000k / 500.00																																																																	
CT9667 (500A)	500.00 / 50.000																																																																	
CT9667 (5kA)	5.0000k / 500.00																																																																	
9669	1.0000k / 100.00																																																																	
9694	50.000 / 5.0000																																																																	
9695-02	50.000 / 5.0000																																																																	
9695-03	100.00 / 10.000																																																																	
Current sensor	Current range setting(A)																																																																	
CT9691 (10A)	10.000 / 5.0000																																																																	
CT9691 (100A)	100.00 / 10.000																																																																	
CT9692 (20A)	50.000* / 5.0000																																																																	
CT9692 (200A)	500.00* / 50.000																																																																	
CT9693 (200A)	500.00* / 50.000																																																																	
CT9693 (2kA)	5.0000k* / 500.00																																																																	
9657-10	5.0000 / 500.00m																																																																	
9675	5.0000 / 500.00m																																																																	
Current range	Power range (W / VA / var)																																																																	
5.0000 kA	3.0000M																																																																	
1.0000 kA	600.00k																																																																	
500.00 A	300.00k																																																																	
100.00 A	60.000k																																																																	
Current range	Power range (W / VA / var)																																																																	
50.000 A	30.000k																																																																	
10.000 A	6.0000k																																																																	
5.0000 A	3.0000k																																																																	

Basic specifications

Maximum recording period	55 weeks (with repeated recording set to [1 Week], 55 iterations) 55 days (with repeated recording set to [1 Day], 55 iterations) 35 days (with repeated recording set to [OFF])
Maximum recordable events	55,000 events (with repeated recording on) 1000 events (with repeated recording off)
TIME PLOT data settings	TIME PLOT interval (MAX/MIN/AVG within each interval recorded) 1s, 3s, 15s, 30s, 1m, 5m, 10m, 15m, 30m, 1h, 2h, 150 cycle (at 50Hz), 180 cycle (at 60Hz), 1200 cycle (at 400Hz) Screen copy interval (screen shot at each interval saved to SD card) OFF, 5m, 10m, 30m, 1h, 2h Timer EVENT interval (200ms instantaneous waveform saved at each interval) OFF, 1m, 5m, 10m, 30m, 1h, 2h Time start and End OFF: Start recording manually ON: Start time and End time can be configured Repeated recording settings (maximum 55 iterations) OFF: Recording is not repeated 1Week: 55 weeks maximum in 1week segmentations 1Day: 55 days maximum in 1day segmentations Repeat time Daily Start time and End time can be configured when Repeated recording set to 1Day.
Recording items settings	Power (Small): Recording basic parameters P&Harm (Normal): Recording basic parameters and harmonics All Data (Full): Recording P&Harm items and inter-harmonics
Memory data capacity	Max. 32 GB with SD Card; only use of the HIOKI 2GB SD Memory Card Model Z4001 is guaranteed by HIOKI. Contact your HIOKI representative for special order larger capacity cards that offer the HIOKI guarantee.

PRESETS function	U Events : Record and monitor voltage elements and frequency, plus detect events Standard Power Quality : Record and monitor voltage and current elements, frequency, and harmonics, plus detect events Inrush Current : Measure inrush current (basic voltage measurement required) Recording : Record only trend data, no event detection EN50160 : Measure according to EN50160 standards
Real-Time Clock function	Auto-calendar, leap-year correcting 24-hour clock
Display Language	English, Simplified Chinese, Japanese
Real-time clock accuracy	±0.3 s per day (with instrument on, 23°C±5°C (73°F±9°F))
Power supply	AC ADAPTER Z1002 (12 VDC, Rated power supply 100VAC to 240VAC, 1.7Amax, 50/60Hz) BATTERY PACK Z1003 (Ni-MH 7.2VDC 4500 mAh)
Maximum rated power	15VA (when not charging), 35VA (when charging)
Continuous battery operation time	Approx. 180 min. [23°C (73.4°F), when using BATTERY PACK Z1003]
Recharge function	BATTERY PACK Z1003 charges regardless of whether the instrument is on or off; charge time: max. 5 hr. 30 min. @23°C (73.4°F)
Power outage processing	In the event of a power outage during recording, instrument resumes recording once the power is back on (integral power starts from 0).
Power supply quality measurement method	IEC61000-4-30 Ed.2 :2008 IEEE1159 EN50160 (using Model PQA-HiVIEW PRO 9624-50)
Dimensions	Approx. 300 W× 211 H × 68 D mm (11.81" W × 8.31" H × 2.68" D) (excluding protrusions)
Mass	Approx. 2.6 kg (91.7 oz.) (including battery pack)
Accessories	Instruction manual, Measurement guide, VOLTAGE CORD L1000 (8 cords, approx. 3 m each: 1 each red, yellow, blue, and gray plus 4 black; 8 alligator clips: 1 each red, yellow, blue, and gray plus 4 black), Spiral Tube, Input Cable Labels (for identifying channel of voltage cords and clamp-on sensors), AC ADAPTER Z1002 , Strap, USB cable (1 m length), BATTERY PACK Z1003 , SD MEMORY CARD (2GB) Z4001

Display specifications

Display	6.5-inch TFT color LCD (640 × 480 dots)
---------	---

External Interface Specifications

SD card Interface	Saving of binary data, Saving and Loading setting files, Saving and Loading screen copies Slot : SD standard compliant Compatible card : SD memory card/ SDHC memory card Supported memory capacity : Max. 32 GB with SD Card; only use of the HIOKI 2GB SD Memory Card Model Z4001 is guaranteed by HIOKI. <i>Contact your HIOKI representative for special order larger capacity cards that offer the HIOKI guarantee.</i> Media full processing : Saving of data to SD memory card is stopped												
RS-232C Interface	Measurement and control using GPS-synchronized time (connecting GPS BOX) Connector : D-sub9pin Connection destination : GPS box (cannot be connected to computer)												
LAN Interface	1. HTTP server function (compatible software: Internet Explorer Ver.6 or later, Remote operation application function, measurement start and stop control functions, system configuration function, event list function (capable of displaying event waveforms, event vectors, and event harmonic bar graphs) 2. Downloading of data from the SD memory card using the 9624-50 PQA-HiView Pro Connector : RJ-45 Transmission method : 10BASE-T,100BASE-TX												
USB2.0 Interface	1. Recognizes the SD memory card as a removable disk when connected to a computer. <i>The instrument cannot be connected during recording (including standby operation) or analysis.</i> 2. Download data from the SD memory card using the 9624-50 PQA-HiView Pro <i>The instrument cannot be connected during recording (including standby operation) or analysis.</i> Connector : Series B receptacle Connection destination : Computer [WindowsXP, WindowsVista(32bit), Windows7 (32/64bit)]												
External control interface	Connector : 4-pin screwless terminal block External event input : External event input at TTL low level (at falling edge of 1.0 V or less and when shorted) between GND terminal and EVENT IN terminal Min. pulse width: 30 ms; rated voltage: -0.5 V to +6.0 V External event output : <table border="1" data-bbox="630 1310 1412 1478"> <thead> <tr> <th>External event output item setting</th> <th>Operation</th> <th>Pulse width</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Short pulse output</td> <td>TTL low output at event generation between [GND] terminal and [EVENT OUT] terminal</td> <td>Low level for 10 ms or more</td> </tr> <tr> <td>Long pulse output</td> <td>TTL low output at event generation between [GND] terminal and [EVENT OUT] terminal (No external event output at START event)</td> <td>Low level for approx. 2.5 s</td> </tr> <tr> <td>ΔV10 alarm</td> <td>TTL low output at ΔV10 alarm between [GND] terminal and [EVENT OUT] terminal</td> <td>Low level while alarm occurring ; reverts to high at data reset</td> </tr> </tbody> </table>	External event output item setting	Operation	Pulse width	Short pulse output	TTL low output at event generation between [GND] terminal and [EVENT OUT] terminal	Low level for 10 ms or more	Long pulse output	TTL low output at event generation between [GND] terminal and [EVENT OUT] terminal (No external event output at START event)	Low level for approx. 2.5 s	ΔV10 alarm	TTL low output at ΔV10 alarm between [GND] terminal and [EVENT OUT] terminal	Low level while alarm occurring ; reverts to high at data reset
External event output item setting	Operation	Pulse width											
Short pulse output	TTL low output at event generation between [GND] terminal and [EVENT OUT] terminal	Low level for 10 ms or more											
Long pulse output	TTL low output at event generation between [GND] terminal and [EVENT OUT] terminal (No external event output at START event)	Low level for approx. 2.5 s											
ΔV10 alarm	TTL low output at ΔV10 alarm between [GND] terminal and [EVENT OUT] terminal	Low level while alarm occurring ; reverts to high at data reset											

Environment and safety specifications

Operating environment	Indoors, altitude up to 3000 m (measurement category is lowered to 600 V CAT III when above 2000m), Pollution degree 2
Storage temperature and humidity	-20 to 50°C (-4 to 122°F) 80% RH or less (non-condensating) (If the instrument will not be used for an extended period of time, remove the battery pack and store in a cool location [from -20 to 30°C (-4 to 86°F)].)
Operating temperature and humidity	0 to 50°C (32 to 122°F) 80% RH or less (non-condensating)
Dust and water resistance	IP30 (EN60529)
Maximum input voltage	Voltage input section 1000 VAC, DC±600 V, max. peak voltage ±6000 Vpeak Current input section 3VAC, DC±4.24V
Maximum rated voltage to earth	Voltage input terminal 600 V (Measurement Categories IV, anticipated transient overvoltage 8000 V)
Dielectric strength	6.88 kVrms (@50/60 Hz, 1 mA sense current): Between voltage measurement terminals (U1 to U3) and voltage measurement terminals (U4) 4.30 kVrms (1 mA@50/60 Hz, 1 mA sense current): Between voltage input terminal (U1 to U3) and current input terminals/interfaces Between voltage (U4) and current measurement terminals, and interfaces
Applicable standards	Safety EN61010 EMC EN61326 Class A, EN61000-3-2, EN61000-3-3

Measurement Specifications (For specifications when measuring 400Hz circuits, please inquire with your HIOKI distributor.)

TIME PLOT : The MAX/MIN/AVG of each recording interval for each parameter are recorded.

EVENT : When a power anomaly occurs, approx. 200ms instantaneous waveform is recorded.

TRANSIENT : When a transient overvoltage is detected, the 2ms instantaneous waveforms before and after the occurrence (total 4ms) are recorded.

FLUCTUATION : The RMS fluctuation 0.5s before and 29.5s after an event has occurred are recorded.

HIGH-ORDER HARM : When a high order harmonic event occurs, the 40ms instantaneous waveform is recorded.

Transient overvoltage

TRANSIENT

EVENT

Display items	For single transient incidents and continuous transient incidents Transient voltage value, Transient width For continuous transient incidents Transient period (Period from transient IN to transient OUT) Max. transient voltage value (Max. peak value during the period) Transient count during period
Measurement method	Detected from waveform obtained by eliminating the fundamental component (50/60/400 Hz) from the sampled waveform
Sampling frequency	2MHz
Measurement range, resolution	±6.0000kVpeak, 0.0001kV
Measurement bandwidth	5 kHz (-3dB) to 700 kHz (-3dB)
Min. detection width	0.5 μs
Measurement accuracy	±5.0% rdg.±1.0%f.s.

RMS voltage/ RMS current refreshed each half-cycle

TIME PLOT

EVENT

Measurement method	RMS voltage refreshed each half-cycle : True RMS type, RMS voltage values are calculated using sample data for 1 waveform derived by overlapping the voltage waveform every half-cycle RMS current refreshed each half-cycle : RMS current is calculated using current waveform data sampled every half-cycle
Sampling frequency	200kHz
Measurement range, resolution	RMS voltage refreshed each half-cycle : 600.00V, 0.01V RMS current refreshed each half-cycle : Based on clamp-on sensor in use; see Input specifications
Measurement accuracy	RMS voltage refreshed each half-cycle : ±0.2% of nominal voltage (With 1.666% f.s. to 110% f.s. input and a nominal input voltage of at least 100 V) ±0.2%rdg.±0.08%f.s. (With input outside the range of 1.666% f.s. to 110% f.s. or a nominal input voltage of less than 100 V) RMS current refreshed each half-cycle : ±0.3% rdg.±0.5%f.s. + clamp-on sensor accuracy

Swell/ Dip/ Interruption

FLUCTUATION

EVENT

Display item	Swell : Swell height, Swell duration Dip : Dip depth, Dip duration Interruption : Interruption depth, Interruption duration
Measurement method	Swell : A swell is detected when the RMS voltage refreshed each half-cycle exceeds the threshold in the positive direction Dip : A dip is detected when the RMS voltage refreshed each half-cycle exceeds the threshold in the negative direction Interruption : An interruption is detected when the RMS voltage refreshed each half-cycle exceeds the threshold in the negative direction
Range and accuracy	See RMS voltage refreshed each half-cycle

Inrush current

FLUCTUATION

EVENT

Display item	Maximum current of RMS current refreshed each 1/2 cycle
Measurement method	Detected when the RMS current refreshed each 1/2 cycle exceeds the threshold in a positive direction
Range and accuracy	See RMS current refreshed each half-cycle

RMS voltage, RMS current

TIME PLOT

EVENT

Display items	RMS voltage : RMS voltage for each channel and AVG (average) RMS voltage for multiple channels RMS current : RMS current for each channel and AVG (average) RMS current for multiple channels
Measurement method	AC+DC True RMS type (Current DC value: with release of new clamp-on sensor) RMS value calculated from 10 cycles (50 Hz) or 12 cycles (60 Hz)
Sampling frequency	200kHz
Measurement range, resolution	RMS voltage : 600.00V, 0.01V RMS current : Based on clamp-on sensor in use; see Input specifications
Measurement accuracy	RMS voltage : ±0.1% of nominal voltage (With 1.666% f.s. to 110% f.s. input and a nominal input voltage of at least 100 V) ±0.2%rdg.±0.08%f.s. (With input outside the range of 1.666% f.s. to 110% f.s. or a nominal input voltage of less than 100 V) RMS current : ±0.2% rdg.±0.1%f.s. + clamp-on sensor accuracy

Voltage waveform peak/ Current waveform peak

TIME PLOT

EVENT

Display item	Positive peak value and negative peak value
Measurement method	Measured every 10 cycles (50 Hz) or 12 cycles (60 Hz) maximum and minimum points sampled during approx. 200 ms aggregation
Sampling frequency	200kHz
Measurement range, resolution	Voltage waveform peak : ±1200.0 Vpeak, 0.1V Current waveform peak : The quadruple of RMS current measurement range (Based on clamp-on sensor in use; See Input specifications)

Voltage waveform comparison

EVENT

Display item	Event detection only
Measurement method	A judgment area is automatically generated from the previous 200 ms aggregation waveform, and events are generated based on a comparison with the judgment waveform. Waveform judgments are performed once for each 200 ms aggregation.
Comparison window width	10 cycles (50 Hz), 12 cycles (60 Hz)
No. of window points	4096 points synchronized with harmonic calculations

Frequency cycle

TIME PLOT

EVENT

Measurement method	Calculated as the reciprocal of the accumulated whole-cycle time during one U1 (reference channel) cycle
Measurement range, resolution	70.000Hz, 0.001Hz
Measurement bandwidth	40.000 to 70.000Hz
Measurement accuracy	±0.200 Hz or less (for input from 10% f.s. to 110% f.s.)

Frequency

TIME PLOT

EVENT

Measurement method	Calculated as the reciprocal of the accumulated whole-cycle time during approx. 200ms period of 10 or 12 U1 (reference channel) cycles
Measurement range, resolution	70.000Hz, 0.001Hz
Measurement bandwidth	40.000 to 70.000Hz
Measurement accuracy	±0.020 Hz or less

10-sec frequency

TIME PLOT

Measurement method	Calculated as the reciprocal of the accumulated whole-cycle time during the specified 10s period for U1 (reference channel) as per IEC61000-4-30
Measurement range, resolution	70.000Hz, 0.001Hz
Measurement bandwidth	40.000 to 70.000Hz
Measurement accuracy	±0.010 Hz or less

Voltage DC value (ch4 only)**TIME PLOT****EVENT**

Measurement method	Average value during approx. 20ms aggregation synchronized with the reference channel (CH4 only)
Sampling frequency	200kHz
Measurement range, resolution	600.00V, 0.01V
Measurement accuracy	±0.3%rdg. ±0.08%f.s.

Current DC value (ch4 only; when using compatible sensor)**TIME PLOT****EVENT**

Measurement method	Average value during approx. 200ms aggregation synchronized to reference channel (CH4 only)
Sampling frequency	200kHz
Measurement range, resolution	Based on clamp-on sensor in use (with release of new clamp-on sensor)
Measurement accuracy	±0.5% rdg.±0.5%f.s. + clamp-on sensor accuracy

Active power/ Apparent power/ Reactive power**TIME PLOT****EVENT**

Display items	Active power : Active power for each channel and sum value for multiple channels. Sink (consumption) and Source (regeneration) Apparent power : Apparent power of each channel and its sum for multiple channels No polarity Reactive power : Reactive power of each channel and its sum for multiple channels Lag phase (LAG: current lags voltage) and Lead phase (LEAD: current leads voltage)
Measurement method	Active power : Measured every 10 cycles (50 Hz) or 12 cycles (60 Hz) Apparent power : Calculated from RMS voltage U and RMS current I Reactive power : Calculated using apparent power S and active power P
Sampling frequency	200kHz
Measurement range, resolution	Depends on the voltage × current range combination; see Input specifications
Measurement accuracy	Active power : ±0.2% rdg.±0.1%f.s. + clamp-on sensor accuracy Apparent power : ±1 dgt. for calculations derived from the various measurement values Reactive power : ±1 dgt. for calculations derived from the various measurement values

Active energy /Reactive energy**TIME PLOT**

Display items	Active energy : WP+ (consumption), WP- (regeneration); Sum of multiple channels Reactive energy : WQLAG (lag), WQLEAD (lead); Sum for multiple channels Elapsed time
Measurement method	Measured every 10 cycles (50 Hz) or 12 cycles (60 Hz) Integrated separately by consumption and regeneration from active power Integrated separately by lag and lead from reactive power Integration starts at the same time as recording Recorded at the specified TIMEPLOT interval
Sampling frequency	200kHz
Measurement range, resolution	Depends on the voltage × current range combination; see Input specifications
Measurement accuracy	Active energy : Active power measurement accuracy ±10 dgt. Reactive energy : Reactive power measurement accuracy ±10 dgt.

Power factor /Displacement power factor**TIME PLOT****EVENT**

Display items	Displacement power factor of each channel and its sum value for multiple channels
Measurement method	Power factor : Calculated from RMS voltage U, RMS current I, and active power P Displacement power factor : Calculated from the phase difference between the fundamental voltage wave and the fundamental current wave Lag phase (LAG: current lags voltage) and Lead phase (LEAD: current leads voltage)
Sampling frequency	200kHz
Measurement range, resolution	-1.0000 (lead) to 0.0000 to 1.0000 (lag)

Voltage unbalance factor/ Current unbalance factor (negative-phase, zero-phase)**TIME PLOT**

Display items	Voltage unbalance factor : Negative-phase unbalance factor, zero-phase unbalance factor Current unbalance factor : Negative-phase unbalance factor, zero-phase unbalance factor
Measurement method	Calculated using various components of the three-phase fundamental wave (line-to-line voltage) for three-phase 3-wire (3P3W2M, 3P3W3M) and three-phase 4-wire connections
Sampling frequency	200kHz
Measurement range	Voltage unbalance factor : Component is V and unbalance factor is 0.00% to 100.00% Current unbalance factor : Component is A and unbalance factor is 0.00% to 100.00%
Measurement accuracy	Voltage unbalance factor : ±0.15% Current unbalance factor : —

High-order harmonic voltage component/ High-order harmonic current component**HIGH-ORDER HARM****TIME PLOT****EVENT**

Display items	For single incidents and continuous transient incidents High-order harmonic voltage component value High-order harmonic current component value For continuous incidents High-order harmonic voltage component maximum value High-order harmonic current component maximum value High-order harmonic voltage component period High-order harmonic current component period
Measurement method	The waveform obtained by eliminating the fundamental component is calculated using the true RMS method during 10 cycles (50 Hz) or 12 cycles (60 Hz) of the fundamental wave
Sampling frequency	200kHz
Measurement range, resolution	High-order harmonic voltage component : 600.00V, 0.01V High-order harmonic current component : Based on clamp-on sensor in use; See Input specifications
Measurement bandwidth	2kHz (-3dB) to 80kHz (-3dB)
Measurement accuracy	High-order harmonic voltage component : ±10%rdg. ±0.1%f.s. High-order harmonic current component : ±10% rdg.±0.2%f.s. + clamp-on sensor accuracy

Harmonic voltage/ Harmonic current (including fundamental component)**TIME PLOT****EVENT**

Display items	Select either RMS or content percentage; From 0 to 50th order
Measurement method	Uses IEC61000-4-7:2002.
Comparison window width	10 cycles (50 Hz), 12 cycles (60 Hz)
No. of window points	4096 points synchronized with harmonic calculations
Measurement range, resolution	Harmonic voltage : 600.00V, 0.01V Harmonic current : Based on clamp-on sensor in use; see Input specifications
Measurement accuracy	See measurement accuracy with a fundamental wave of 50/60 Hz When using an AC-only clamp sensor, 0th order is not specified for current and power

Total harmonic voltage/ Total harmonic current distortion factor

TIME PLOT

EVENT

Display items	THD-F (total harmonic distortion factor for the fundamental wave) THD-R (total harmonic distortion factor for the total harmonic including the fundamental wave)
Measurement method	Based on IEC61000-4-7:2002; Max. order: 50th
Comparison window width	10 cycles (50 Hz), 12 cycles (60 Hz)
No. of window points	4096 points synchronized with harmonic calculations
Measurement range, resolution	0.00 to 100.00%(Voltage), 0.00 to 500.00%(Current)
Measurement accuracy	—

Harmonic power (including fundamental component)

TIME PLOT

EVENT

Display item	Select either RMS or content percentage; From 0 to 50th order
Measurement method	Uses IEC61000-4-7:2002.
Comparison window width	10 cycles (50 Hz), 12 cycles (60 Hz)
No. of window points	4096 points synchronized with harmonic calculations
Measurement range, resolution	Depends on the voltage × current range combination; See Input specifications
Measurement accuracy	See measurement accuracy with a fundamental wave of 50/60 Hz (When using an AC-only clamp sensor, order 0 is not specified for current and power)

Measurement accuracy with a fundamental wave of 50/60 Hz

Harmonic input	Measurement accuracy
Voltage (At least 1% of nominal voltage)	Specified with a nominal voltage of at least 100 V Order 0: ±0.3%rdg.±0.08%f.s. Order 1+: ±5.00%rdg
Voltage (<1% of nominal voltage)	Specified with a nominal voltage of at least 100 V Order 0: ±0.3%rdg.±0.08%f.s. Order 1+: ±0.05% of nominal voltage
Current	Order 0: ±0.5%rdg.±0.5%f.s. +clamp-on sensor accuracy Order 1 to 20th: ±0.5%rdg.±0.2%f.s. +clamp-on sensor accuracy Order 21 to 50th: ±1.0%rdg.±0.3%f.s. +clamp-on sensor accuracy
Power	Order 0: ±0.5%rdg.±0.5%f.s. +clamp-on sensor accuracy Order 1 to 20th: ±0.5%rdg.±0.2%f.s. +clamp-on sensor accuracy Order 21 to 30th: ±1.0%rdg.±0.3%f.s. +clamp-on sensor accuracy Order 31 to 40th: ±2.0%rdg.±0.3%f.s. +clamp-on sensor accuracy Order 41 to 50th: ±3.0%rdg.±0.3%f.s. +clamp-on sensor accuracy

Harmonic voltage phase angle/ Harmonic current phase angle (including fundamental component)

TIME PLOT

Display item	Harmonic phase angle components for whole orders
Measurement method	Uses IEC61000-4-7:2002.
Comparison window width	10 cycles (50 Hz), 12 cycles (60 Hz)
No. of window points	4096 points synchronized with harmonic calculations
Measurement range, resolution	-180.00° to 0.00° to 180.00°
Measurement accuracy	—

Harmonic voltage-current phase angle (including fundamental component)

TIME PLOT

EVENT

Display item	Indicates the difference between the harmonic voltage phase angle and the harmonic current phase angle. Harmonic voltage-current phase difference for each channel and sum (total) value for multiple channels
Measurement method	Uses IEC61000-4-7:2002.
Comparison window width	10 cycles (50 Hz), 12 cycles (60 Hz)
No. of window points	4096 points synchronized with harmonic calculations
Measurement range, resolution	-180.00° to 0.00° to 180.00°
Measurement accuracy	1st to 3rd orders : ± 2° +clamp-on sensor accuracy 4th to 50th orders : ±(0.05° × k+2°) +clamp-on sensor accuracy; (k: harmonic orders) Specified with a harmonic voltage of 1 V for each order and a current level of at 1% f.s. or greater.

Inter-harmonic voltage and inter-harmonic current

TIME PLOT

Display item	Select either RMS or content percentage; 0.5 to 49.5th orders
Measurement method	Uses IEC61000-4-7:2002.
Comparison window width	10 cycles (50 Hz), 12 cycles (60 Hz)
No. of window points	4096 points synchronized with harmonic calculations
Measurement range, resolution	Inter-harmonic voltage : 600.00V, 0.01V Inter-harmonic current : Due to using clamp-on sensor; See Input specifications
Measurement accuracy	Inter-harmonic voltage (Specified with a nominal voltage of at least 100 V) : At least 1% of harmonic input nominal voltage: ±5.00% rdg. <1% of harmonic input nominal voltage : ±0.05% of nominal voltage Inter-harmonic current : Unspecified

K Factor (multiplication factor)

TIME PLOT

EVENT

Measurement method	Calculated using the harmonic RMS current of the 2nd to 50th orders
Comparison window width	10 cycles (50 Hz), 12 cycles (60 Hz)
No. of window points	4096 points synchronized with harmonic calculations
Measurement range, resolution	0.00 to 500.00
Measurement accuracy	—

Instantaneous flicker value

TIME PLOT

Measurement method	As per IEC61000-4-15 User-selectable from 230 Vlamp/120 Vlamp (when Pst and PIt are selected for flicker measurement)/4 types of Ed2 filter (230 Vlamp 50/60 Hz, 120 Vlamp 60/50 Hz)
Measurement range, resolution	99.999, 0.001

Δ V10 Flicker

TIME PLOT

Display items	ΔV10 measured at one minute intervals, average value for one hour, maximum value for one hour, fourth largest value for one hour, total (within the measurement interval) maximum value
Measurement method	Calculated values are subject to 100 V conversion following gap-less measurement once each minute
Measurement range, resolution	0.000 to 99.999V
Measurement accuracy	±2% rdg.±0.01 V (with a fundamental wave of 100 Vrms [50/60 Hz], a fluctuation voltage of 1 Vrms, and a fluctuation frequency of 10 Hz)
Threshold	0.00 to 9.99V alarm output is generated when the reading for each minute is compared to the threshold and found to be greater

IEC Flicker

TIME PLOT

Display items	Short interval flicker Pst, long interval flicker PIt
Measurement method	Based on IEC61000-4-15:1997 +A1:2003 Ed1/Ed2. Pst is calculated after 10 minutes of continuous measurement and PIt after 2 hours of continuous measurement
Measurement range	0.0001 to 10000 P.U. broken into 1,024 segments with a logarithm
Measurement accuracy	Pst ±5% rdg. (Specified within range 0.1000 to 20.000 using IEC61000-4-15 Ed1.1 and IEC61000-4-15 Ed2 Class F1 performance test.)
Flicker filter	Select 230 V lamp Ed1, 120 V lamp Ed1, 230 V lamp Ed2, or 120 V lamp Ed2.

Anclaje de expansión para cargas grandes HSL-3 3.3.2

3.3.2.1 Descripción del producto HSL-3



Anclaje de expansión HSL-3



Anclaje de expansión con varilla roscada HSL-3-G



Versión avellanada disponible sobre pedido

Máximo espesor
sujeto (mm)

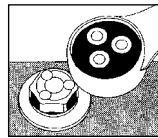
Métrica

HSL-3-G M12 / 25

Anclaje de expansión reforzado	En blanco - perno G - Clavo B - tapón de torque	Tamaño métrico de la rosca (mm); no diámetro de perforación
--------------------------------	---	---



Anclaje de expansión con tapón de torque



Indicador de instalación rojo

Dentro del tapón indicador rojo hay tres pasadores de seguridad. Cuando se alcanza T_{inst} el torque de instalación requerido, el tapón indicador rojo se rompe. Aparece un sello verde en la cabeza del perno, el cual indica que el anclaje se ha instalado correctamente.

Ejemplo: HSL-3-G M12/25

Este es un anclaje de clavo HSL-3. El tamaño de la rosca es de 12 mm y este anclaje puede sujetarse a una placa de hasta 25 mm de espesor.

El Anclaje de expansión HSL-3 es un perno de expansión con torque controlado diseñado para proporcionar un alto desempeño en aplicaciones estáticas y dinámicas, incluso en zona de tensión en las estructuras de concreto donde se espera que surjan fisuras. Los anclajes HSL-3 están disponibles en tamaños métricos de M8 a M24. Los anclajes están disponibles en acero de carbono con una amplia variedad de configuraciones, incluyendo perno, varilla roscada y tapón de torque

Características del producto

- Aprobado para su uso en la zona de tensión del concreto (concreto fisurado).
- Datos para utilizarse con las disposiciones de diseño de resistencia de ACI 318 Capítulo 17 y ACI 349 Apéndice B.
- Alta capacidad de carga
- Expansión de fuerza controlada, lo cual permite la expansión sucesiva.

- Sistema de comprime el fijador para eliminar la distancia entre el y la placa base.
- Adecuado para cargas vivas, incluyendo sísmicas, de fatiga y de choque.
- El anclaje no gira en la perforación cuando se aplica el torque de instalación.
- Calificación sísmica por ICC-ES AC193 y los requerimientos de ACI 318 Capítulo 17.
- La Guía de Diseño Nuclear ACI 349-01 está disponible. Contacte a la Asistencia Técnica de Hilti.

Guía de especificaciones

Anclajes de expansión: el anclaje de acero de carbono consiste en un perno con cabeza hexagonal (clavo roscado), camisa, manguito de expansión, cono de expansión, sección colapsable de plástico, (tuerca) y arandela. Los anclajes deben ser pernos de expansión con torque controlado fabricados por Hilti.

- 3.3.2.1 Descripción del producto
- 3.3.2.2 Especificaciones del material
- 3.3.2.3 Información técnica
- 3.3.2.4 Instrucciones de Instalación
- 3.3.2.5 Información para pedido



Listados/Aprobaciones

ICC-ES (Consejo de Códigos Internacional)
ESR-1545

City of Los Angeles
Research Report No. 25903

Aprobación Técnica Europea
ETA-02/0042

Qualified under NQA-1 Nuclear Quality Program



3.3.2.2 Especificaciones del material

El perno de acero de carbono o la varilla roscada para HSL-3, HSL-3-G y HSL-3-B cumplen con los requerimientos de resistencia del acero dictaminados por ISO 898-1, grado 8.8 $f_{ya} > 93$ ksi, $f_{uta} > 116$ ksi.

La tuerca de acero de carbono cumple con DIN 934, Grado 8, $f_{uta} > 116$ ksi.

La arandela de acero de carbono cumple con DIN 1544, Grado St37, $f_{uta} > 100$ ksi.

El cono de expansión de acero de carbono cumple con DIN 1654-4, $f_{uta} > 80$ ksi.

La camisa de expansión de acero de carbono M8-M16 cumple con DIN 10139, y M20-M24 cumple con DIN 2393-2.

La camisa separadora de espacio de acero de carbono cumple con DIN 2393 T1, $f_{uta} > 100$ ksi.

La sección colapsable está fabricado con resina acetal polioximetileno (POM).

Evaluación de Códigos Independientes

IBC® / IRC® 2015

IBC® / IRC® 2012

IBC® / IRC® 2009

IBC® / IRC® 2006

IBC® / IRC® 2003

Anclaje de expansión para cargas grandes HSL-3 3.3.2

Tabla 2 - Resistencia de diseño de HSL-3 con falla de concreto / extracción en concreto no fisurado^{1,2,3,4}

Diámetro nominal del anclaje	Empotramiento efectivo . mm (pulg.)	Tensión - ϕN_n				Corte - ϕV_n			
		$f'_c = 2500$ psi lb (kN)	$f'_c = 3000$ psi lb (kN)	$f'_c = 4000$ psi lb (kN) ¹	$f'_c = 6000$ psi lb (kN)	$f'_c = 2500$ psi lb (kN)	$f'_c = 3000$ psi lb (kN)	$f'_c = 4000$ psi lb (kN)	$f'_c = 6000$ psi lb (kN)
M8	60 (2.4)	2,735 (12.2)	2,995 (13.3)	3,455 (15.4)	4,235 (18.8)	3,050 (13.6)	3,340 (14.9)	3,860 (17.2)	4,725 (21.0)
M10	70 (2.8)	3,570 (15.9)	3,910 (17.4)	4,515 (20.1)	5,530 (24.6)	7,685 (34.2)	8,420 (37.5)	9,720 (43.2)	11,905 (53.0)
M12	80 (3.2)	4,360 (19.4)	4,775 (21.2)	5,515 (24.5)	6,755 (30.0)	9,390 (41.8)	10,285 (45.7)	11,880 (52.8)	14,550 (64.7)
M16	100 (3.9)	6,095 (27.1)	6,675 (29.7)	7,705 (34.3)	9,440 (42.0)	13,125 (58.4)	14,375 (63.9)	16,600 (73.8)	20,330 (90.4)
M20	125 (4.9)	8,515 (37.9)	9,330 (41.5)	10,770 (47.9)	13,190 (58.7)	18,340 (81.6)	20,090 (89.4)	23,200 (103.2)	28,415 (126.4)
M24	150 (5.9)	11,195 (49.8)	12,260 (54.5)	14,160 (63.0)	17,340 (77.1)	24,110 (107.2)	26,410 (117.5)	30,495 (135.6)	37,350 (166.1)

Tabla 3 - Resistencia de diseño de HSL-3 con falla de concreto / extracción en concreto fisurado^{1,2,3,4,5}

Diámetro nominal del anclaje	Empotramiento efectivo . mm (pulg.)	Tensión - ϕN_n				Corte - ϕV_n			
		$f'_c = 2500$ psi lb (kN)	$f'_c = 3000$ psi lb (kN)	$f'_c = 4000$ psi lb (kN) ¹	$f'_c = 6000$ psi lb (kN)	$f'_c = 2500$ psi lb (kN)	$f'_c = 3000$ psi lb (kN)	$f'_c = 4000$ psi lb (kN)	$f'_c = 6000$ psi lb (kN)
M8	60 (2.4)	1,825 (8.1)	2,000 (8.9)	2,310 (10.3)	2,830 (12.6)	2,160 (9.6)	2,365 (10.5)	2,730 (12.1)	3,345 (14.9)
M10	70 (2.8)	2,920 (13.0)	3,200 (14.2)	3,695 (16.4)	4,525 (20.1)	7,685 (34.2)	8,420 (37.5)	9,720 (43.2)	11,905 (53.0)
M12	80 (3.2)	4,360 (19.4)	4,775 (21.2)	5,515 (24.5)	6,755 (30.0)	9,390 (41.8)	10,285 (45.7)	11,880 (52.8)	14,550 (64.7)
M16	100 (3.9)	6,095 (27.1)	6,675 (29.7)	7,705 (34.3)	9,440 (42.0)	13,125 (58.4)	14,375 (63.9)	16,600 (73.8)	20,330 (90.4)
M20	125 (4.9)	8,515 (37.9)	9,330 (41.5)	10,770 (47.9)	13,190 (58.7)	18,340 (81.6)	20,090 (89.4)	23,200 (103.2)	28,415 (126.4)
M24	150 (5.9)	11,195 (49.8)	12,260 (54.5)	14,160 (63.0)	17,340 (77.1)	24,110 (107.2)	26,410 (117.5)	30,495 (135.6)	37,350 (166.1)

- 1 Consulte la sección 3.1.7.3 para convertir el valor del esfuerzo admisible de diseño al valor ASD (carga permisible).
- 2 No se permite la interpolación lineal entre las profundidades de empotramiento y las fuerzas de compresión del concreto.
- 3 Aplique factores de espacido, distancia a los bordes y espesor del concreto en los tablas 5-8 según se necesite. Compare con los valores del acero en la tabla 4. El menor de los valores es el que debe utilizarse para el diseño.
- 4 Los valores en los tablas están considerados para concreto de peso regular. Para concreto liviano, multiplique la resistencia de diseño (resistencia factorizada) por λ_a de la siguiente forma:
Para concreto liviano inorgánico, $\lambda_a = 0.68$.
Para cualquier concreto liviano, $\lambda_a = 0.60$.
- 5 Los valores en los tablas son para cargas estáticas únicamente. Para cargas sísmicas, multiplique los valores de los tablas para concreto fisurado por los siguientes factores de reducción:
M24 - $\alpha_{seis} = 0.62$
Todos los demás tamaños - $\alpha_{seis} = 0.75$
Consulte la Sección 3.1.7.4 para información adicional sobre aplicaciones sísmicas

3.3.2 Anclaje de expansión para cargas grandes HSL-3

Tabla 4 - Resistencia de diseño del acero para anclajes HSL-3 ^{1,2}

Nominal Diámetro del anclaje	HSL-3, HSL-3-B, HSL-3-SK, HSL-3-SH			HSL-3-G		
	Tensión ³ ϕN_{sa} lb (kN)	Corte ⁴ ϕV_{sa} lb (kN)	Corte Sísmico ⁵ ϕV_{sa} lb (kN)	Tensión ³ ϕN_{sa} lb (kN)	Corte ⁴ ϕV_{sa} lb (kN)	Corte Sísmico ⁵ ϕV_{sa} lb (kN)
M8	4,960 (22.1)	4,705 (20.9)	2,995 (13.3)	4,960 (22.1)	3,945 (17.5)	2,455 (10.9)
M10	7,830 (34.8)	6,650 (29.6)	5,495 (24.4)	7,830 (34.8)	5,450 (24.2)	4,500 (20.0)
M12	11,395 (50.7)	9,570 (42.6)	7,730 (34.4)	11,395 (50.7)	7,905 (35.2)	6,385 (28.4)
M16	21,140 (94.0)	17,360 (77.2)	16,115 (71.7)	21,140 (94.0)	14,745 (65.6)	13,690 (60.9)
M20	33,060 (147.1)	25,690 (114.3)	18,940 (84.2)	33,060 (147.1)	21,555 (95.9)	15,900 (70.7)
M24	47,590 (211.7)	29,870 (132.9)	24,810 (110.4)	n/a	n/a	n/a

1 Consulte la sección 3.1.7.3 para convertir el valor de esfuerzo admisible al valor ASD (cargas permisibles).

2 Los anclajes de Acero de carbono HSL-3 deben considerarse como elementos de acero dúctil.

3 Tensión = $\phi A_{se,N} f_{uta}$ como se indica en ACI 318 Capítulo 17

4 Los valores de corte están determinados por las pruebas de corte estático con $\phi V_{sa} \leq \phi 0.60 A_{se,V} f_{uta}$ como se indica en ACI 318 Capítulo 17

5 Los valores de corte sísmico están determinados por las pruebas de corte sísmico con $\phi V_{sa} \leq \phi 0.60 A_{se,V} f_{uta}$ como se indica en ACI 318 Capítulo 17.

Consulte la sección 3.1.7.4 para información adicional sobre las aplicaciones sísmicas.

LANEFV
 Sección de Ingeniería de Proyectos de la Conformidad
 Av. 5 de Mayo 1111, Col. Anáhuac, CDMX, México
 Fotovoltaicos.

PROYECTO:
 PSFV-42.84 TONATIUH.

SUBPROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

UNIDAD:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

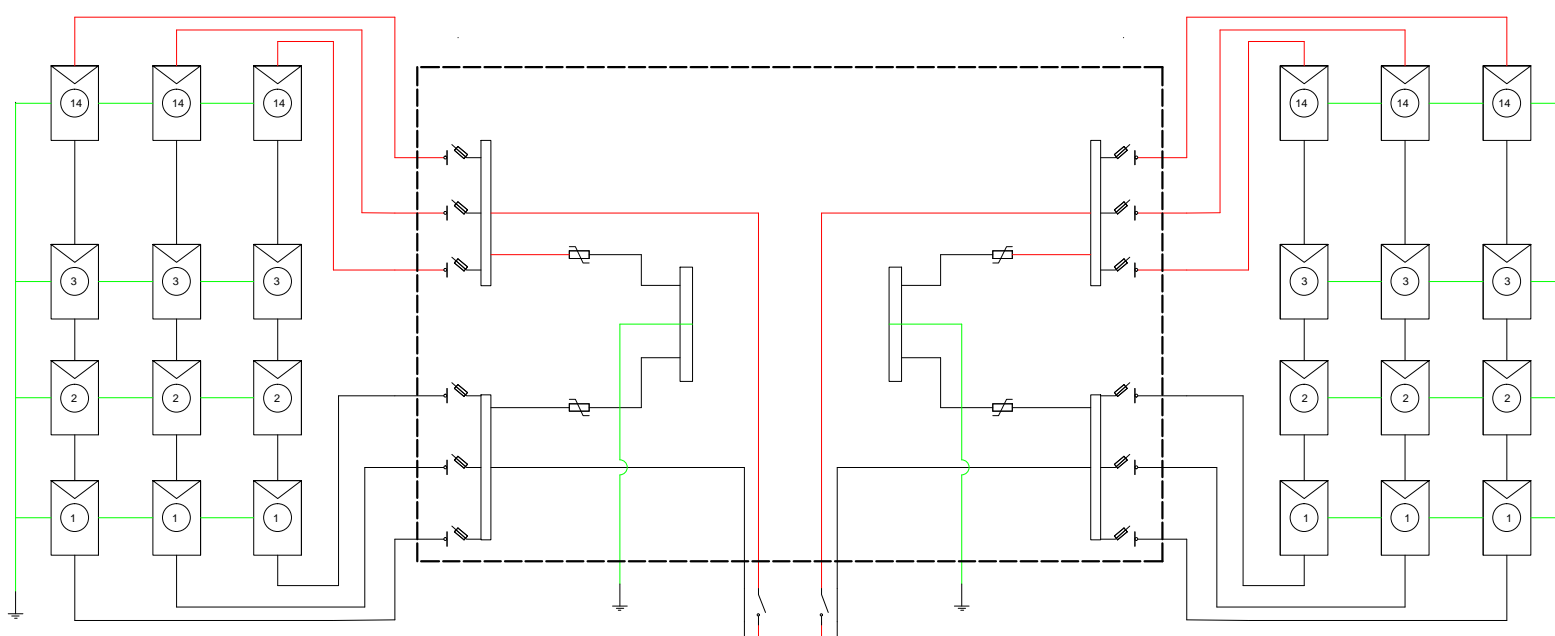
PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.

PROYECTO:
 Diagrama de Cableado de la Estación de Transformación de MORELOS.



ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA

Concepto	Cadena	SFV 1	SFV 2
Pot STC		3500W	3640
Pot PTC		000	000
Isc		8.92	8.83
Imp		8.39	8.25
Voc		526.4	543.4
Vmp		417.2	441.2
Vms		000	000
Pot Total del Sistema	SFV1	21000	
	SFV2	21840	

PORTAFUSIBLES

REF	Marca	Modelo	No de Polos	I max	V max
C	ABB	E91/32PV	1	15A	1000V

ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES

T3 0V5U4UUVUXSVOEÜ

REF	Marca	Modelo	Pot @STC	Pot @PTC	Isc	Imp	Voc	Fs Amp
A	SOLAREVER	SE-156-260P-60	260W	000	8.83A	8.25A	38.82V	15A

T3 0V5U4UUVUXSVOEÜ

REF	Marca	Modelo	Pot @STC	Pot @PTC	Isc	Imp	Voc	Fs Amp
A	YINGLI	YL250P-29b	250W	000	8.92A	8.39	37.6V	15A

INVERSOR

REF	Marca	Modelo	Vn	Vmax en	Vmin en	No. de en	P max	Frecuencia
ABB	ABB	TRIO	480	800	450	2	22000W	60 Hz

DESCONECTORES

REF	Marca	Modelo	No de Polos	I max	V max
B	ABB	OTDC-16F3	2	50	1000

VARISTOR

REF	Marca	Modelo	No de Polos	I max	V max
D	ABB	OVR PV T2	2	20000A	1000V

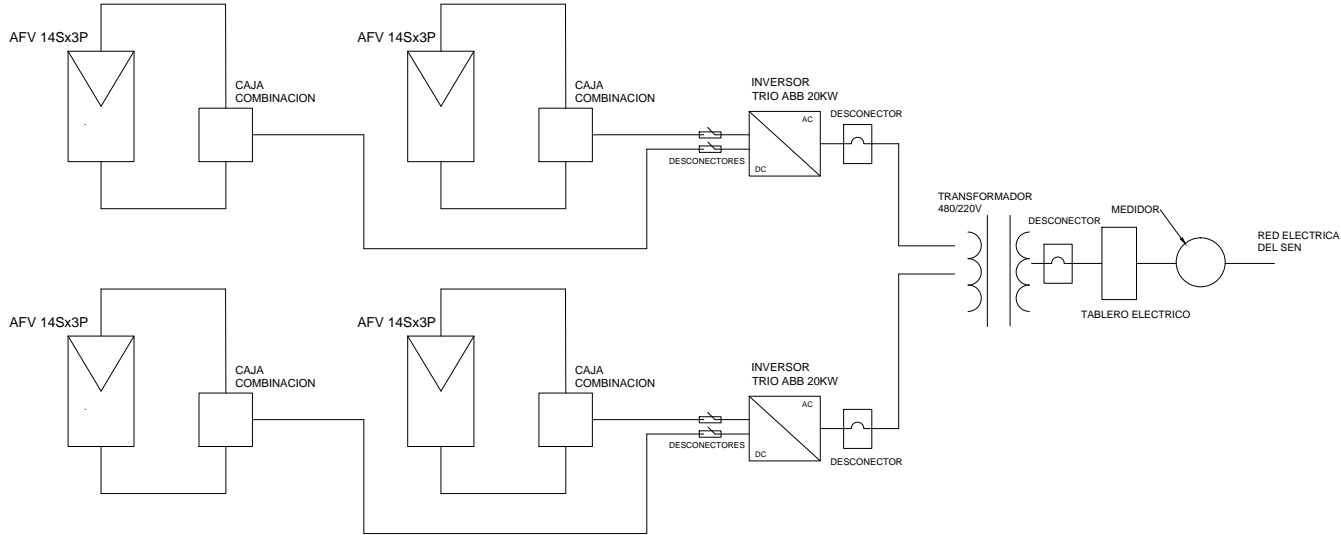
NOTAS

- 1 abcdef
- 2 abcdef
- 3 abcdef
- 4 abcdef
- 5 abcdef

XOÜÜG P FECHA PLANO

1 02/02/2017 1/1

SISTEMA FOTOVOLTAICO 1



SISTEMA FOTOVOLTAICO 2

ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA

Concepto	Cadena	SFV 1	SFV 2
Pot STC		3500W	3640
Pot PTC		000	000
Isc		8.92	8.83
Imp		8.39	8.25
Voc		526.4	543.4
Vmp		417.2	441.2
Vms		000	000
Pot Total del Sistema	SFV1	21000	
	SFV2	21840	

PORTAFUSIBLES

REF	Marca	Modelo	No de Polos	I max	V max
C	ABB	E91/32PV	1	15A	1000V

ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES

T 3 0VSUJAVUXUSVQDU

REF	Marca	Modelo	Pot @STC	Pot @PTC	Isc	Imp	Voc	Fs Amp
A	SOLAREVER	SE-156-260P-60	260W	000	8.83A	8.25A	38.82V	15A

T 3 0VSUJAVUXUSVQDU

REF	Marca	Modelo	Pot @STC	Pot @PTC	Isc	Imp	Voc	Fs Amp
A	YINGLI	YL250P-29b	250W	000	8.92A	8.39	37.6V	15A

INVERSOR

REF	Marca	Modelo	Vn	Vmax en	Vmin en	No. de en	P max	Frecuencia
ABB	ABB	TRIO	480	800	450	2	22000W	60 Hz

DESCONECTORES

REF	Marca	Modelo	No de Polos	I max	V max
B	ABB	OTDC-16F3	2	50	1000

VARISTOR

REF	Marca	Modelo	No de Polos	I max	V max
D	ABB	OVR PV T2	2	20000A	1000V

LANEFV
 Se declara conformidad con la Norma Mexicana NMX-001-SENER-2012 para la Conformidad a la Norma IEC 61730-1 y IEC 61730-2 para Paneles Fotovoltaicos.

PROYECTO:

PSFV-42.84 TONATIUH.

UBICACION:

Carretera Toluca - Cuernavaca, Estado de Morelos.

PROYECTISTA:

Ing. Juan Carlos Rodríguez

CLIENTE:

SENER

LEGENDA:

	Controlador de Carga		Varistor
	Desconector		Fusible
	Cable		Tierra
	Inversor		T 54' [] Dentro de caja.
	Tierra		Negativo
	Positivo		

NOTAS

1	abcdef
2	abcdef
3	abcdef
4	abcdef
5	abcdef

XOÜÜG P	FECHA	PLANO
1	02/02/2017	1 / 1