



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

INSTITUTO DE INGENIERÍA

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS SUPERIORES-JURIQUILLA

**Desarrollo de una Memoria de
Cálculo Eléctrico para Sistemas
Fotovoltaicos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera en Energías Renovables

P R E S E N T A

Alessandra Beauregard León

DIRECTOR DE TESIS

M.E.S. José Ortega Cruz

Temixco, Mor., a 27 de octubre de 2021





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.

OF/IER/LIER/129/2021

ASUNTO: Notificación de jurado y fecha para examen profesional mediante aula virtual.

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

Por medio de la presente le informo que el día miércoles 27 de octubre de 2021, a las 13:00 h, mediante Aula Virtual del Instituto de Energías Renovables, habilitada por la Dirección General de Cómputo y de Tecnologías de Información y Comunicación de la UNAM, la **C. ALESSANDRA BEAUREGARD LEÓN**, con número de cuenta 416062535 de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, llevará a cabo la presentación del trabajo de tesis y examen profesional titulado:

“Desarrollo de una memoria de cálculo eléctrico para sistemas fotovoltaicos”

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

PRESIDENTE:	DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ
VOCAL:	DRA. NADIA MARÍA SALGADO HERRERA
SECRETARIO:	M.E.S. JOSÉ ORTEGA CRUZ
SUPLENTE:	DR. HUMBERTO RAÚL JIMÉNEZ GRAJALES
SUPLENTE:	DR. JORGE DE JESÚS CHAN GONZÁLEZ

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

Atentamente,
“Por mi raza hablará el espíritu”
Temixco, Mor., a 8 de octubre de 2021



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

JAWL´mfp.

UNAM



INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES
LICENCIATURA DE INGENIERÍA
EN ENERGÍAS RENOVABLES

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

ier.unam.mx

A mi familia

Agradecimientos

Esta tesis es el resultado de una red de apoyo con la que he contado a lo largo de mi vida. En este apartado agradezco a cada una de las personas que de alguna manera me ayudaron a hacer posible la realización de este trabajo.

Estoy agradecida con el M.E.S. José Ortega por aceptar ser mi tutor, asesorarme y resolver cada una de mis dudas. Gracias a mis sinodales, el Dr. Aarón Sánchez Juárez, a la Dra. Nadia María Salgado Herrera, al Dr. Humberto Raúl Jiménez Grajales y al Dr. Jorge de Jesús Chan González por tomarse el tiempo de revisar este trabajo y hacer sus observaciones.

Estoy particularmente agradecida con mis padres, Carlos y Selene, por confiar en mí, motivarme, darme valores y respaldar cada uno de mis proyectos y decisiones. Gracias a mi hermanito, Carlos, por motivarme. A mis abuelos Yeya, Che, Juan y Nena por siempre estar orgullosos y estar siempre pendientes de mí.

A mis amigos Karen, Pineda, Sergio, Jesús, Natalia y Sebas por su amistad y compañía durante las largas horas de tarea, estudio, proyectos y fiestas; en general, a la 5G por el agradable tiempo que compartimos.

Me gustaría expresar mi más sincero agradecimiento a cada uno de los profesores y ayudantes de profesor que compartieron su conocimiento y contribuyeron en mi formación.

Mi agradecimiento especial se extiende al personal de de la coordinación de la LIER

como el Dr. Jorge Alejandro Wong Loya, la Lic. Maribel Fernández Pérez, el Ing. Carlos Olvera Rodríguez, a la Psic. Magali Nieto Ayala, Lic. Claudia Ramírez Rosas y a Miguel Ángel Chávez Ortiz por su amabilidad y apoyo en los trámites académicos, al igual que por ser un ejemplo de unidad en la LIER.

Finalmente, gracias a Nicté Yasmín Luna Medina y a la L.I. María de Jesús Pérez Orozco por permitirme ser parte del curso seminario de titulación, donde ellas me mostraron los pasos a seguir para poder elaborar mi tesis.

Índice general

Agradecimientos	II
Nomenclatura	VIII
1 Antecedentes	3
§1.1 Planteamiento del problema	3
§1.2 Hipótesis	5
§1.3 Objetivos	5
§1.3.1 Objetivo general	5
§1.3.2 Objetivos específicos	6
§1.4 Metodología	6
§1.4.1 Revisión bibliográfica	6
§1.4.2 Método de ingeniería	7
§1.4.3 Memoria de cálculo eléctrico	7
§1.4.4 Comprobación del método de ingeniería	7
2 Tecnología fotovoltaica	9
§2.1 Módulo fotovoltaico	9
§2.2 Avances tecnológicos en módulos fotovoltaicos	14
§2.2.1 Formatos de obleas más grandes	14
§2.2.2 <i>Multibusbars</i>	15
§2.2.3 Doble vidrio	15
§2.2.4 Bifacialidad	16
§2.2.5 Celdas divididas	16
§2.2.6 <i>Shingling</i>	16

3	Tecnología de inversores	17
§3.1	Inversor fotovoltaico	17
§3.1.1	Tipos de inversores para sistemas fotovoltaicos	18
§3.2	Criterios de selección	20
§3.2.1	Potencia de salida nominal	20
§3.2.2	Eficiencia	20
§3.2.3	Derrateo por temperatura	22
4	Métodos de cálculo eléctrico	24
§4.1	Método del 2017 NEC	24
§4.1.1	Tensión máxima	24
§4.1.2	Corriente máxima	28
§4.1.3	Ampacidad del conductor	30
§4.1.4	Protección contra sobrecorriente	31
§4.2	Método de ingeniería	33
§4.2.1	Tensión máxima	33
§4.2.2	Corriente máxima	34
§4.2.3	Ampacidad del conductor	34
§4.2.4	Protección contra sobrecorriente	35
§4.2.5	Caída de tensión	37
§4.3	Acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor con el método de ingeniería	39
5	Casos de estudio	40
§5.1	Descripción del sistema fotovoltaico	40
§5.2	Caso A. Módulo de alto rendimiento	43
§5.2.1	Tensión máxima	43
§5.2.2	Corriente máxima	45
§5.2.3	Ampacidad y tamaño del conductor	46
§5.2.4	Caída de tensión	47
§5.3	Caso B. Módulo de baja calidad	49

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	VI
§5.3.1 Tensión máxima	49
§5.3.2 Corriente máxima	52
§5.3.3 Ampacidad y calibre del conductor	52
§5.3.4 Caída de tensión	53
§5.4 Inversor	55
§5.5 Acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor con el método de ingeniería	58
6 Conclusiones	59
A Fichas técnicas y diagramas	64

Índice de figuras

2.1	Curvas I-V y P-V con parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico [2].	11
2.2	Isolíneas de potencia en la curva I-V de un módulo fotovoltaico [2].	12
2.3	Efecto de distintos valores de irradiancia en la curva I-V característica de un módulo de 60 celdas monocristalinas de 6 pulgadas con capacidad de 300 W en STC [3].	13
2.4	Efecto de distintos valores de temperatura en la curva I-V característica de un módulo de 60 celdas monocristalinas de 6 pulgadas con capacidad de 300 W en STC [3].	14
3.1	Curva de eficiencia a 240 VCA del inversor con transformador de la marca Sunny Boy modelo SB 2500HFUS-30 [16].	22
3.2	Comportamiento de derrateo por temperatura a 240 VCA del inversor con transformador de la marca Sunny Boy modelo SB 2500HFUS-30 [16]. . . .	23
4.1	Tabla de derrateo de MERSEN para temperaturas ambiente [25].	36
5.1	<i>CAB Solar Hanger</i> [30].	45
5.2	Organización de las cadenas fotovoltaicas y ubicación del inversor para los casos A y B.	48

Nomenclatura

CD	Corriente directa
CA	Corriente alterna
MFV	Módulo fotovoltaico
CFV	Cadena fotovoltaica
AFV	Arreglo fotovoltaico
DPCS	Dispositivo de protección contra sobrecorriente
N_s	Número de módulos conectados en serie
N_p	Número de cadenas en paralelo
V_{CA}	Tensión a circuito abierto [V]
$V_{CA(STC)}$	Tensión a circuito abierto en STC [V]
V_{MAX}	Tensión máxima [V]
$V_{MAX}(S)$	Tensión máxima del sistema [V]
$V_{MAX}(MFV)$	Tensión máxima del módulo [V]
$V_{MAX}(CFV)$	Tensión máxima de la cadena [V]
V_{MP}	Tensión en el punto de máxima potencia [V]
$V_{MP(STC)}$	Tensión en el punto de máxima potencia en STC [V]

V_N (Inv)	Tensión nominal de CA del inversor [V]
I_{CC}	Corriente de cortocircuito [A]
$I_{CC(STC)}$	Corriente de cortocircuito en STC [A]
I_{MAX}	Corriente máxima [A]
I_{amp}	Ampacidad del conductor [A]
I_{DPCS}	Ampacidad del dispositivo de protección contra sobrecorriente [A]
I_{MP}	Corriente en el punto de máxima potencia [A]
$I_{MP(STC)}$	Corriente en el punto de máxima potencia en STC [A]
I_N (Inv)	Corriente nominal de CA del inversor [A]
$P_P(AFV)$	Potencia pico del arreglo fotovoltaico [W]
$P_N(Inv)$	Potencia de salida nominal del inversor [W]
P_{MAX}	Potencia máxima [W]
$P_{MAX(STC)}$	Potencia máxima en STC [W]
MPPT	Seguidor de punto de máxima potencia
MPP	Punto de máxima potencia
STC	Condiciones estándares de prueba
ΔT	Diferencia de temperatura [°C]
T_f	Temperatura ambiente más baja esperada en el sitio de instalación [°C]
T_{amb}	Temperatura ambiente [°C]
T_{mod}	Temperatura de operación del módulo [°C]

T_{nmd}	Temperatura normal mínima diaria [°C]
T_{NMD}	Temperatura normal máxima diaria [°C]
T_{NMOT}	Temperatura nominal de operación del módulo [°C]
G_{med}	Irradiancia incidente [W/m^2]
δ	Factor de ajuste por irradiancia
β	Coefficiente de temperatura de la tensión a circuito abierto [%/°C]
α	Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito [%/°C]
γ	Coefficiente de temperatura de la potencia máxima [%/°C]
FC_T	Factor de corrección por temperatura
ΔV	Caída de tensión [V]
R_L	Resistencia del conductor en corriente directa a 75 °C [Ω/km]
L	Longitud (de ida) del conductor [km]
Z_{ef}	Impedancia eficaz [Ω/km]
R	Resistencia del conductor en corriente alterna [Ω/km]
FP	Factor de potencia del inversor
X_L	Reactancia del conductor [Ω/km]

Desarrollo de una memoria de cálculo eléctrico para sistemas fotovoltaicos

por

Alessandra Beauregard León

Resumen

Actualmente, la NOM-001-SEDE-2012, “Instalaciones eléctricas (utilización)” es la normativa que brinda los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los sistemas fotovoltaicos. Esta norma es una traducción al español del 2011 *National Electrical Code* (NEC, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos, el cual es actualizado cada tres años. Por consiguiente, la NOM-001-SEDE-2012 está desactualizada y no toma en cuenta las condiciones ambientales de México. Al mismo tiempo, los resultados de los cálculos eléctricos generados con las indicaciones de la NOM-001-SEDE-2012 o de cualquier versión del NEC no son los más adecuados, dadas ciertas omisiones técnicas claves identificadas. Para dar solución a este problema se utilizó el método de ingeniería.

En la actualidad, aún se espera la publicación en el Diario Oficial de la Federación de la NOM-001-SEDE-2018, “Instalaciones eléctricas (utilización)”, la cual es la traducción al español del 2017 NEC. Este último, siendo una de las versiones más actuales del NEC, reconoce que el módulo fotovoltaico no siempre opera bajo condiciones estándares de prueba: masa de aire de 1.5, irradiancia de 1000 W/m^2 y temperatura de celda de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Así que realiza correcciones por irradiancia y temperatura del módulo a los valores de las características eléctricas de éste, para garantizar la seguridad del sistema fotovoltaico cuando el módulo opera en condiciones distintas a las estándares de prueba.

La diferencia entre el 2011 NEC y el 2017 NEC radica en que el primero indica que en el lado de corriente directa, el valor de la tensión máxima se obtiene con el método de la tabla; en cambio, el segundo da tres opciones para calcular la tensión máxima: el método de cálculo de la temperatura de tensión, el método de la tabla y el método de supervisión ingenieril.

El método del 2017 NEC toma como referencia una irradiancia constante de 1000 W/m^2 y a la temperatura ambiente, la cual es igual a la temperatura del módulo, para calcular la tensión máxima o condición más desfavorable de la tensión a circuito abierto; de tal manera que el valor de la tensión máxima aumenta. El método de ingeniería es distinto, puesto que considera que la temperatura normal mínima diaria de la

localidad y el efecto logarítmico de la irradiancia incidente tienen influencia en el cálculo de la temperatura del módulo que es necesaria para evaluar la tensión máxima. El cálculo de la tensión máxima por el método de ingeniería da como resultado el poder conectar más módulos en serie, de manera que la tensión máxima de la fuente fotovoltaica no supere a la tensión máxima de entrada del inversor; así garantizando un buen acoplamiento eléctrico entre la tensión del punto de máxima potencia de la fuente fotovoltaica y la tensión nominal MPP del inversor.

El método del 2017 NEC, toma en cuenta el influjo de la irradiancia y la corriente continua en el cálculo de la ampacidad del conductor. Caso distinto para el método de ingeniería que además de considerar la irradiancia y la corriente continua, también valora el efecto de la temperatura del módulo en el cálculo de la ampacidad del conductor permitiendo seleccionar de manera más confiable el tamaño de los conductores y los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

El método de ingeniería tiene en cuenta que el efecto de la temperatura de operación del módulo ayuda a conocer con mayor exactitud los valores de corriente y tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico, determinando con mayor confiabilidad la caída de tensión en un conductor.

El uso del método de ingeniería resulta en un sistema fotovoltaico más seguro, porque para el diseño eléctrico se contemplan las condiciones ambientales más desfavorables; más confiable, porque la fuente fotovoltaica siempre estará operando en la tensión nominal MPP del inversor; y de alto rendimiento, porque el inversor operará en las condiciones donde tiene mayor rendimiento.

En este trabajo se desarrolló una memoria de cálculo eléctrico para un sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco que implementó el método de ingeniería, el cual se adecuaba a las condiciones ambientales de México, corrige los valores eléctricos del módulo fotovoltaico basándose en las ecuaciones de la norma internacional ASTM E1036 y soluciona las omisiones de la metodología del 2017 NEC en el lado de corriente directa del sistema fotovoltaico; dando lugar a una correcta selección y acoplamiento de los componentes del sistema. A su vez, se utilizaron módulos de alto rendimiento para que el sistema fotovoltaico también lo fuera.

El método de ingeniería se enfoca en el acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor, la selección del tamaño de conductores y la elección de dispositivos de protección contra sobrecorriente del sistema fotovoltaico interconectado a la red de Playas del Rosario.

Capítulo 1

Antecedentes

1.1. Planteamiento del problema

El diseño eléctrico de una instalación fotovoltaica en México debe cumplir con las especificaciones técnicas de los equipos a emplear en la instalación y con los requisitos mínimos de seguridad que indica la NOM-001-SEDE-2012, “Instalaciones eléctricas (utilización)”. La NOM-001-SEDE-2012 es una traducción al español del 2011 *National Electrical Code* (NEC, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos, el cual es actualizado cada tres años. Como resultado, la NOM-001-SEDE-2012 está desactualizada y no toma en cuenta las condiciones ambientales de México y, por lo tanto, los resultados de los cálculos eléctricos generados con las indicaciones de la NOM-001-SEDE-2012 o de cualquier versión del NEC no son los más apropiados, dadas ciertas omisiones técnicas claves identificadas.

Hoy en día, continúa sin ser publicada en el Diario Oficial de la Federación la NOM-001-SEDE-2018, “Instalaciones eléctricas (utilización)”, la cual es la traducción al español del 2017 NEC. Este último es una de las versiones más actuales del NEC y considera que la mayor parte del tiempo el módulo fotovoltaico trabaja en condiciones distintas a las STC afectando los valores de sus características eléctricas. Para realizar cálculos eléctricos, el 2017 NEC toma en cuenta que cuando la temperatura es superior a 25 °C se produce una disminución en la tensión a circuito abierto. De igual manera, el 2017 NEC tiene en cuenta que el módulo opera más de tres horas al día y que cuando la irradiancia es mayor a

1000 W/m² la corriente de cortocircuito incrementa considerablemente. De modo que esto último debe tenerse en cuenta al elegir el dispositivo de protección contra sobrecorriente a emplear.

Ya que el 2017 NEC pone atención en las condiciones ambientales que influyen en las características eléctricas de operación del módulo, esta norma estadounidense ha implementado en su metodología factores de corrección que evidentemente no fueron pensados para las condiciones ambientales mexicanas. A su vez, el 2017 NEC omite el influjo de la irradiancia sobre la tensión a circuito abierto, la influencia de la temperatura de operación del módulo sobre la corriente de cortocircuito y el factor de corrección por temperatura sobre la capacidad del dispositivo de protección contra sobrecorriente.

Elaborar cálculos eléctricos para sistemas fotovoltaicos situados en el territorio mexicano ignorando elementos que influyen en la corrección de los valores de las características eléctricas del módulo resulta en un incorrecto acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor, una errónea selección de calibres en los conductores y una elección errada de dispositivos de protección contra sobrecorriente. En definitiva, los cálculos eléctricos hechos como señala el 2017 NEC no garantizan la seguridad del sistema fotovoltaico ni la de su usuario y reduce el rendimiento de dicho sistema.

Por lo anterior, en el presente trabajo se desarrolló una memoria de cálculo eléctrico para un sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco. En dicha memoria se expone el método de ingeniería, el cual se adecúa a las condiciones ambientales de México, corrige los valores eléctricos del módulo fotovoltaico basándose en las ecuaciones de la norma internacional ASTM E1036 y soluciona las omisiones de la metodología del 2017 NEC en el lado de corriente directa del sistema fotovoltaico; permitiendo hacer un correcto acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor, una correcta selección del tamaño de conductores y una acertada elección de dispositivos de protección contra sobrecorriente del sistema fotovoltaico. En consecuencia, la seguridad y el alto rendimiento del sistema fotovoltaico interconectado a la red de Playas del Rosario,

Tabasco estará garantizado. El rendimiento del sistema fotovoltaico será aún mayor si se usan módulos de alto rendimiento, es decir, módulos con bajos coeficientes de temperatura.

Es importante resaltar que el método de ingeniería no corrige los valores eléctricos del lado de corriente alterna del sistema fotovoltaico. De modo que de ese lado se respeta lo establecido por el 2017 NEC.

1.2. Hipótesis

Si se desarrolla una memoria de cálculo eléctrico para un sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco con el método de ingeniería en conjunto con el uso de módulos fotovoltaicos de alto rendimiento; se hará un correcto acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor, una correcta selección del tamaño de conductores y una acertada elección de dispositivos de protección contra sobrecorriente del sistema fotovoltaico para así garantizar la seguridad y el alto rendimiento del sistema.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Desarrollar una memoria de cálculo eléctrico para un sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco que utilice módulos de alto rendimiento y emplee el método de ingeniería para hacer un correcto acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor, una correcta selección del tamaño de conductores y una acertada elección de dispositivos de protección contra sobrecorriente del sistema fotovoltaico para así garantizar la seguridad y el alto rendimiento del sistema.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Realizar una revisión bibliográfica referente al diseño y rendimiento de sistemas fotovoltaicos.
2. Lograr que el método de ingeniería se adecúe a las condiciones ambientales de México, corrija los valores eléctricos del módulo basándose en las ecuaciones de la norma internacional ASTM E1036 y solucione las omisiones de la metodología del 2017 NEC en el lado de corriente directa del sistema fotovoltaico.
3. Desarrollar una memoria de cálculo eléctrico para un sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco que incorpore el método de ingeniería y use módulos de alto rendimiento.
4. Comprobar que con el método de ingeniería y el uso de un módulo de alto rendimiento se haga un correcto acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor, una correcta selección del tamaño de conductores y una acertada elección de dispositivos de protección contra sobrecorriente del sistema fotovoltaico para que el sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco sea seguro y tenga un alto rendimiento.

1.4. Metodología

Para la elaboración del presente trabajo se llevarán a cabo, de manera secuencial, los pasos expuestos a continuación.

1.4.1. Revisión bibliográfica

Se revisarán documentos nacionales e internacionales referentes al diseño y rendimiento de los sistemas fotovoltaicos.

1.4.2. Método de ingeniería

A partir de lo indicado en los documentos revisados se usará un método de ingeniería para las condiciones ambientales de México que corrija los valores eléctricos del módulo basándose en las ecuaciones de la norma internacional ASTM E1036 y solucione las omisiones de la metodología del 2017 NEC en el lado de corriente directa del sistema fotovoltaico.

1.4.3. Memoria de cálculo eléctrico

Se desarrollará una memoria de cálculo eléctrico que integre el método de ingeniería en Microsoft Excel, para un sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco.

1.4.4. Comprobación del método de ingeniería

Para corroborar que el método de ingeniería funciona se harán dos casos de estudio. El caso A usará un módulo de alto rendimiento para el sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco; y el caso B utilizará un módulo de baja calidad para el mismo tipo de sistema fotovoltaico con la misma ubicación del caso A. Tanto en el caso A como en el caso B, los valores eléctricos del módulo serán corregidos para las condiciones ambientales de Playas del Rosario, Tabasco; tal como indica el 2017 NEC y como señala el método de ingeniería.

Una vez corregida la tensión a circuito abierto, se definirá la cantidad de módulos en serie que compondrán a la cadena fotovoltaica y cuántas cadenas en paralelo se necesitarán para generar la energía requerida por el usuario. A continuación, se determinará la potencia pico resultante del arreglo fotovoltaico y el rendimiento energético del sistema. Luego de corregir la corriente de cortocircuito se definirá la corriente máxima, la ampacidad y el tamaño del conductor, y el dispositivo de protección contra sobrecorriente a emplear. Después, únicamente con el método de ingeniería se verificará que se haya elegido el tamaño del conductor adecuado por medio de la caída de tensión.

En ambos casos, en el lado de corriente alterna del sistema fotovoltaico se respetarán las indicaciones del 2017 NEC para realizar los cálculos eléctricos del circuito de salida del inversor. Solamente se obtendrá la caída de tensión en el tramo que va de la salida del inversor al tablero mediante el método de ingeniería.

Finalmente, de la comparación de los casos se verificará qué módulo y cuál método permitirá que el sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco sea seguro y tenga un alto rendimiento.

Capítulo 2

Tecnología fotovoltaica

En este capítulo se establece qué es un módulo fotovoltaico y se presentan sus curvas I-V y P-V; se abordan los factores principales que influyen en la energía eléctrica producida por una instalación fotovoltaica; y se muestra cuáles son los avances tecnológicos en módulos fotovoltaicos.

2.1. Módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es un grupo de celdas interconectadas (normalmente en serie), que dan como resultado una potencia de salida. Chunduri y Schmela [1] resaltan que para proteger de los efectos ambientales y de daños físicos al módulo fotovoltaico; éste es cubierto por *backsheet* (capa posterior del módulo), encapsulante, vidrio y un marco de aluminio.

Sánchez et al. [2] mencionan que las propiedades eléctricas del módulo están en función de la forma en la que están interconectadas las celdas. Para aumentar la potencia del módulo, las celdas solares se interconectan en serie o en paralelo y la energía eléctrica derivada es de corriente directa. En una interconexión en serie se aumenta la tensión de salida del módulo y la corriente es constante, mientras que en una interconexión en paralelo se aumenta la corriente de salida del módulo y la tensión es constante.

Por otra parte, cuando varios módulos están conectados en serie se constituye un panel

o cadena fotovoltaica que tiene como función incrementar la tensión eléctrica. Cuando hay un conjunto de cadenas fotovoltaicas en paralelo se habla de un arreglo fotovoltaico.

El número módulos que se conectan en serie para conformar a la cadena fotovoltaica se determina con la razón entre la tensión máxima del sistema, la cual es establecida por el inversor, y la tensión máxima del módulo.

$$N_S = \frac{V_{MAX}(S)}{V_{MAX}(MFV)} \quad (2.1)$$

El valor obtenido de la ecuación (2.1) se redondea al entero más cercano, de modo que al obtener la tensión máxima de la cadena fotovoltaica ésta no sobrepase la tensión máxima del sistema y así no se dañe al inversor por sobretensión. Como se verá más adelante, en la ecuación 4.5 la tensión máxima del módulo depende de la irradiancia incidente y de la temperatura de operación del módulo.

En una cadena fotovoltaica en condiciones de circuito abierto, V_{CA} está dada por la sumatoria de la tensión perteneciente a cada módulo; y en condiciones de cortocircuito, I_{CC} posee el mismo valor para la cadena y para todos los módulos que la componen. Cuando se conecta una carga a la cadena, la tensión de operación de la carga se obtiene de la sumatoria de la tensión de acoplamiento de la carga en cada módulo y la corriente de operación de la carga tiene el mismo valor para la cadena y cada uno de los módulos.

En la Figura 2.1 se muestran las curvas I-V y P-V características de un módulo fotovoltaico. De acuerdo con esta figura, en condiciones de circuito abierto, V_{CA} es la tensión máxima que puede alcanzar el módulo y la corriente es cero. Por otro lado, en condiciones de cortocircuito, I_{CC} es el valor máximo de la corriente que tiene el módulo y la tensión es cero. En ambos casos la potencia producida es cero.

Como indica la Figura 2.1, en otras condiciones, se cumple la relación que establece la ley de Ohm, la cual indica que la tensión y la intensidad de corriente son directamente

proporcionales. Por consiguiente, cuando la tensión aumenta también lo hace la potencia generada por el módulo hasta llegar al punto de máxima potencia para luego caer cerca del valor de tensión de circuito abierto.

Cuando la irradiancia que incide sobre el módulo es de 1000 W/m^2 , la potencia máxima se llama potencia pico.

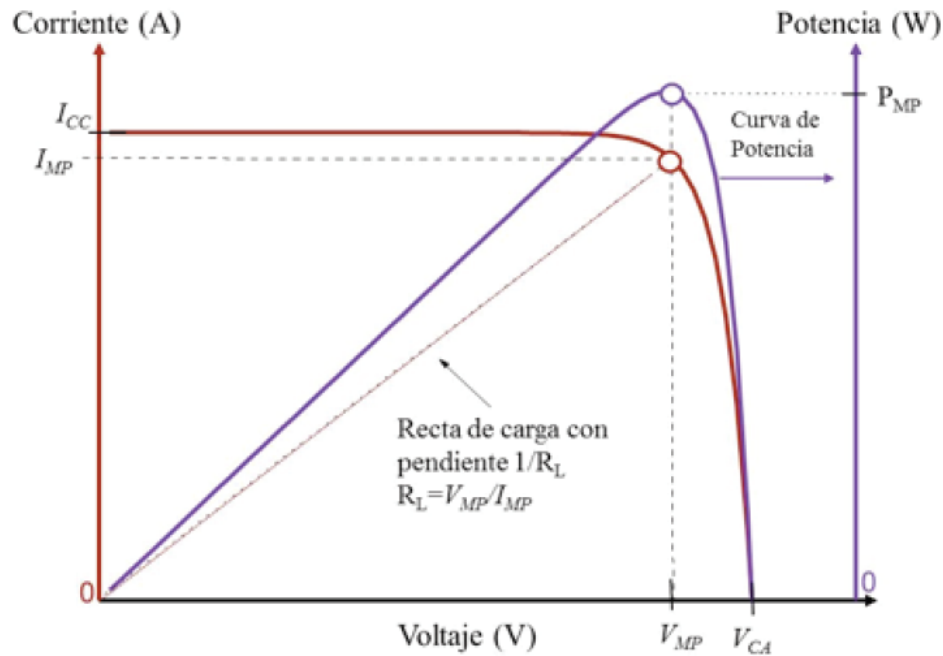


Figura 2.1: Curvas I-V y P-V con parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico [2].

En la Figura 2.2 se contemplan isolíneas que denotan que un mismo valor de potencia se presenta en dos puntos de la curva I-V con distinto valor de tensión, uno inferior al otro. Sólo existe un punto en la curva I-V en el que se intersecta a la máxima potencia.

Para operar una carga se escoge el punto de la isolínea con mayor tensión para obtener potencia, puesto que requiere menor corriente. Por consiguiente, la potencia desperdiciada en los conductores será menor. Sin embargo, la carga no operará en el punto de máxima potencia y su rendimiento en el acoplamiento será inferior al del punto de máxima potencia.

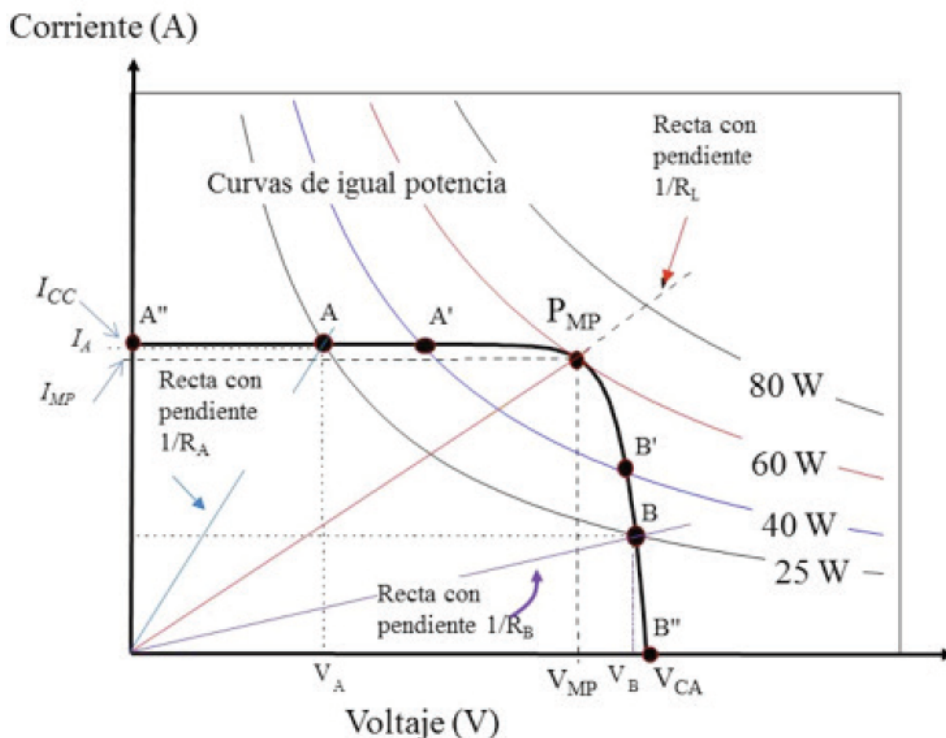


Figura 2.2: Isolíneas de potencia en la curva I-V de un módulo fotovoltaico [2].

Los factores principales que influyen en la energía eléctrica producida por una instalación fotovoltaica son sombreadamiento, irradiancia y temperatura de los módulos.

En [3] se destaca que algunas veces el módulo puede ser sombreado parcial o totalmente. Cuando esto ocurre, la celda sombreada consume energía en lugar de generarla, de modo que actúa como un diodo que bloquea la corriente proveniente de las celdas no sombreadas conectadas en paralelo, poniendo en peligro la producción de energía del módulo. Además, la celda sombreada está sujeta a la tensión de las celdas no sombreadas, lo cual eventualmente calentará a la celda sombreada y se hará un hot spot que dañará al módulo.

Como se ve en la Figura 2.3, el decremento del valor de la irradiancia incidente en el módulo provoca la disminución del valor de la corriente. De ahí que la corriente en cortocircuito del módulo sea directamente proporcional a la irradiancia. Por otra parte, la tensión de circuito abierto varía de manera insignificante. De lo anterior se entiende que la potencia generada en un día nublado será menor que en un día despejado, puesto que

al haber una menor irradiancia la corriente disminuirá.

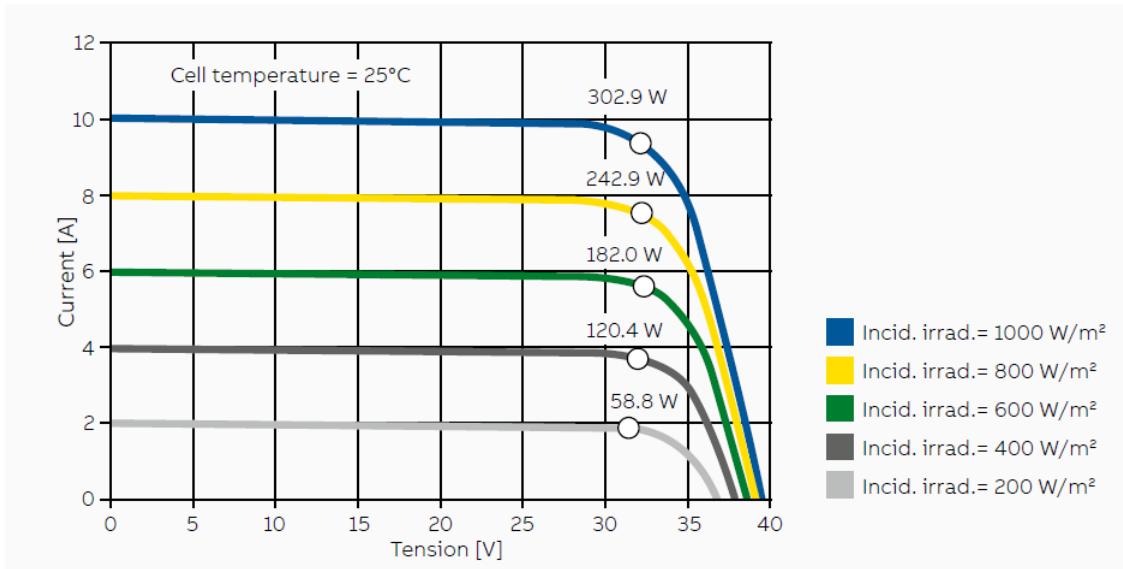


Figura 2.3: Efecto de distintos valores de irradiancia en la curva I-V característica de un módulo de 60 celdas monocristalinas de 6 pulgadas con capacidad de 300 W en STC [3].

Con la Figura 2.4 se observa que la corriente de cortocircuito prácticamente no varía con el cambio de temperatura de la celda. Por el contrario, la tensión a circuito abierto disminuye conforme aumenta la temperatura de la celda. Esto tiene como consecuencia que la potencia generada y la eficiencia disminuyan conforme el valor de la temperatura asciende.

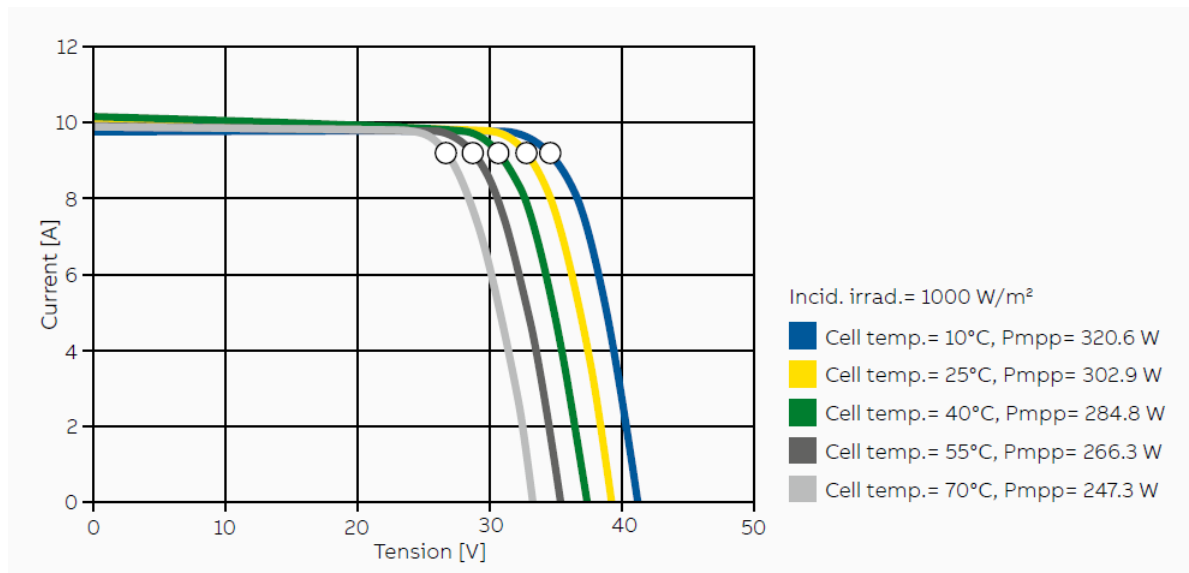


Figura 2.4: Efecto de distintos valores de temperatura en la curva I-V característica de un módulo de 60 celdas monocristalinas de 6 pulgadas con capacidad de 300 W en STC [3].

2.2. Avances tecnológicos en módulos fotovoltaicos

Para aumentar la potencia del módulo fotovoltaico, éste debe estar compuesto por celdas de alta eficiencia. A continuación se presentan los avances tecnológicos de módulos fotovoltaicos a nivel comercial, de los cuales se han hecho diferentes combinaciones en un mismo módulo.

2.2.1. Formatos de obleas más grandes

Chunduri y Schmela [4] reportaron que el propósito de agrandar el tamaño de las celdas fotovoltaicas es acrecentar la potencia de salida de los módulos. Para incrementar el tamaño de las obleas se reducen los bordes de las celdas. De este modo, las celdas se hacen de forma más cuadrada.

Las obleas M10 tiene de largo de un lado 182 mm y son la base para los módulos con potencia de salida igual o mayor a 500 W, mientras que las obleas G12 poseen de largo de un lado 210 mm y son el componente para que la potencia de salida de los módulos sea

mayor o igual a 600 W.

2.2.2. *Multibusbars*

Como se dijo anteriormente, el módulo fotovoltaico es un conjunto de celdas solares interconectadas entre sí. Honsberg y Bowden [5] mencionaron que se colocan contactos metalizados a las celdas para recoger la corriente producida por éstas y enviarla a los contactos eléctricos externos. Entre los contactos metalizados se hallan los *busbars* y *fingers*.

De [6] se sabe que los *fingers* son las tiras delgadas metálicas horizontales de la celda, las cuales recolectan la corriente y la entregan a las *busbars*. Estas últimas son las tiras metálicas verticales de la celda, colocadas en ambos lados, cuyo fin es transportar la corriente producida por ésta hacia los contactos eléctricos externos.

De [7] se conoce que en *multibusbars* (MBB, por sus siglas en inglés) al incrementar la cantidad de *busbars*, disminuye el espacio que hay entre estas y, por ende, se reduce la longitud de los *fingers*. Lo anterior permite reducir las pérdidas por sombreado. Del mismo modo, disminuyen las pérdidas por resistencia interna, ya que es menor la carga que llevan los *fingers* y *busbars*.

2.2.3. Doble vidrio

Tang et al. [8] establecen que los módulos de doble vidrio tienen una hoja de vidrio en la parte frontal del módulo y una hoja de vidrio en la parte posterior, la cual reemplaza al *backsheet*. El que un módulo tenga doble vidrio disminuye las posibilidades de que se le formen microfracturas, pero lo hace más pesado. Además, el módulo de doble vidrio es resistente a ambientes húmedos, altas temperaturas y condiciones UV, lo cual reduce su degradación anual.

2.2.4. Bifacialidad

Crescenti [9] plantea que la tecnología bifacial aprovecha tanto la parte frontal como la posterior del módulo para absorber la luz solar y generar mayor potencia. De esta manera, al usar un módulo bifacial la ganancia de potencia puede ser hasta de 25 %, según el sitio del albedo, la altura del arreglo fotovoltaico, entre otros.

2.2.5. Celdas divididas

De [4] se sabe que la corriente está en función del área y por eso, el uso de obleas más grandes, aumenta la corriente. Para mitigar las pérdidas causadas por las altas corrientes es necesario dividir las celdas en dos pedazos. Chunduri y Schmela [10] comentan que al cortar una celda en dos, ambas partes tienen la misma tensión que la celda completa, pero la corriente se divide a la mitad. Este tipo de tecnología reduce a un cuarto las pérdidas eléctricas internas si se compara con las celdas solares cuadradas y provee un aumento de potencia.

2.2.6. *Shingling*

En [1] se afirma que *shingling* es una versión extrapolada de las celdas divididas, ya que aquí las celdas son rebanadas en varias tiras a lo largo de los *busbars*. Las celdas están interconectadas directamente al poner unas sobre otras, como si fueran tejas, de manera que los *busbars* están ocultos en la superposición. Por tanto, se elimina el espacio intercelular.

Cortar una celda en varias tiras reduce la corriente, y por ende, la carga en los *fingers*. De manera que se puede disminuir el número y el espesor de los *fingers* en las celdas, lo cual resulta en menor sombreado, potencia de salida mejorada de la celda y mayor eficiencia.

Capítulo 3

Tecnología de inversores

En este capítulo se expone qué es un inversor, los diferentes tipos de inversores que existen para interconexión, de acuerdo a su capacidad de tensión, y los criterios de selección del inversor.

3.1. Inversor fotovoltaico

Un inversor fotovoltaico es un dispositivo que convierte la tensión de corriente directa, proveniente del sistema fotovoltaico, en una tensión de corriente alterna, y a una frecuencia compatible con la red. En México la tensión de salida del inversor debe ser de 127 VCA monofásica ó de 220 VCA trifásica a una frecuencia de 60 Hz para sincronizarse con las redes eléctricas de distribución y suministrarles corriente alterna.

En [3] se menciona que en las plantas conectadas a la red, los inversores deben transferir su potencia eléctrica con la mayor calidad posible a la red, y optimizar y maximizar la potencia de salida de los módulos. Los inversores poseen protecciones que controlan la sincronización del inversor con los parámetros de la red. Los inversores también cuentan con uno o varios seguidores de punto de máxima potencia para maximizar la energía disponible del generador fotovoltaico en cualquier momento, durante su operación.

Los inversores, por sus características internas se dividen en inversor con transformador

e inversor sin transformador.

Con base en Zhang et al. [11], los inversores con transformador brindan aislamiento galvánico de manera permanente y segura, entre los módulos fotovoltaicos y la red; lo cual evita que exista una corriente de fuga entre los módulos y la tierra, haciendo posible que, tanto el personal técnico como los usuarios estén protegidos.

Para resolver los inconvenientes de costo, peso y tamaño de los inversores con transformador surgieron los inversores sin transformador. Este tipo de inversores poseen alta eficiencia, son de bajo costo, más ligeros y compactos. El único inconveniente, en el tema de seguridad, de los inversores sin transformador es que son conectados directamente a la red eléctrica y, por lo tanto, no hay aislamiento galvánico entre los módulos fotovoltaicos y la red.

3.1.1. Tipos de inversores para sistemas fotovoltaicos

Los inversores para interconexión, según su capacidad de tensión, se clasifican en tres tipos: microinversor, inversor de cadena e inversor central.

Microinversor

Un microinversor es un inversor de menor tamaño (inferior a 1000 W), montado en la parte posterior de uno o algunos módulos fotovoltaicos para convertir la energía CD a CA, de exclusivamente esos pocos módulos, por ejemplo, el techo de un kiosko. Debido a su baja potencia, los microinversores son empleados en el sector residencial y comercial.

Thoubboron [12] declara que el uso de microinversores representa una ventaja general para el sistema fotovoltaico, ya que si hay sombreadamiento en cualquiera de los módulos o alguno se avería, no se verá afectado el resto de ellos. Los microinversores son útiles cuando se requiere que los módulos estén orientados en diferentes direcciones o estén inclinados en diferentes ángulos. También, permiten la supervisión individual de cada módulo. No

obstante, los microinversores tienen como desventaja ser la opción más costosa, en ciertos intervalos de potencia de escasos kilowatts.

Cabe resaltar que los microinversores únicamente son compatibles con módulos fotovoltaicos de alta densidad de potencia, debido a la alta corriente que demandan en su entrada (normalmente de 6 A, dependiendo de su potencia nominal). Asimismo, el intervalo de tensión de entrada no es muy amplio.

Inversor de cadena

Un inversor de cadena, también llamado de tipo *string*, puede tener varios seguidores de punto de máxima potencia, donde por cada entrada MPPT se puede conectar un número específico de cadenas fotovoltaicas, cuya energía CD se convertirá en CA. El inversor de cadena es usado en plantas fotovoltaicas del sector residencial, comercial e industrial.

En [13] se expresa que la ventaja de los inversores de cadena es que son una opción eficiente, siempre que reciban la irradiancia solar de manera directa durante todo el año y que todos los módulos de las cadenas conectadas a una misma entrada MPPT estén orientados en la misma dirección y tengan la misma inclinación. La ventaja de que el inversor tenga varias entradas MPPT es que si una o todas las cadenas de un mismo MPPT llegara a sombrarse, o no funcionara, no se verán afectadas las cadenas de las otras entradas MPPT y el sistema fotovoltaico seguirá trabajando.

Inversor central

Chaaban [14] informa que en un sistema fotovoltaico se conectan las cadenas fotovoltaicas con la misma orientación e inclinación a una única entrada MPPT del inversor central. En el inversor central cada cadena operará a un punto de máxima potencia promedio estimado para todas las cadenas.

El inversor central se emplea para mayores potencias en plantas fotovoltaicas del sector comercial e industrial. La desventaja del inversor central es que habrán pérdidas si alguna

cadena fotovoltaica se sombrea o deja de funcionar, ya que las cadenas estarán conectadas en paralelo al inversor. Incluso, si el inversor central se descompone también saldrá de operación todo el sistema fotovoltaico.

Tanto el inversor de cadena, como el inversor central, son compatibles con las antiguas y nuevas tecnologías de módulos fotovoltaicos. Así pues, estos dos tipos de inversores se caracterizan por su amplio intervalo de tensiones de entrada, por ejemplo, entre los 150 y 600 VCD; incluso superiores.

3.2. Criterios de selección

Para poder elegir un inversor es importante conocer su potencia de salida nominal, eficiencia y derrateo por temperatura.

3.2.1. Potencia de salida nominal

En [2] se considera que la selección del tamaño del inversor depende de la potencia pico del arreglo fotovoltaico. Por eso, la potencia de salida nominal del inversor debe ser igual o lo más cercana a la potencia pico del arreglo fotovoltaico.

3.2.2. Eficiencia

Fedkin y Dutton [15] declaran que la eficiencia del inversor denota la cantidad de energía CD que es convertida a energía CA. La eficiencia es la razón entre la potencia de salida del inversor y la potencia de entrada del inversor.

En el caso real, la eficiencia no es del 100 % a causa de pérdidas de energía en forma de calor. Ahora bien, la relación entre la potencia de salida de los módulos, conocida como la potencia de entrada CD del inversor, y la potencia de salida CA del inversor es logarítmica; como se constata en las de la Figura 3.1.

La eficiencia del inversor influye en el desempeño total del sistema fotovoltaico. Al mismo tiempo, la eficiencia del inversor se ve disminuida por la temperatura ambiente, como se abordará en la siguiente sección. Desde luego, la eficiencia del inversor presentará el comportamiento logarítmico conforme a la energía solar recibida, tal cual se observa en la Figura 3.1; la eficiencia con valores más altos debe observarse en el periodo con mayor irradiancia. Sin embargo, es imprescindible enfatizar que la curva de eficiencia de un inversor está dada principalmente por su propia topología de electrónica de potencia interna.

Cada inversor cuenta con su propia curva de eficiencia, donde se exhibe la variación de la eficiencia a distintos valores de tensión del arreglo fotovoltaico y diferentes valores de potencia de salida del inversor. Por ejemplo, en la Figura 3.1 se observa la curva de eficiencia a 240 VCA del inversor con transformador de alta frecuencia, de la marca Sunny Boy, modelo SB 2500HFUS-30. En dicha figura la eficiencia del inversor está dada por la tensión mínima MPP con valor de 220 VCD, la tensión de entrada nominal con valor de 415 VCD y la tensión máxima MPP con valor de 480 VCD. En la gráfica se puede ver que antes del 10-15 % de potencia de salida del inversor, la eficiencia es baja para cada una de las tres curvas correspondientes a diferentes valores de tensión del arreglo fotovoltaico. A continuación, la eficiencia incrementa hasta llegar al valor de eficiencia máxima que es de 97.2 % Después, rumbo a su valor nominal la eficiencia disminuye ligeramente.

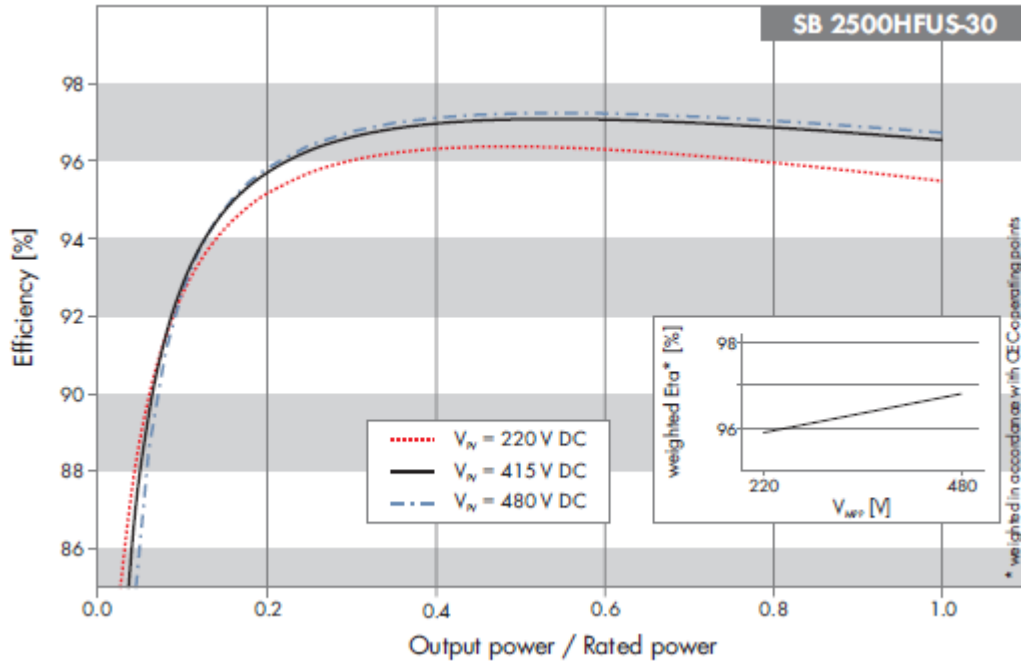


Figura 3.1: Curva de eficiencia a 240 VCA del inversor con transformador de la marca Sunny Boy modelo SB 2500HFUS-30 [16].

3.2.3. Derrateo por temperatura

De [17] se entiende que el derrateo por temperatura es la reducción controlada de la potencia de salida del inversor para evitar el sobrecalentamiento de los componentes semiconductores del inversor.

En cualquier inversor, sin importar la marca, una vez que los componentes monitoreados llegan a la temperatura máxima admisible, el inversor reduce gradualmente su potencia de operación. Una vez que la temperatura ambiente es menor a la temperatura crítica de los componentes semiconductores, el inversor regresa a operar al punto de máxima potencia. En caso de que esto no suceda, el inversor se desconecta.

El derrateo por temperatura es causado por diversas razones, tales como: a) cuando el lugar de instalación del inversor no permite la disipación de calor; b) cuando durante la operación, el inversor está en contacto directo con la irradiación solar; c) cuando la potencia del generador fotovoltaico y la potencia del inversor no tienen compatibilidad; d) cuando

la altitud del lugar donde se instalará el inversor es desfavorable; e) cuando no se respeta la mínima distancia entre inversores continuos o entre inversores y objetos próximos; etc.

En la Figura 3.2, se observa que, para que el inversor con transformador de la marca Sunny Boy modelo SB 2500HFUS-30 trabaje en el punto de máxima potencia es necesario que su temperatura ambiente sea menor a 45 °C.

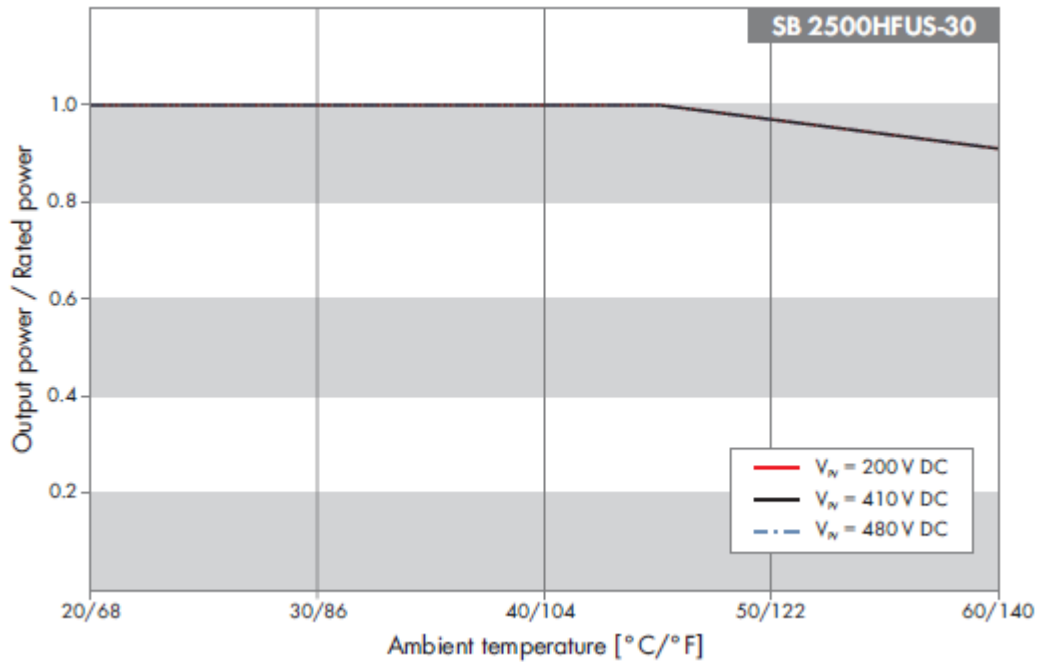


Figura 3.2: Comportamiento de derrateo por temperatura a 240 VCA del inversor con transformador de la marca Sunny Boy modelo SB 2500HFUS-30 [16].

Capítulo 4

Métodos de cálculo eléctrico

En este capítulo se detallan los dos métodos que se compararán para hacer los cálculos eléctricos. Estos métodos son:

- A. El método del 2017 NEC.
- B. El método de ingeniería.

La información acerca del 2017 NEC explicada a continuación se obtuvo de Brooks y White [18], a menos que se indique lo contrario.

4.1. Método del 2017 NEC

4.1.1. Tensión máxima

Wiles [19] señala que la tensión a circuito abierto del módulo, es medida a 1000 W/m^2 y a una temperatura de la celda de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, pero el valor de V_{CA} incrementa desde STC conforme desciende la temperatura por abajo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. En consecuencia, se debe conocer la tensión a circuito abierto a la menor temperatura esperada en el sitio de instalación para comprobar que esta tensión corregida es menor que la tensión máxima de entrada del inversor e inferior a la tensión nominal de cualquier conductor, subestación y dispositivos de sobrecorriente.

El 2017 NEC llama tensión máxima a la tensión a circuito abierto en STC corregida en función de la temperatura más baja esperada en el lugar de montaje. Se hace el ajuste a la tensión a circuito abierto debido a que es la tensión máxima que puede generar el módulo. Calcular adecuadamente la tensión máxima del módulo es crucial para definir la cantidad de módulos en serie que constituirán la cadena fotovoltaica sin exceder la tensión máxima del sistema, puesto que así se puede lograr un mejor desempeño energético y seguridad del sistema fotovoltaico; además se evita que el inversor no arranque por sobretensión de entrada, perdiendo producción de energía.

La sección 690.7(A) del 2017 NEC declara que para calcular la tensión máxima se puede utilizar cualquiera de los siguientes tres métodos:

1. Método de cálculo de la temperatura de tensión.
2. Método de la tabla.
3. Método de supervisión ingenieril.

Método de cálculo de la temperatura de tensión

Este método es presentado en la sección 690.7(A)(1) del 2017 NEC. Para determinar la tensión máxima del módulo primero se obtiene la diferencia de temperatura que hay entre la temperatura en STC (25 °C) y la temperatura ambiente más baja esperada en el sitio de instalación. Luego, se encuentra el factor de corrección por temperatura sumando 1 al producto de ΔT por el valor absoluto del coeficiente de temperatura de la tensión a circuito abierto. Finalmente, se hace el producto de la tensión a circuito abierto en STC por el factor FC_T .

$$\Delta T = 25^{\circ}C - T_f \quad (4.1)$$

$$FC_T = 1 + (\Delta T * \frac{|\beta|}{100}) \quad (4.2)$$

$$V_{MAX} = V_{CA(STC)} * FC_T \quad (4.3)$$

El método de cálculo de la temperatura de tensión no toma en cuenta la influencia de la irradiancia sobre la tensión a circuito abierto del módulo. De modo que dicho método maneja un valor de irradiancia constante de $1000 \text{ W}/m^2$.

Método de la tabla

Este método está ubicado en la sección 690.7(A)(2) del 2017 NEC y sólo funciona para módulos de silicio monocristalino y policristalino. Una vez localizado el factor de corrección de temperatura en la Tabla 690.7(A) del 2017 NEC, a partir de la temperatura ambiente más baja esperada en el sitio de instalación, este factor se multiplica por la tensión a circuito abierto del módulo en condiciones STC para conocer el valor de la tensión máxima del módulo. El método de la tabla, al igual que el método de cálculo de la temperatura de tensión, considera que la irradiancia no ejerce influencia sobre la tensión a circuito abierto del módulo, conservando un valor constante de $1000 \text{ W}/m^2$.

Método de supervisión ingenieril

Este método se localiza en la sección 690.7(A)(3) del 2017 NEC e informa que la tensión máxima de sistemas fotovoltaicos de más de 100 kW de capacidad de generación debe ser establecida por un ingeniero eléctrico profesional con licencia mediante un método estándar industrial. La nota informativa 690.7(A)(3) del 2017 NEC sugiere aplicar el modelo de *Sandia National Laboratory*.

King et al. [20] presentan el modelo de *Sandia National Laboratory*, el cual es útil para entender a detalle el rendimiento eléctrico del módulo fotovoltaico. Este modelo desarrolla de forma más compleja las ecuaciones de corrección del estándar internacional ASTM E1036, haciendo uso de coeficientes de rendimiento, generados por medio de análisis de regresión y de mediciones en exteriores, y de funciones empíricas, obtenidas de manera experimental por caracterización al aire libre. En otras palabras, las ecuaciones del estándar

dar ASTM E1036 son una primera aproximación de las ecuaciones del modelo de *Sandia National Laboratory*.

De Ortega y Tenorio [21] y [22] se identificaron las ecuaciones de corrección (4.4)-(4.8) y la ecuación de la temperatura de operación del módulo (4.9) del estándar internacional ASTM E1036 mostradas a continuación:

$$I_{MAX} = I_{CC} = I_{CC(STC)}[1 + (\frac{\alpha}{100})(T_{mod} - 25)](\frac{G_{med}}{1000}) \quad (4.4)$$

$$V_{MAX} = V_{CA} = V_{CA(STC)}[1 + (\frac{\beta}{100})(T_{mod} - 25)][1 + \delta \ln(\frac{G_{med}}{1000})] \quad (4.5)$$

$$I_{MP} = I_{MP(STC)}[1 + (\frac{\alpha}{100})(T_{mod} - 25)](\frac{G_{med}}{1000}) \quad (4.6)$$

$$V_{MP} = V_{MP(STC)}[1 + (\frac{\gamma}{100})(T_{mod} - 25)][1 + \delta \ln(\frac{G_{med}}{1000})] \quad (4.7)$$

$$P_{MAX} = \frac{P_{MAX(STC)}[1 + (\frac{\gamma}{100})(T_{mod} - 25)][1 + \delta \ln(\frac{G_{med}}{1000})]}{(\frac{1000}{G_{med}})} \quad (4.8)$$

El valor del factor de ajuste por irradiancia es aproximadamente de 0.042 para las ecuaciones (4.5), (4.7) y (4.8).

La ecuación (4.9) de ASTM E1036 es utilizada para identificar la temperatura de operación del módulo. ASTM determina T_{mod} a través de un modelo estático, puesto que no usa el efecto de la velocidad del viento. Por el contrario, el modelo de *Sandia National Laboratory* sí considera el efecto de la velocidad del viento, siendo un modelo dinámico.

$$T_{mod} = T_f + (\frac{T_{NMOT} - 20}{800})G_{med} \quad (4.9)$$

Como se ve en las ecuaciones (4.4)-(4.9), el estándar ASTM E1036 necesita conocer el valor de la temperatura del módulo para establecer los valores corregidos de sus carac-

terísticas eléctricas. A diferencia del método de cálculo de la temperatura de tensión y del método de la tabla, los cuales utilizan la temperatura ambiente más baja esperada en el sitio de instalación, para determinar la tensión máxima; en el método de supervisión ingenieril, el estándar ASTM E1036, y por consiguiente, el modelo de *Sandia National Laboratory* emplean la temperatura del módulo, ya que es la temperatura a la que realmente operará el módulo en la instalación fotovoltaica.

Las ecuaciones (4.5) y (4.7) hacen evidente que el comportamiento de la tensión es lineal a la temperatura de operación del módulo y logarítmico a la irradiancia incidente. Por su parte, las ecuaciones (4.4) y (4.6) indican que la corriente es lineal a la temperatura de operación del módulo y a la irradiancia incidente.

4.1.2. Corriente máxima

Wiles [23] advierte que la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico es medida a 1000 W/m^2 y a una temperatura de la celda de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. No obstante, el valor de la irradiancia puede llegar a ser superior a 1000 W/m^2 en un intervalo de tres o más horas sobretodo a mediodía solar con el cielo despejado y, aún más grande, en un lugar de gran altitud. Al ser la corriente una función de la irradiancia, si se presentan condiciones como las ya descritas, la corriente del módulo será considerablemente mayor a la obtenida en STC. Por lo anterior, las corrientes en un sistema fotovoltaico son calificadas como corrientes continuas.

Determinar el valor de la corriente máxima es indispensable para definir las ampacidades de los conductores y los dispositivos de protección contra sobrecorriente en un sistema fotovoltaico. Enseguida se expone cómo se determinan las corrientes máximas de los circuitos de fuente fotovoltaica, de los circuitos de salida fotovoltaicos y del circuito de salida del inversor; según el 2017 NEC.

Circuito de fuente fotovoltaica

La corriente máxima del circuito de fuente fotovoltaica se puede obtener por cualquiera de los dos siguientes métodos, tal como indica la sección 690.8(A)(1) del 2017 NEC.

1. Método del 125 % de la corriente de cortocircuito.
2. Método de supervisión ingenieril.

Método del 125 % de la corriente de cortocircuito

Este método se posiciona en la sección 690.8(A)(1)(1) del 2017 NEC. El factor de 125 % utilizado para calcular la corriente máxima soporta el aumento de irradiancia cuando ésta es superior a 1000 W/m^2 .

$$I_{MAX} = 1.25 * I_{CC(STC)} \quad (4.10)$$

Método de supervisión ingenieril

Este método se sitúa en la sección 690.8(A)(1)(2) del 2017 NEC y es llevado a cabo por un ingeniero eléctrico profesional con licencia para calcular I_{MAX} del circuito para sistemas fotovoltaicos con una capacidad de generación de más de 100 kW. El ingeniero eléctrico puede llevar a cabo un método industrial, el cual consiste en un promedio de corriente de tres horas más alto a una irradiancia local simulada que toma en cuenta la orientación y la elevación. Para este método el valor de I_{MAX} no debe ser menor al 70 % del 125 % de I_{CC} , en otras palabras, no inferior al 87.5 % de I_{CC} .

$$I_{MAX} = 0.875 * I_{CC} \quad (4.11)$$

Circuito de salida fotovoltaico

La sección 690.8(A)(2) del 2017 NEC destaca que la corriente máxima del circuito de salida fotovoltaico es la suma de las I_{MAX} de los circuitos de fuentes fotovoltaicas conectadas en paralelo. Sin embargo, en ocasiones los sistemas fotovoltaicos sólo cuentan

con circuitos de fuente fotovoltaica que se conectan directamente al inversor sin necesidad de circuitos de salida fotovoltaicos.

Circuito de salida del inversor

Conforme apunta la sección 690.8(A)(3) del 2017 NEC, la I_{MAX} del inversor es la corriente de salida continua del inversor.

4.1.3. Ampacidad del conductor

Conocer la ampacidad del conductor es crucial para definir el tamaño del conductor. La sección 690.8(B) del 2017 NEC apunta a que el tamaño del conductor del circuito debe portar cuando menos la mayor de las ampacidades resultantes de 690.8(B)(1) y 690.8(B)(2). La sección 705.60(B) del 2017 NEC dice que el tamaño del conductor del circuito de salida del inversor se determina tal como indica 690.8(B).

En la Tabla 310.15(B)(16) y en la Tabla 310.15(B)(17) del 2017 NEC se pueden ver las ampacidades para un determinado tamaño de conductor, según la temperatura nominal del aislamiento del conductor.

Esta sección del 2017 NEC no tiene en consideración el efecto de la temperatura de operación del módulo sobre la corriente.

La sección 110.14(C) del 2017 NEC señala que para determinar el tamaño de los conductores es necesario tener en cuenta los límites de temperatura de las terminales. El conductor se debe seleccionar para no superar la menor temperatura de una terminal, conductor o dispositivo conectado en el sistema.

Antes del uso de factores de ajuste y corrección

Dado que un sistema fotovoltaico opera más de tres horas al día, se reconoce que las corrientes de dicho sistema son continuas. La sección 690.8(B)(1) del 2017 NEC dicta que

para diagnosticar la ampacidad requerida por el conductor para portar corriente continua de manera segura se aplica un factor de 125 % a la corriente máxima del circuito de la sección 690.8(A) del 2017 NEC. Dicho de otra manera, la ampacidad del conductor está en función de la irradiancia y de la corriente continua.

Después de las condiciones de uso

La sección 110.14(C) del 2017 NEC advierte que para el ajuste y/o corrección de la ampacidad se permite usar conductores con temperaturas superiores a las especificadas para las terminales. Cuando se aplican los factores de ajuste y/o corrección, conocidos como condiciones de uso, no se emplea la clasificación de temperatura de la terminal. De la sección 690.8(B)(2) del 2017 NEC se sabe que las condiciones de uso son aplicadas al valor de la corriente máxima.

Los factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C se encuentran en la Tabla 310.15(B)(2)(a) del 2017 NEC y los factores de ajuste para más de 3 conductores portadores de corriente (sin considerar el neutral ni el puesto a tierra) en una canalización o cable se ubican en la Tabla 310.15(B)(3)(a) del 2017 NEC. En canalizaciones o cables expuestos al Sol sobre techos a una distancia menor o igual a 7/8 de pulgada por encima del techo hasta la base del tubo conduit se añaden 33 °C a la temperatura ambiente.

La sección 690.31(A) del 2017 NEC informa que para temperaturas ambientes por encima de 30 °C no se emplea la Tabla 310.15(B)(2)(a) del 2017 NEC sino que se recurre a la Tabla 690.31(A) del 2017 NEC para corregir la ampacidad del conductor con el factor de corrección de temperatura ambiente para temperaturas superiores a 30 °C.

4.1.4. Protección contra sobrecorriente

La sección 690.9(A) excepción (1) del 2017 NEC establece que se emplea un dispositivo de protección contra sobrecorriente si hay cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo, baterías o retroalimentación de inversores. La sección 690.9(C) del 2017 NEC describe que

para proteger al circuito del lado de CD se instala un DPCS por cada cadena o un único DPCS por cada grupo de cadenas en paralelo, los cuales deben tener la misma polaridad. Por el contrario, la sección 690.9(A) excepción (2) del 2017 NEC da a entender que si hay una o dos cadenas conectadas en una misma entrada del inversor no se requiere colocar un dispositivo de protección contra sobrecorriente.

La sección 705.65 del 2017 NEC aclara que para escoger el tamaño del dispositivo de protección contra sobrecorriente a la salida del inversor se debe hacer lo que apunta la sección 690.9 del 2017 NEC. La sección 690.9(D) excepción del 2017 NEC determina que no se requiere un dispositivo de protección contra sobrecorriente en el lado del transformador que está próximo al inversor si la corriente nominal de ese lado es igual o mayor a la corriente nominal del inversor.

La sección 690.9(B)(1) del 2017 NEC dicta que para proteger al DPCS del lado de CD de cargar de modo continuo más del 80 % de su corriente nominal se aplica un factor de 125 % a la corriente máxima, obtenida en la sección 690.8(A) del 2017 NEC. Esta sección del 2017 NEC no considera hacer una corrección para temperaturas ambiente diferentes de 25 °C.

$$I_{DPCS} = 1.25 * I_{MAX} \quad (4.12)$$

La sección 240.4(B) del 2017 NEC señala que para conocer el tamaño del DPCS se redondea el resultado de la ecuación (4.12) al tamaño estándar superior inmediato del DPCS. Si el resultado de la ecuación (4.12) es igual o mayor a 800 A no se hace el redondeo. En la sección 240.6 del 2017 NEC se muestran los tamaños estándares de los DPCS.

La sección 240.4(D) del 2017 NEC indica el tamaño mínimo de los DPCS con los que deben contar los conductores pequeños.

4.2. Método de ingeniería

El método de ingeniería realiza ajustes, basados en las condiciones ambientales de México y en las ecuaciones de la norma internacional ASTM E1036, a los cálculos eléctricos de los circuitos de corriente directa expuestos en el 2017 NEC con la finalidad de que el sistema fotovoltaico sea seguro y tenga un mayor rendimiento. Este método no aplica para hacer cálculos en el lado de corriente alterna del sistema fotovoltaico. No obstante, este método tiene en cuenta la importancia de determinar la ampacidad y la caída de tensión para precisar el tamaño del conductor a utilizar.

4.2.1. Tensión máxima

Como se vio previamente, cuando el módulo fotovoltaico está operando su tensión a circuito abierto es diferente a la indicada por el fabricante en su ficha técnica. El método de ingeniería toma en cuenta que la tensión máxima está en función de un intervalo de irradiancias y temperaturas normales mínimas diarias. Como plantea [24], las temperaturas normales mínimas diarias son las temperaturas más bajas que se han presentado en un día entre las las 6 a.m. y las 8 a.m. en una localidad. Estas temperaturas son proporcionadas por el Servicio Meteorológico Nacional.

A medida que la irradiancia incrementa, la temperatura de operación del módulo también, provocando que esta temperatura sea mayor que la temperatura normal mínima diaria. Por ende, el método de ingeniería manifiesta que previo a determinar la tensión máxima, se defina la temperatura de operación del módulo para diferentes condiciones de irradiancia y temperatura normal mínima diaria. Para ello, la ecuación (4.9) se reescribe de la siguiente manera.

$$T_{mod} = T_{nmd} + \left(\frac{T_{NMOT} - 20}{800} \right) G_{med} \quad (4.13)$$

Después, se establece la tensión máxima del módulo para las mismas condiciones de irradiancia y temperatura normal mínima diaria empleadas en el cálculo de la tempera-

tura de operación del módulo. En [21] se ve que para adecuar el valor de V_{CA} de STC a las condiciones de operación del módulo se usa la ecuación (4.5), la cual es tomada de la norma ASTM E1036.

Dentro de la matriz de tensiones máximas del módulo se encuentran las condiciones más desfavorables para el módulo fotovoltaico a utilizar. La condición más desfavorable es el conjunto de una baja irradiancia y una temperatura normal mínima diaria representativa de la localidad analizada, lo cual implica el valor más alto de tensión máxima de toda la matriz. Dicho valor será el manejado para conocer el número de módulos en serie que tendrá la cadena fotovoltaica.

4.2.2. Corriente máxima

Para determinar la corriente máxima, el método de ingeniería respeta lo marcado en las secciones 690.8(A)(1), 690.8(A)(2) y 690.8(A)(3) del 2017 NEC y no realiza alteraciones.

4.2.3. Ampacidad del conductor

Para encontrar la ampacidad que requiere el conductor del lado de CD, el método de ingeniería se basa en la ecuación (4.4) para modificar lo marcado en la sección 690.8(B) del 2017 NEC; tomando en cuenta que además de la irradiancia y la carga continua, la temperatura de operación del módulo es un factor que representa un impacto considerable sobre la ampacidad del conductor. Lo anterior deriva en que el valor de las corrientes que transitan por los conductores en el lado de CD del sistema fotovoltaico sean superiores a las dadas en STC por el fabricante del módulo en la ficha técnica.

El efecto de la temperatura de operación del módulo cuando se tienen varias cadenas fotovoltaicas en paralelo en un mismo conduit desencadena en la selección de un tamaño de conductor más grande o pequeño y de un dispositivo de protección contra sobrecorriente de mayor o menor capacidad, según sea el caso.

En el método de ingeniería la ecuación (4.14) es empleada para establecer la temperatura de operación del módulo con el fin de, posteriormente, con la ecuación (4.15) determinar la ampacidad requerida por el conductor en el lado de CD. El método de ingeniería no contempla los factores de ajuste y corrección para determinar la ampacidad del conductor que emplea el método del NEC, ya que desde un principio se consideró el efecto que tiene la temperatura del módulo sobre la ampacidad del conductor y por esa razón ya no usamos factores de corrección ni ajuste.

La ecuación (4.14) indica que se usa la temperatura normal máxima diaria dada por el Servicio Meteorológico Nacional para el sitio de estudio. Tal como hace notar [24], las temperaturas normales máximas diarias son las temperaturas más altas que se han presentado en un día entre las 2 p.m. y las 4 p.m. en una localidad.

$$T_{mod} = T_{NMD} + \left(\frac{T_{NMOT} - 20}{800}\right)G_{med} \quad (4.14)$$

$$I_{amp} = (1.25 * 1.25 * I_{CC(STC)}) + [(I_{CC(STC)})\left(\frac{\alpha}{100}\right)(T_{mod} - 25)] \quad (4.15)$$

Para definir la ampacidad del conductor en el lado de CA del sistema fotovoltaico, se respeta lo indicado en la sección 705.60(B) del NEC 2017.

Una vez determinada la ampacidad del conductor se recurre a la Tabla 310.15(B)(16) o a la Tabla 310.15(B)(17) del 2017 NEC, según corresponda, para seleccionar el calibre del conductor.

4.2.4. Protección contra sobrecorriente

Cuando la temperatura de un dispositivo de protección contra sobrecorriente sobrepasa los 25 °C, el rendimiento del dispositivo de protección contra sobrecorriente es perjudicado haciendo que éste se abra antes de llegar a su valor de corriente nominal. Por el contrario, cuando la temperatura de un dispositivo de protección contra sobrecorriente es menor

a 25 °C, el dispositivo de protección contra sobrecorriente no abrirá aunque ya se haya alcanzado la corriente nominal. Por ello, el método de ingeniería contempla el uso de un factor de corrección por temperatura para precisar el tamaño del dispositivo de protección contra sobrecorriente en los circuitos del lado de CD.

$$I_{DPCS} = \frac{I_{amp}}{F_{CT}} \quad (4.16)$$

De [25] se extrajeron los factores de corrección por temperatura, dados por la Tabla de derrateo para temperaturas ambiente anormales de MERSEN, mostrada en la Figura 4.1.

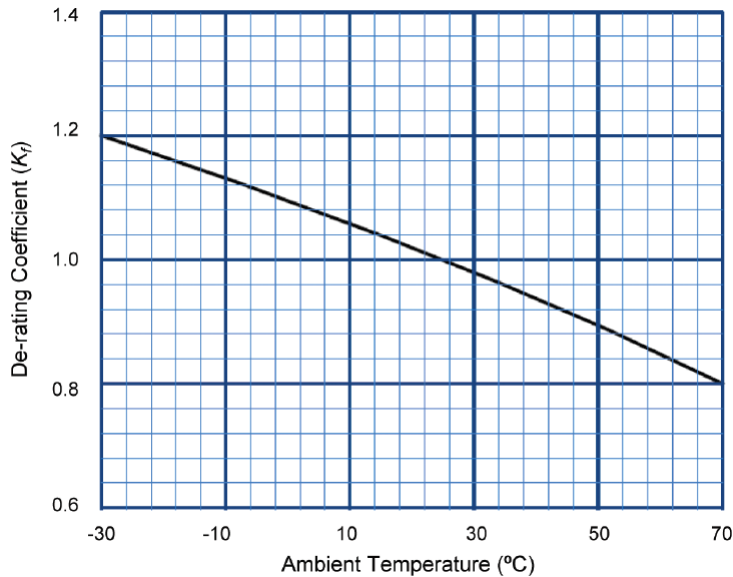


Figura 4.1: Tabla de derrateo de MERSEN para temperaturas ambiente [25].

El tamaño del dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito de CD es definido al redondear el resultado de la ecuación (4.16) al tamaño estándar superior inmediato encontrado en el mercado. Por seguridad, la ampacidad del dispositivo de protección contra sobrecorriente debe ser menor o igual a la ampacidad del conductor escogido. Si esto no se cumple se debe incrementar el tamaño del conductor.

Para fijar el tamaño del dispositivo de protección contra sobrecorriente en el lado de CA del sistema fotovoltaico se lleva a cabo lo señalado en la sección 705.65 del 2017 NEC.

4.2.5. Caída de tensión

La caída de tensión es la tensión que se va a perder en un tramo en específico del conductor. Al aumentar la longitud del conductor, se incrementa la resistencia de éste y la caída de tensión crece. De igual forma, al aumentar la sección transversal de un conductor su ampacidad incrementa y, por tanto, su resistencia eléctrica y su caída de tensión se reducen. De aquí que lo ideal sea utilizar un conductor grueso con una longitud corta.

Para determinar el calibre que el conductor debe de tener es necesario verificar que dicho calibre cumpla con los porcentajes de caída de tensión aceptables. Las caídas de tensión deben ser mínimas para que el rendimiento del sistema fotovoltaico sea alto.

Citando a Sánchez et al. [26] “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”. Sin embargo, para el método de ingeniería se propone que la máxima de caída de tensión entre el punto de generación y el punto de acoplamiento debe ser menor o igual al 3 %. Se recomienda que la caída de tensión máxima en CD sea del 1 % del V_{MP} del AFV corregido para la temperatura máxima de operación del módulo y para una alta irradiancia. En cuanto a la caída de tensión máxima en CA se sugiere que ésta no supere el 2 % de la $V_N(\text{Inv})$.

Caída de tensión en el lado de CD

Los inversores fotovoltaicos interconectados a la red cuentan con entradas MPPT que maximizan la energía producida por el generador fotovoltaico cuando está en operación. Los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico durante su operación no siempre se dan bajo STC, lo cual quiere decir que la potencia que entregará el módulo depende directamente de su temperatura de operación y de la irradiancia que incide sobre éste.

Antes de calcular la caída de tensión en el circuito del lado de CD se deben adecuar los valores de V_{MP} e I_{MP} de STC a las condiciones de operación del módulo. En [21] se indica

que para adecuar los valores de I_{MP} y V_{MP} de STC a las condiciones de operación del módulo se usan las ecuaciones (4.6) y (4.7), respectivamente. De [27] se toma como base la Tabla 2 de la UNE-EN 61853-1-2011 para delimitar los valores de temperatura máxima de operación del módulo y de alta irradiancia.

Finalmente, para calcular la caída de tensión en el circuito del lado de CD se debe fijar la distancia del conductor e identificar la resistencia del conductor en corriente directa a una determinada temperatura. Ortiz [28] en la Tabla 8 de la NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (utilización) entrega la resistencia del conductor en corriente directa a 75 °C.

$$\Delta V = R_L * I_{MP} * 2 * L \quad (4.17)$$

En caso de ser necesario, la Nota 2 de la Tabla 8 indica la ecuación a emplear en caso de querer saber la resistencia del conductor en corriente directa a una temperatura distinta de 75 °C.

Caída de tensión en el lado de CA

De [29] se conocen los cálculos de caída de tensión en el circuito del lado de CA, tanto para sistemas eléctricos de 1 y 2 hilos como para sistemas eléctricos de 3 hilos. Para realizar dichos cálculos se requiere remitirse a la Tabla 9 de la NOM-001-SEDE-2012.

El cálculo de caída de tensión en el circuito del lado de CA para sistemas eléctricos de 1 y 2 hilos se obtiene con la ecuación (4.18).

$$\Delta V = Z_{ef} * I_N(Inv) * L \quad (4.18)$$

El cálculo de caída de tensión en el circuito del lado de CA para sistemas eléctricos de 3 hilos se adquiere con la ecuación (4.19).

$$\Delta V = \sqrt{3} * Z_{ef} * I_N(Inv) * L \quad (4.19)$$

Como enseña [28] en la Nota 2 de la Tabla 9 de la NOM-001-SEDE-2012, sin importar si el sistema eléctrico es de 1, 2 ó 3 hilos; cuando el factor de potencia del inversor es 0.85 se emplea la ecuación (4.20) para determinar la impedancia eficaz.

$$Z_{ef} = [R * \cos(FP)] + [X_L * \sen(FP)] \quad (4.20)$$

La Nota 2 de la Tabla 9 de la NOM-001-SEDE-2012 también informa que cuando el factor de potencia del inversor es diferente de 0.85, la impedancia eficaz del conductor se consigue de los valores de resistencia en corriente alterna y la reactancia de los conductores de la Tabla 9 de la NOM-001-SEDE-2012. Para ello se usa la ecuación (4.21).

$$Z_{ef} = (R * FP) + \{X_L * \sen[\arccos(FP)]\} \quad (4.21)$$

En caso de ser requerido, la ecuación de la Nota 2 de la Tabla 8 también sirve para conocer la resistencia del conductor en corriente alterna a una temperatura distinta de 75 °C.

4.3. Acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor con el método de ingeniería

Para definir la tensión de acoplamiento entre la cadena fotovoltaica y su respectiva entrada MPPT del inversor es necesario usar la ecuación 4.7 para adecuar el valor de V_{MP} de STC a las condiciones de operación del módulo. De [27] se tomó como base la Tabla 2 de la UNE-EN 61853-1-2011 para delimitar los valores de temperatura máxima de operación del módulo y de alta irradiancia, seleccionando una temperatura máxima de operación del módulo y una alta irradiancia.

Capítulo 5

Casos de estudio

En este capítulo se entregan y analizan los resultados del caso de estudio A, el cual usa un MFV de alto rendimiento, y del caso B, el cual utiliza un MFV de bajo rendimiento; cuyos cálculos eléctricos fueron elaborados a partir del método del 2017 NEC y del método de ingeniería, para un sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco. Los cálculos eléctricos de los casos A y B fueron desarrollados en la memoria de cálculo eléctrico para sistemas fotovoltaicos.

5.1. Descripción del sistema fotovoltaico

En los casos de estudio A y B se planteó que el usuario requiere de un sistema fotovoltaico interconectado a la red con una potencia pico teórica de 50 kW para satisfacer sus necesidades energéticas. Dicho usuario tiene una configuración eléctrica de 480 VCA trifásica a una frecuencia de 60 Hz y está ubicado en Playas del Rosario, Tabasco.

Playas del Rosario, Tabasco tiene una latitud de $17^{\circ}51'16''$ N, una longitud de $92^{\circ}55'48''$ O y una altitud de 18 metros sobre el nivel del mar. En este lugar la temperatura más baja esperada o temperatura normal mínima diaria, según el método usado, es de 2°C ; y la temperatura más alta esperada o temperatura normal máxima diaria, de acuerdo con el método, es de 45°C .

Para seleccionar el inversor a utilizar en el sistema fotovoltaico se consideraron distintos factores como la potencia de salida nominal, la eficiencia y el derrateo por temperatura. Puesto que la potencia pico teórica del sistema fotovoltaico es de 50 kW, se buscó un inversor cuya potencia nominal de CA sea de 50 kW, de alta eficiencia y cuyo derrateo por temperatura comience después de los 45 °C para que el inversor trabaje en el punto de máxima potencia y, así, no perder eficiencia de transformación por temperatura y por tensión de operación MPPT del AFV. En resumen, las condiciones bajo las que opera el inversor influyen en la eficiencia de transformación de la energía. De este modo, se seleccionó el inversor SUNNY TRIPOWER CORE1 50-US de la marca SMA, cuya ficha técnica se puede ver en el Anexo A.

En el caso A se empleó el módulo REC380AA de la marca REC serie Alpha y en el caso B se utilizó el módulo SE-158*158-380M-72 de la marca Solarever. La ficha técnica de cada uno de los módulos se encuentra en el Anexo A.

Para el método del 2017 NEC y el método de ingeniería en los casos A y B se determinó el número de módulos conectados en serie que conforman a la cadena fotovoltaica con la ecuación (2.1). En la ficha técnica del inversor, la cual está en el Anexo A, se vio que la tensión máxima del sistema es de 1000 V.

En el caso A en el tramo que va de la salida de las cadenas fotovoltaicas hacia la entrada del inversor se decidió utilizar cable fotovoltaico. El empalme entre el cable fotovoltaico de 4 mm² de los módulos REC380AA y el de extensión se hizo mediante conectores MC4, cuya ficha técnica está disponible en el Anexo A.

El módulo SE-158*158-380M-72 de la marca Solarever del caso B no revela el tipo de conductor que tiene cada módulo. Entonces, se asumió que el módulo del caso B cuenta con cable fotovoltaico de 4 mm². Para extender el circuito de salida de cada cadena fotovoltaica y llevarlo a la entrada del inversor se optó por emplear un cable fotovoltaico. El empalme entre estos conductores se llevó a cabo mediante los mismos conectores MC4

del caso A. El cálculo de ampacidad para determinar el calibre del cable fotovoltaico de extensión se encuentra más adelante.

En el diseño se consideró que las estructuras de aluminio anodizado sobre las que son montados los módulos fotovoltaicos son fijas y sus puntos de apoyo están sujetos con anclas roscadas embebidas en concreto, ya que este sistema fue diseñado para ser montado sobre un terreno. Para que los módulos capturen la mayor cantidad de irradiancia solar, estos se colocaron orientados hacia el sur y se inclinaron a un ángulo del mismo valor que la latitud de Playas del Rosario.

El diámetro externo del aislamiento del cable fotovoltaico no está estandarizado y, por ende, no se puede comparar con otros tipos de aislamientos. Por consiguiente, se supuso que las condiciones de aislamiento del cable solar son similares a las de los aislamientos de los conductores de la Tabla 310.104(A) del 2017 NEC.

En lo que respecta al lado de corriente alterna, éste sí tiene dispositivos de protección contra sobrecorriente. Por las condiciones ambientales de Playas del Rosario, se usó un cable THWN-2 contenido en un tubo conduit metálico semipesado (IMC) de 1 1/4", para el tramo que va de la salida del inversor hacia la caja de desconexión de corriente alterna y para el tramo que va de dicha caja al tablero de desconexiones en los casos A y B. La ficha técnica del cable THWN-2 y del tubo conduit se localiza en el Anexo A.

Para los cables fotovoltaicos que irán en el lado de CD y los THWN-2 (dentro del tubo conduit metálico semipesado) se usarán como medio de sujeción CAB Solar Hangers.

5.2. Caso A. Módulo de alto rendimiento

5.2.1. Tensión máxima

En la Tabla 5.1 se expuso la irradiancia, la temperatura más baja esperada y el factor de corrección por temperatura utilizados para calcular la tensión máxima del caso A, según el método de cálculo de la temperatura de tensión presentado en la sección 690.7(A)(1) y el método de la tabla ubicado en la sección 690.7(A)(2) del 2017 NEC. Además, esta tabla informó el número de módulos que se pueden conectar en serie sin exceder la tensión máxima del sistema, la cual es de 1000 V.

Tabla 5.1: V_{MAX} (MFV) calculada por los dos métodos del 2017 NEC y N_s para el caso A.

ID	Método	G	T_f	FC_T	$V_{MAX}(MFV)$	N_s
1	De cálculo de la temperatura de tensión del 2017 NEC	1000 W/m^2	2 °C	1.06	46.75 V	21
2	De la tabla del 2017 NEC	1000 W/m^2	4 a 0 °C	1.1	48.73 V	20

En la ficha técnica del módulo REC380AA, ubicada en el Anexo A, se vio que $V_{CA}(STC)$ es de 44.3 V. En la Tabla 5.1 se comprobó que al corregir V_{CA} para un lugar donde la temperatura más baja esperada es de 2 °C manteniendo el valor de irradiancia de 1000 W/m^2 , el valor de V_{MAX} del módulo fue mayor que el de $V_{CA}(STC)$ al ser calculado por cualquiera de los dos métodos del 2017 NEC.

De acuerdo con el método de ingeniería, dentro de la matriz de tensiones máximas del módulo se encontró que la condición más desfavorable para el caso A se dio cuando hay una baja irradiancia de 600 W/m^2 y una temperatura normal mínima diaria de 2 °C. En la Tabla 5.2 se observó la irradiancia, la temperatura normal mínima diaria y la temperatura

de operación del módulo usados para determinar la tensión máxima del caso A, según el método de ingeniería.

Tabla 5.2: V_{MAX} (MFV) por el método de ingeniería y N_s para el caso A.

	G	T_{nmd}	T_{mod}	$V_{MAX}(MFV)$	N_s
Método de ingeniería	600 W/m^2	2 °C	20 °C	43.87 V	22

De la Tabla 5.2 se comprendió que al considerar la influencia del efecto de calentamiento de la irradiancia sobre V_{CA} , la temperatura del módulo fue superior a la temperatura normal mínima diaria y como resultado V_{MAX} del módulo fue inferior a los resultados de V_{MAX} calculados con los dos métodos del 2017 NEC de la Tabla 5.1. En consecuencia, con el método de ingeniería se requirió poner uno o dos módulos más en serie dentro de la cadena, en comparación con el método de cálculo de la temperatura de tensión y el método de la tabla del 2017 NEC.

Una vez que se obtuvo el número de módulos en serie se procedió a revisar que la $V_{MAX}(CFV)$ no supere los 1000 V de la tensión máxima del sistema. La Tabla 5.3 indica que, ninguno de los métodos de evaluación de tensión máxima sobrepasó los 1000 V. Dicha tabla revela que se pusieron 6 cadenas en paralelo para producir aproximadamente los 50 kW de potencia pico para cada uno de los métodos analizados en el caso A. Como el inversor SUNNY TRIPOWER CORE1 50-US tiene 6 entradas MPPT, se situó 1 cadena en cada una de las entradas MPPT configurando un arreglo de 6 cadenas en paralelo. Se decidió colocar tres estructuras metálicas. En cada estructura se colocaron dos cadenas fotovoltaicas.

Es evidente que la configuración entre el AFV y el inversor más adecuada para el caso A se presentó al calcular la tensión máxima por el método de ingeniería, dando como resultado el valor más cercano a la $P_p(\text{AFV})$ teórica de 50 kW.

Tabla 5.3: Sembrado, tensión máxima de la CFV y potencia pico del AFV de los métodos para el caso A.

ID	Método	N_s	$V_{MAX}(CFV)$	N_p	$P_P(AFV)$
1	De cálculo de la temperatura de tensión del 2017 NEC	21	981.65 V	6	47880 W
2	De la tabla del 2017 NEC	20	974.60 V	6	45600 W
3	De ingeniería	22	965.13 V	6	50160 W

No se colocaron dispositivos de protección contra sobrecorriente en el lado de CD del caso A, puesto que únicamente hay una cadena fotovoltaica conectada por cada entrada MPPT del inversor.

5.2.2. Corriente máxima

En el tramo que va de las cadenas fotovoltaicas a las entradas MPPT del inversor del caso A se utilizaron como medio de sujeción los *CAB Solar Hangers* para poder llevar los cables fotovoltaicos y el conductor de puesta a tierra de cada estructura hacia el inversor.



Figura 5.1: *CAB Solar Hanger* [30].

La corriente máxima del circuito de la fuente fotovoltaica, es decir, el circuito que va de

una cadena fotovoltaica a una entrada MPPT del inversor, ya sea por el método del 2017 NEC o por el método de ingeniería, se evalúa conforme apunta la sección 690.8(A)(1)(1) del 2017 NEC. Al sólo tener una cadena fotovoltaica, la corriente máxima del circuito de cada cadena fotovoltaica hacia el inversor es de 13.26 A para el caso A.

5.2.3. Ampacidad y tamaño del conductor

Como se dijo anteriormente, cada estructura metálica contiene dos cadenas fotovoltaicas. Para poder llevar a los cuatro conductores (2 positivos y 2 negativos) y el conductor de puesta a tierra de una estructura al inversor se utilizaron los *CAB Solar Hangers*. Se utilizó el mismo conductor de puesta a tierra para aterrizar el marco de los módulos de las cadenas y a la estructura metálica.

De [30] se establece que para calibres menores a 8 AWG y/o terminales con clasificación de 60 °C, aunque el conductor esté expuesto al aire libre, se debe utilizar la Tabla 310.15(B)(16) del 2017 NEC para seleccionar el tamaño del conductor, ya que el medio de sujeción es *CAB Solar Hangers*. Además, se siguen usando los factores de corrección de la Tabla 310.15(B)(2)(a) y los factores de ajuste de la Tabla 310.15(B)(3)(a).

En la Tabla 5.4 se ve la ampacidad del conductor que va de la salida de la CFV a la entrada del inversor y el tamaño de éste para el caso A. Una vez encontrada la ampacidad del conductor, sin importar el método usado, se recurrió a la Tabla 310.15(B)(16) del 2017 NEC para seleccionar su tamaño. Respetando la sección 110.14(C) del 2017 NEC, el conductor debe tener un tamaño de acuerdo con la clasificación de temperatura más baja del equipo o del conductor, siendo 60 °C. Por lo tanto, el tamaño del conductor del tramo que va de la salida de la CFV a la entrada del inversor fue escogido según la ampacidad permisible a una temperatura nominal de 60 °C.

Tabla 5.4: Ampacidad y tamaño del conductor de los métodos para el circuito de fuente fotovoltaica del caso A.

ID	Método	Ampacidad del conductor	Calibre del conductor
1	Del 2017 NEC	19.06 A	12 AWG
2	De ingeniería	16.79 A	12 AWG

Como se puede ver en la Tabla 5.4, hay una diferencia entre el valor de la ampacidad del conductor dada por el método del 2017 NEC y el valor de la ampacidad del conductor evaluada con el método de ingeniería. Esto se debe a que el método de ingeniería es estático y necesita tomar en cuenta efecto de la temperatura de operación del módulo sobre la ampacidad del conductor, mientras que el método del 2017 NEC sólo se basa en una temperatura ambiente. Sin embargo, para el método de ingeniería y el método del 2017 NEC se seleccionó el calibre 12 AWG.

5.2.4. Caída de tensión

A diferencia del método del 2017 NEC, el método de ingeniería sí propuso calcular la caída de tensión en el tramo que va de la salida de la CFV a la entrada del inversor. Esto con el fin de verificar que el calibre del conductor, elegido por la ampacidad calculada en la Tabla 5.4, tenga una caída de tensión igual o menor al 1 % de la tensión en el punto de máxima potencia del AFV corregida para la temperatura máxima de operación del módulo y para una alta irradiancia.

Con la ecuación (4.7) la tensión en el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico es corregida a una temperatura máxima de operación del módulo de 75 °C y a una irradiancia de 1000 W/m². Así, para el caso A el valor de V_{MP} (AFV) corregido es de 729.23 V. Por consiguiente, el 1 % de V_{MP} (AFV) corregido es 7.29 V para el caso A.

Con la ecuación (4.6) se corrigió la corriente en el punto de máxima potencia de la cadena fotovoltaica a una temperatura máxima de operación del módulo de 75 °C y a una

irradiancia de 1000 W/m^2 . Así, para el caso A el valor de I_{MP} (CFV) corregida es de 10.18 A.

Como el arreglo fotovoltaico del caso A está montado en tres estructuras metálicas, se decidió montar el inversor SUNNY TRIPOWER CORE1 50-US debajo de la estructura metálica 2, tal como señala la Figura 5.2.

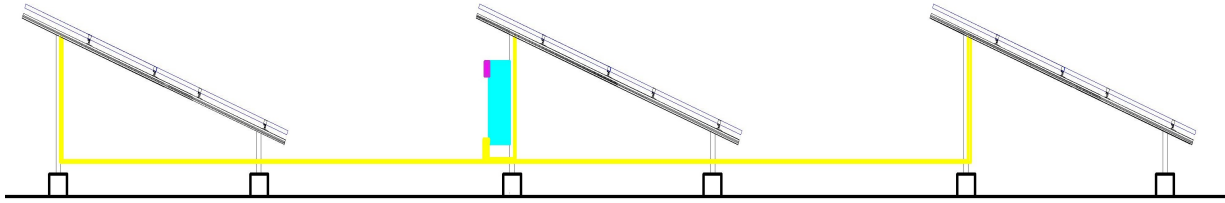


Figura 5.2: Organización de las cadenas fotovoltaicas y ubicación del inversor para los casos A y B.

La Tabla 5.5 señala la longitud total del conductor de calibre 12 AWG que va de cada una de las cadenas fotovoltaicas del caso A a su respectiva entrada MPPT en el inversor, al igual que la caída de tensión que hay en el conductor que va de la salida de cada CFV a cada entrada MPPT del inversor. De la Tabla 8 de la NOM-001-SEDE-2012 se obtuvo el valor de $6.73 \Omega/\text{km}$ de la resistencia en CD a $75 \text{ }^\circ\text{C}$ para un conductor de cobre recubierto de 12 AWG para estimar la caída de tensión.

Considerando que el inversor SUNNY TRIPOWER CORE1 50-US tiene 6 entradas MPPT; la CFV 1 se conectará a la entrada MPPT 1 del inversor, la CFV 2 se enlazará a la entrada MPPT 2 y así sucesivamente hasta juntar la CFV 6 con la entrada MPPT 6.

Tabla 5.5: Longitud y caída de tensión del conductor con el método de ingeniería para el caso A.

Método de ingeniería			
ID	Tramo del conductor	L	ΔV
1	CFV 1 a entrada MPPT 1	35.64 m	0.33 %
2	CFV 2 a entrada MPPT 2	39.08 m	0.37 %
3	CFV 3 a entrada MPPT 3	27.76 m	0.25 %
4	CFV 4 a entrada MPPT 4	31.20 m	0.29 %
5	CFV 5 a entrada MPPT 5	38.12 m	0.36 %
6	CFV 6 a entrada MPPT 6	41.56 m	0.39 %

De la Tabla 5.5 se analizó que el conductor de calibre 12 AWG es adecuado para los tramos que van de la salida de una cadena fotovoltaica a una entrada MPPT del inversor, ya que las caídas de tensión fueron menores al 1 % de V_{MP} del AFV corregida. En esta tabla se ve que la mayor caída de tensión ocurrió en el conductor que va de la cadena fotovoltaica 6 a la entrada MPPT 6 del inversor debido a que al tener un conductor con una mayor longitud, la resistencia de éste es superior a la de los demás conductores.

5.3. Caso B. Módulo de baja calidad

5.3.1. Tensión máxima

En la Tabla 5.6 se mostró la irradiancia, la temperatura más baja esperada y el factor de corrección por temperatura utilizados para calcular la tensión máxima del caso B, según el método de cálculo de la temperatura de tensión presentado en la sección 690.7(A)(1) y el método de la tabla localizado en la sección 690.7(A)(2) del 2017 NEC. Adicionalmente, esta tabla evidenció el número de módulos que se pueden conectar en serie sin exceder la tensión máxima del sistema, la cual es de 1000 V.

Tabla 5.6: V_{MAX} (MFV) calculada por los dos métodos del 2017 NEC y N_s para el caso B.

ID	Método	G	T_f	FC_T	$V_{MAX}(MFV)$	N_s
1	De cálculo de la temperatura de tensión del 2017 NEC	1000 W/m^2	2 °C	1.06	52.05 V	19
2	De la tabla del 2017 NEC	1000 W/m^2	4 a 0 °C	1.1	53.79 V	18

En la ficha técnica del módulo SE-158*158-380M-72, la cual se encuentra en el Anexo A, se vio que $V_{CA(STC)}$ es de 48.9 V. En la Tabla 5.6 se verificó que al corregir V_{CA} para un sitio donde la temperatura más baja esperada es de 2 °C manteniendo el valor de irradiancia de $1000 W/m^2$, el valor de V_{MAX} del módulo fue superior que el de $V_{CA(STC)}$ al ser calculado por cualquiera de los dos métodos del 2017 NEC.

Teniendo en cuenta el método de ingeniería, dentro de la matriz de tensiones máximas del módulo se halló que la condición más desfavorable para el caso B se presentó cuando hay una baja irradiancia de $600 W/m^2$ y una temperatura normal mínima diaria de 2 °C. En la Tabla 5.7 se vieron los valores de irradiancia, temperatura normal mínima diaria y temperatura de operación del módulo empleados para determinar la tensión máxima del caso B, según el método de ingeniería.

Tabla 5.7: V_{MAX} (MFV) por el método de ingeniería y N_s para el caso B.

	G	T_{nmd}	T_{mod}	$V_{MAX}(MFV)$	N_s
Método de ingeniería	600 W/m^2	2 °C	20.75 °C	48.42 V	20

De la Tabla 5.7 se entendió que al considerar la influencia del efecto de calentamiento

de la irradiancia sobre V_{CA} , la temperatura del módulo fue mayor que la temperatura normal mínima diaria y como resultado V_{MAX} del módulo fue menor que los resultados de V_{MAX} calculados con los dos métodos del 2017 NEC de la Tabla 5.6. Por ende, con el método de ingeniería se tuvieron que colocar uno o dos módulos más en serie dentro de la cadena, en contraste con el método de cálculo de la temperatura de tensión y el método de la tabla del 2017 NEC.

Una vez que se obtuvo el número de módulos en serie se procedió a revisar que la $V_{MAX}(CFV)$ no supere los 1000 V de la tensión máxima del sistema. La Tabla 5.8 apunta que, ninguno de los métodos de evaluación de tensión máxima superó los 1000 V. Esta tabla da a conocer que se situaron 6 cadenas en paralelo para generar aproximadamente los 50 kW de potencia pico para cada uno de los métodos analizados en el caso B. Como el inversor SUNNY TRIPOWER CORE1 50-US tiene 6 entradas MPPT, se colocó 1 cadena en cada una de las entradas MPPT configurando un arreglo de 6 cadenas en paralelo. Es claro que la configuración entre el AFV y el inversor más adecuada para el caso B se dio al calcular la tensión máxima por el método de ingeniería, dando como resultado el valor más cercano a la $P_p(AFV)$ de 50 kW requerida.

Tabla 5.8: Sembrado, tensión máxima de la CFV y potencia pico del AFV de los métodos para el caso B.

ID	Método	N_s	$V_{MAX}(CFV)$	N_p	$P_P(AFV)$
1	De cálculo de la temperatura de tensión del 2017 NEC	19	988.93 V	6	43320 W
2	De la tabla del 2017 NEC	18	968.22 V	6	41040 W
3	De ingeniería	20	968.41 V	6	45600 W

No se pusieron dispositivos de protección contra sobrecorriente en el lado de CD del

caso B, ya que sólo hay una cadena fotovoltaica conectada por cada entrada MPPT del inversor.

5.3.2. Corriente máxima

En el tramo que va de las cadenas fotovoltaicas a las entradas MPPT del inversor se usaron como medio de sujeción los *CAB Solar Hangers* para portar los cables fotovoltaicos y el conductor de puesta a tierra de cada estructura hacia el inversor.

La corriente máxima del circuito de la fuente fotovoltaica, en otras palabras, el circuito que va de una cadena fotovoltaica a una entrada MPPT del inversor, es calculado tal como dicta la sección 690.8(A)(1)(1) del 2017 NEC independientemente de si se sigue el método del 2017 NEC o el método de ingeniería. Así, la corriente máxima del circuito de la fuente fotovoltaica para el caso B es de 12.19 A.

5.3.3. Ampacidad y calibre del conductor

Previamente se expresó que cada estructura metálica contiene dos cadenas fotovoltaicas. Los cuatro conductores (2 positivos y 2 negativos) y el conductor de puesta a tierra se llevaron de una estructura al inversor por los *CAB Solar Hangers*. Se utilizó el mismo conductor de puesta a tierra para aterrizar el marco de los módulos de las cadenas y a la estructura metálica.

De [30] se añade que para calibres menores a 8 AWG y/o terminales con clasificación de 60 °C, aunque el conductor esté expuesto al aire libre, se maneja la Tabla 310.15(B)(16) del 2017 NEC para seleccionar el tamaño del conductor, ya que el medio de sujeción es *CAB Solar Hangers*. También se menciona que se debe seguir usando los factores de corrección de la Tabla 310.15(B)(2)(a) y los factores de ajuste de la Tabla 310.15(B)(3)(a).

En la Tabla 5.9 se observa la ampacidad del conductor que va de la salida de la CFV a la entrada del inversor y el calibre de éste para el caso B. Ya que se distinguió la ampacidad

del conductor, sin importar el método usado, se recurrió a la Tabla 310.15(B)(16) del 2017 NEC para seleccionar su tamaño. Al mismo tiempo, se cumplió con la sección 110.14(C) del 2017 NEC, la cual declara que el conductor debe tener un tamaño de acuerdo con la clasificación de temperatura más baja del equipo o del conductor, siendo 60 °C. Por ende, el tamaño del conductor del tramo que va de la salida de la CFV a la entrada del inverso fue escogido según la ampacidad permisible a una temperatura nominal de 60 °C.

Tabla 5.9: Ampacidad y calibre del conductor de los métodos para el tramo que va de la salida de la CFV a la entrada inversor del caso B.

ID	Método	Ampacidad del conductor	Calibre del conductor
1	Del 2017 NEC	17.51 A	12 AWG
2	De ingeniería	15.47 A	12 AWG

En la Tabla 5.9 se nota que hay una diferencia entre el valor de la ampacidad del conductor proporcionada por el método del 2017 NEC y el valor de la ampacidad del conductor calculada con el método de ingeniería. Esto se debe a que el método de ingeniería es estático y necesita tomar en cuenta efecto de la temperatura de operación del módulo sobre la ampacidad del conductor, mientras que el método del 2017 NEC sólo se basa en una temperatura ambiente. No obstante, para el método de ingeniería y el método del 2017 NEC se seleccionó el calibre 12 AWG.

5.3.4. Caída de tensión

A diferencia del método del 2017 NEC, el método de ingeniería sí propuso calcular la caída de tensión en el tramo que va de la salida de la CFV a la entrada del inversor. Esto con el fin de verificar que el calibre del conductor, elegido por la ampacidad calculada en la Tabla 5.9, tenga una caída de tensión igual o menor al 1 % de la tensión en el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico corregida para la temperatura máxima de operación del módulo y para una alta irradiancia.

Con la ecuación (4.7) la tensión en el punto de máxima potencia del AFV es corregida

a una temperatura máxima de operación del módulo de 75 °C y a una irradiancia de 1000 W/m². Así, para el caso B el valor de V_{MP} (AFV) corregido es de 660.15 V. Por consiguiente, el 1 % de V_{MP} (AFV) corregida es 6.60 V para el caso B.

Con la ecuación (4.6) se corrigió la corriente en el punto de máxima potencia de la CFV a una temperatura máxima de operación del módulo de 75 °C y a una irradiancia de 1000 W/m². Así, para el caso B el valor de I_{MP} (CFV) corregida es de 9.62 A.

Como el arreglo fotovoltaico del caso B está montado en tres estructuras metálicas, se optó por montar el inversor SUNNY TRIPOWER CORE1 50-US debajo de la estructura metálica 2, tal como señala la Figura 5.2.

La Tabla 5.10 señala la longitud total del conductor de calibre 12 AWG que va de cada una de las cadenas fotovoltaicas del caso B a su respectiva entrada MPPT en el inversor, al igual que la caída de tensión que hay en el conductor que va de la salida de cada CFV a cada entrada MPPT del inversor. De la Tabla 8 de la NOM-001-SEDE-2012 se utilizó el valor de 6.73 Ω /km de la resistencia en CD a 75 °C para un conductor de cobre recubierto de 12 AWG para estimar la caída de tensión.

Considerando que el inversor SUNNY TRIPOWER CORE1 50-US tiene 6 entradas MPPT; la CFV 1 se conectará a la entrada MPPT 1 del inversor, la CFV 2 se enlazarán a la entrada MPPT 2 y así sucesivamente hasta juntar la CFV 6 con la entrada MPPT 6.

Tabla 5.10: Longitud y caída de tensión del conductor con el método de ingeniería para el caso B.

Método de ingeniería			
ID	Tramo del conductor	L	ΔV
1	CFV 1 a entrada MPPT 1	35.30 m	0.35 %
2	CFV 2 a entrada MPPT 2	37.30 m	0.37 %
3	CFV 3 a entrada MPPT 3	25.48 m	0.25 %
4	CFV 4 a entrada MPPT 4	27.28 m	0.27 %
5	CFV 5 a entrada MPPT 5	37.78 m	0.37 %
6	CFV 6 a entrada MPPT 6	39.78 m	0.39 %

De la Tabla 5.10 se analizó que el conductor de calibre 12 AWG es adecuado para los tramos que van de la salida de una cadena fotovoltaica a una entrada MPPT en particular del inversor, ya que las caídas de tensión fueron menores al 1 % de V_{MP} del AFV corregida. En esta tabla se ve que la mayor caída de tensión ocurrió en el conductor que va de la cadena fotovoltaica 6 a la entrada MPPT 6 del inversor debido a que al tener un conductor con una mayor longitud, la resistencia de éste es superior a la de los demás conductores.

5.4. Inversor

Como previamente se planteó, el método de ingeniería no aplica en el lado de CA del sistema fotovoltaico. Por esta razón, la mayoría de los resultados relacionados con el inversor se basaron en las indicaciones del 2017 NEC; excepto, el cálculo de caída de tensión que está incluido en el método de ingeniería.

En la Tabla 5.11 se muestran los resultados de los cálculos eléctricos para el circuito que va de la salida del inversor a la caja de desconexión de corriente alterna. Por otro lado, la Tabla 5.12 exhibe los resultados de los cálculos eléctricos para el circuito que va de la salida de la caja de desconexión de corriente alterna al tablero de conexiones.

Después de que se evaluó la ampacidad del conductor en el tramo que va de la salida del inversor trifásico a la caja de desconexión de CA y en el tramo que va de dicha caja al tablero se remitió a la Tabla 310.15(B)(16) del 2017 NEC para seleccionar el calibre, porque los conductores están dentro de un conduit metálico semipesado. Estos tramos tienen como medio de sujeción a los *CAB Solar Hangers*.

La sección 110.14(C) del 2017 NEC estipula que el conductor debe tener un tamaño, según la clasificación más baja del equipo o del conductor, siendo en este de 60 °C. Por consiguiente, el tamaño del conductor en el tramo que va de la salida del inversor trifásico a la caja de desconexión de CA y en el tramo que va de dicha caja al tablero se eligió según la ampacidad permisible a una temperatura nominal de 60 °C.

Posteriormente, se estableció que la capacidad del dispositivo de protección contra sobrecorriente colocado en la caja de desconexión de CA y en el tablero de conexiones tiene una capacidad de 80 A.

El resultado de la caída de tensión en el tramo que va de la salida del inversor trifásico a la caja de desconexión de CA y en el tramo que va de dicha caja al tablero de conexiones para sistemas eléctricos de 3 hilos se adquirió con la ecuación (4.19). De la tabla RESISTENCIA ELECTRICA CA, REACTANCIA INDUCTIVA E IMPEDANCIA PARA CABLES DE 600 V, OPERANDO A 75 °C EN UN SISTEMA TRIFASICO A 60 HZ: 3 CABLES UNIPOLARES EN UN MISMO DUCTO del Manual de electricista de Viakon [31] se usó el valor de el valor de 0.194 Ω /km de la reactancia. El valor de la resistencia en CA se obtuvo con la ecuación presentada en la Nota 2 de la Tabla 8 de la NOM-001-SEDE-2012 y el valor de la impedancia efectiva se calculó conforme a la nota 3 de la tabla de Viakon. El valor encontrado para la resistencia en CA es 0.78 Ω /km, y el valor de la impedancia efectiva del conductor de cobre recubierto de 3 AWG para estimar la caída de tensión es 0.78 Ω /km. Para los casos A y B los resultados de los cálculos obtenidos para el tramo que va de la salida del inversor trifásico a la caja de desconexión de

CA se juntaron en la Tabla 5.11, mientras que los resultados de los cálculos para el tramo que va de la caja de desconexión al tablero de conexiones se agruparon en la Tabla 5.12.

Tabla 5.11: Resultados de los cálculos eléctricos para el circuito del tramo que va de la salida del inversor a la caja de desconexión de CA en los casos A y B.

Circuito del tramo que va de la salida del inversor a la caja de desconexión de CA		
	Caso A	Caso B
Corriente máxima	64 A	64 A
Ampacidad del conductor	80 A	80 A
Calibre del conductor	3 AWG	3 AWG
Dispositivo de protección contra sobrecorriente	80 A	80 A
Longitud del inversor a la caja desconexión de CA	3.75 m	2.71 m
Porcentaje de caída de tensión	0.07 %	0.05 %

De la Tabla 5.11 se observó que el conductor de calibre 3 AWG es adecuado para el tramo que va de la salida del inversor a la caja de desconexión de CA, ya que la caída de tensión fue inferior a 1 %.

Tabla 5.12: Resultados de los cálculos eléctricos para el circuito del tramo que va de la caja de desconexión de CA al tablero de conexiones en los casos A y B.

Circuito del tramo que va de la salida de la caja de desconexión de CA al tablero		
	Caso A	Caso B
Corriente máxima	64 A	64 A
Ampacidad del conductor	80 A	80 A
Calibre del conductor	3 AWG	3 AWG
Dispositivo de protección contra sobrecorriente	80 A	80 A
Longitud de la caja de desconexión de CA al tablero	11.70 m	13.24 m
Porcentaje de caída de tensión	0.21 %	0.24 %

De la Tabla 5.12 se observó que el conductor de calibre 3 AWG es adecuado para el

tramo que va de la salida de la caja de desconexión de CA al tablero de conexiones en los casos A y B, ya que la caída de tensión fue inferior a 1 %.

5.5. Acoplamiento entre el arreglo fotovoltaico y el inversor con el método de ingeniería

El inversor SUNNY TRIPOWER CORE1 50-US tiene 6 entradas MPPT y una ventana de acoplamiento en CD (*rated MPP voltage range*) que va de los 500 VCD a los 800 VCD, siendo 725 VCD su tensión nominal de entrada y teniendo en esta tensión una eficiencia máxima de 98.2 %. Si la cadena fotovoltaica conectada a su correspondiente entrada MPPT tuviera una tensión en el punto de máxima potencia igual a 725 V, ésta daría su máxima potencia al inversor y, al mismo tiempo, se lograría la eficiencia máxima.

En el caso A el valor de V_{MP} (CFV) corregido a una temperatura máxima de operación del módulo de 75 °C y una irradiancia de 1000 W/m², siendo el mismo valor para V_{MP} (AFV), es de 729.23 V. En cambio, en el caso B el valor de V_{MP} (CFV) corregido a una temperatura máxima de operación del módulo de 75 °C y una irradiancia de 1000 W/m², siendo el mismo valor para V_{MP} (AFV), es de 660.15 V. Resulta evidente que en ninguno de los casos la carga operará en el punto de máxima potencia y su rendimiento en el acoplamiento será inferior al del punto de máxima potencia. Sin embargo, en la peor condición de temperatura de operación del módulo el caso A no está lejos de operar en el punto de máxima potencia y su potencia desperdiciada será menor en comparación con el caso B.

Capítulo 6

Conclusiones

Se realizaron dos casos de estudio para el sistema fotovoltaico interconectado a la red de 50 kW pico teórico en Playas del Rosario, Tabasco. En vista de que el sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario es de 50 kW pico teórico se optó por usar un inversor SUNNY TRIPOWER CORE1 50-US de la marca SMA, el cual posee seis entradas MPPT.

En el caso A se hicieron los cálculos eléctricos por el método del 2017 NEC y por el método de ingeniería para el sistema fotovoltaico de Playas del Rosario empleando módulos de alto rendimiento REC380AA de la marca REC serie Alpha. Lo mismo ocurre con el caso B, a excepción de que solamente se utilizan módulos de bajo rendimiento SE-158*158-380M-72 de la marca Solarever. Los cálculos eléctricos de los casos A y B fueron desarrollados en una memoria de cálculo eléctrico para el sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco.

En los casos A y B, al comparar la tensión máxima obtenida por el método de cálculo de la temperatura de tensión de la sección 690.7(A)(1) del 2017 NEC, el método de la tabla de la sección 690.7(A)(2) del 2017 NEC y el método de ingeniería; se encontró que de entre los métodos de cálculo de V_{MAX} del 2017 NEC y el método de ingeniería, este último proporciona el valor más bajo de V_{MAX} requiriendo colocar entre uno y dos módulos más en serie para formar la CFV.

A partir de las tensiones máximas sacadas con el método de las secciones 690.7(A)(1) y 690.7(A)(2) del 2017 NEC, y con el método de ingeniería se estableció el sembrado por cada método; donde en los casos A y B se vio que el sembrado obtenido por medio del valor de tensión máxima del método de ingeniería ofrece la configuración más adecuada entre el AFV y el inversor.

En el caso A, el método de ingeniería dicta que el AFV, compuesto de 6 cadenas en paralelo de las cuales cada una está constituida por 22 módulos en serie y suministra 50160 W de potencia pico. Por su parte, en el caso B el método de ingeniería advierte que el AFV, conformado por 6 cadenas en paralelo de las cuales cada una está compuesta por 20 módulos en serie y proporciona 45600 W de potencia pico.

Sabiendo que la potencia pico teórica del arreglo fotovoltaico del sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, Tabasco debe de ser de 50 kWp; se determina que al usar el método de ingeniería y módulos de alto rendimiento se logra superar la potencia pico teórica.

Para definir la ampacidad y los dispositivos de protección contra sobrecorriente se calculó la corriente máxima del circuito de fuente fotovoltaica y del circuito de salida del inversor en los casos de estudio A y B, ya que esta corriente proporciona seguridad frente al aumento de corriente cuando la irradiancia rebasa los $1000 \text{ W}/m^2$.

La corriente máxima que puede transportar el conductor a través del circuito de fuente fotovoltaica en el caso A es de 13.26 A. En cambio, la corriente máxima que puede portar el conductor por el circuito de fuente fotovoltaica, en el caso B, es de 12.19 A. Por otro lado, la corriente máxima llevada por el conductor en el circuito de salida del inversor es de 64 A.

En los casos de estudio A y B se contrastó la ampacidad y el calibre del conductor en el tramo que va de la salida de una CFV a su respectiva entrada MPPT del inversor,

resultante del método del 2017 NEC y del método de ingeniería.

Para el caso A se halló que la ampacidad del conductor del circuito de fuente fotovoltaica al inversor por el método del 2017 NEC es 19.06 A y requiere de un calibre 12 AWG, mientras que por el método de ingeniería la ampacidad es 16.79 A y debe usarse un conductor calibre 12 AWG.

En el caso B sucede lo mismo que en el caso A, ya que solamente hay una CFV conectada a cada entrada MPPT del inversor mediante un conductor al aire libre. La ampacidad del conductor determinada por el método del 2017 NEC en el caso B es 17.51 A y debe emplearse un conductor calibre 12 AWG. Al mismo tiempo, por el método de ingeniería en el caso B la ampacidad es 15.47 A y se necesita un calibre 12 AWG.

Es notorio que hubo una diferencia entre los valores de ampacidad del conductor calculados por el método de ingeniería y por el método del 2017 NEC. Esto es debido a que el método de ingeniería toma en cuenta a la temperatura de operación del módulo sobre la ampacidad del conductor desde un inicio y, por lo tanto, no emplea factores de corrección y ajuste como el 2017. Además, el método de ingeniería para cálculo de ampacidad proviene de una simplificación del modelo de SANDIA, siendo el modelo de ingeniería un modelo estático.

Por su parte, la ampacidad del conductor que va del tramo de la salida del inversor a la caja de desconexión de CA y la ampacidad del tramo que va de la salida de dicha caja al tablero de conexiones, dadas por el método del 2017 NEC, es de 80 A y precisan un calibre 3 AWG.

Como el AFV del sistema fotovoltaico interconectado a la red en Playas del Rosario, tanto en el caso A como en el caso B, consta de seis cadenas fotovoltaicas de las cuales cada una está conectada a una de las seis entradas MPPT del inversor; no fue necesario colocar dispositivos de protección contra sobrecorriente en los circuitos del lado de CA de

los casos A y B. Por el contrario, los circuitos del lado de CA de los casos A y B sí cuentan con dispositivo de protección contra sobrecorriente, cuyo capacidad de 80 A se obtuvo con el método del 2017 NEC.

Exclusivamente, el método de ingeniería se fija en la caída de tensión del conductor que se encarga de constatar que el calibre del conductor seleccionado mediante la ampacidad del conductor cumpla con el porcentaje de caída de tensión aceptable.

Para los casos A y B se vio que la caída de tensión del conductor de calibre 12 AWG, designado al establecer el valor de la ampacidad con el método de ingeniería, para el tramo que va del circuito de fuente fotovoltaica a la entrada del inversor es menor al 1 % de V_{MP} del AFV corregida para la temperatura máxima de operación del módulo de 75 °C y para una irradiancia de 1000 W/m². Es decir, se confirmó que el calibre 12 AWG es adecuado para el conductor que va de la CFV a su entrada MPPT correspondiente del inversor.

El calibre de los conductores de los circuitos del tramo que van de la salida del inversor a la caja de desconexión de CA y del tramo que va de la salida de dicha caja al tablero de conexiones resultó ser 3 AWG, a través del cálculo de ampacidad con el método de ingeniería. Se verificó que este calibre es el adecuado, ya que la caída de tensión en este tramo es inferior a 1 %.

De la evaluación de los resultados de los casos de estudio A y B se concluye que a través del método de ingeniería se analiza de una mejor manera las tensiones y las corrientes que me van a permitir manejar una mejor configuración eléctrica que coincida con el rendimiento óptimo de mi inversor. El uso del método de ingeniería resultó en un sistema fotovoltaico más seguro, ya que en el diseño del sistema fotovoltaico de Playas del Rosario se tuvieron presentes las condiciones ambientales más desfavorables y sí incluyó el cálculo de caída de tensión para cerciorarse que los conductores no superen el límite de caída de tensión recomendado. Este método también es más confiable, porque al aplicar el método de ingeniería y a la vez usar módulos de alto rendimiento, el generador fotovoltaico en las

peores condiciones de temperatura estará operando cerca del valor de la tensión nominal de entrada del inversor.

Se recomienda que para una aportación futura de investigación se sugiere que al método de ingeniería se le añadan factores de corrección por velocidad de viento y por altura del sitio de instalación, ya que las ecuaciones del método de ingeniería provienen de un modelo estático.

Anexo A

Fichas técnicas y diagramas

En este apartado se presentan las fichas técnicas del inversor Sunny Tripower CORE1 50-US, del módulo de la marca REC serie Alpha modelo REC380AA y del módulo de la marca Solarever modelo SE-158*158-380M-72. Igualmente, se entregan las fichas técnicas del cable fotovoltaico y del cable THWN-2. También, se presentan los diagramas bifilar/unifilar del caso A y del caso B. Por último se presenta un diagrama del interior del inversor, el cual está basado en el digrama de bloques referenciado en [32].



SUNNY TRIPOWER CORE1 33-US / 50-US / 62-US

STP 33-US-41 / STP 50-US-41 / STP 62-US-41

**UP TO 60% FASTER
INSTALLATION FOR
COMMERCIAL PV SYSTEMS**



Fully integrated

- Innovative design requires no additional racking for rooftop installation
- Integrated DC and AC disconnects and overvoltage protection
- 12 direct string inputs for reduced labor and material costs

Increased power, flexibility

- Multiple power ratings for small to large scale commercial PV installations
- Six MPP trackers for flexible stringing and maximum power production
- ShadeFix, SMA's proprietary shade management solution, optimizes at the string level

Enhanced safety, reliability

- Integrated SunSpec PLC signal for module-level rapid shutdown compliance to 2017 NEC
- Next-gen DC AFCI arc-fault protection certified to new Standard UL 1699B Ed. 1

Smart monitoring, control, service

- Advanced smart inverter grid support capabilities
- Increased ROI with SMA ennexOS cross sector energy management platform
- SMA Smart Connected proactive O&M solution reduces time spent diagnosing and servicing in the field

SUNNY TRIPOWER CORE1 33-US / 50-US / 62-US

It stands on its own

The Sunny Tripower CORE1 is the world's first free-standing PV inverter for commercial rooftops, carports, ground mount and repowering legacy solar projects. From distribution to construction to operation, the Sunny Tripower CORE1 enables logistical, material, labor and service cost reductions, and is the most versatile, cost-effective commercial solution available. Integrated SunSpec PLC for rapid shutdown and enhanced DC AFCI arc-fault protection ensure compliance to the latest safety codes and standards. With Sunny Tripower CORE1 and SMA's ennexOS cross sector energy management platform, system integrators can deliver comprehensive commercial energy solutions for increased ROI.

Technical data	Sunny Tripower CORE1 33-US	Sunny Tripower CORE1 50-US	Sunny Tripower CORE1 62-US
Input (DC)			
Maximum array power	50000 Wp STC	75000 Wp STC	93750 Wp STC
Maximum system voltage		1000 V	
Rated MPP voltage range	330 V... 800 V	500 V... 800 V	550 V... 800 V
MPPT operating voltage range		150 V... 1000 V	
Minimum DC voltage / start voltage		150 V / 188 V	
MPP trackers / strings per MPP input		6 / 2	
Maximum operating input current / per MPP tracker		120 A / 20 A	
Maximum short circuit current per MPPT / per string input		30 A / 30 A	
Output (AC)			
AC nominal power	33300 W	50000 W	62500 W
Maximum apparent power	33300 VA	53000 VA	66000 VA
Output phases / line connections		3 / 3-(N)-PE	
Nominal AC voltage		480 V / 277 V WYE	
AC voltage range		244 V... 305 V	
Maximum output current	40 A	64 A	80 A
Rated grid frequency		60 Hz	
Grid frequency / range		50 Hz, 60 Hz / -6 Hz... +6Hz	
Power factor at rated power / adjustable displacement		1 / 0.0 leading... 0.0 lagging	
Harmonics THD		<3%	
Efficiency			
CEC efficiency	97.5%	97.5%	97.5%
Protection and safety features			
Load rated DC disconnect		●	
Load rated AC disconnect		●	
Ground fault monitoring: Riso / Differential current		● / ●	
DC AFCI arc-fault protection		●	
SunSpec PLC signal for rapid shutdown		●	
DC reverse polarity protection		●	
AC short circuit protection		●	
DC surge protection: Type 2 / Type 1+2		○ / ○	
AC surge protection: Type 2 / Type 1+2		○ / ○	
Protection class / overvoltage category (as per UL 840)		I / IV	
General data			
Device dimensions (W/H/D)	621 mm / 733 mm / 569 mm (24.4 in x 28.8 in x 22.4 in)		
Device weight	84 kg (185 lbs)		
Operating temperature range	-25 °C... +60 °C (-13 °F... +140 °F)		
Storage temperature range	-40 °C... +70 °C (-40 °F... +158 °F)		
Audible noise emissions (full power @ 1m and 25 °C)	65 dB (A)		
Internal consumption at night	5 W		
Topology	Transformerless		
Cooling concept	OptiCool (forced convection, variable speed fans)		
Enclosure protection rating	Type 4X, 3SX (as per UL 50E)		
Maximum permissible relative humidity (non-condensing)	100%		
Additional information			
Mounting	Free-standing with included mounting feet		
DC connection	Amphenol UTX PV connectors		
AC connection	Screw terminals - 4 AWG to 4/0 AWG CU/AL		
LED indicators (Status / Fault / Communication)	●		
Network interfaces: Ethernet / WLAN / RS485	● (2 ports) / ● / ○		
Data protocols: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Webconnect	● / ● / ●		
Multifunction relay	●		
ShadeFix technology for string level optimization	●		
Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ●		
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●		
SMA Smart Connected (proactive monitoring and service support)	●		
Certifications			
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1699B Ed. 1, UL 1998, CSA 22.2 107-1, PV Rapid Shutdown System Equipment		
FCC compliance	FCC Part 15 Class A		
Grid interconnection standards	IEEE 1547, UL 1741 SA - CA Rule 21, HECO Rule 14H		
Advanced grid support capabilities	L/HVRT, L/HVRT, Volt-VAr, Volt-Watt, Frequency-Watt, Ramp Rate Control, Fixed Power Factor		
Warranty			
Standard	10 years		
Optional extensions	15 / 20 years		
○ Optional features ● Standard features - Not available			
Type designation	STP 33-US-41	STP 50-US-41	STP 62-US-41



SMA Data Manager M
EDMM-US-10



SMA Sensor Module
MD.SEN-US-40

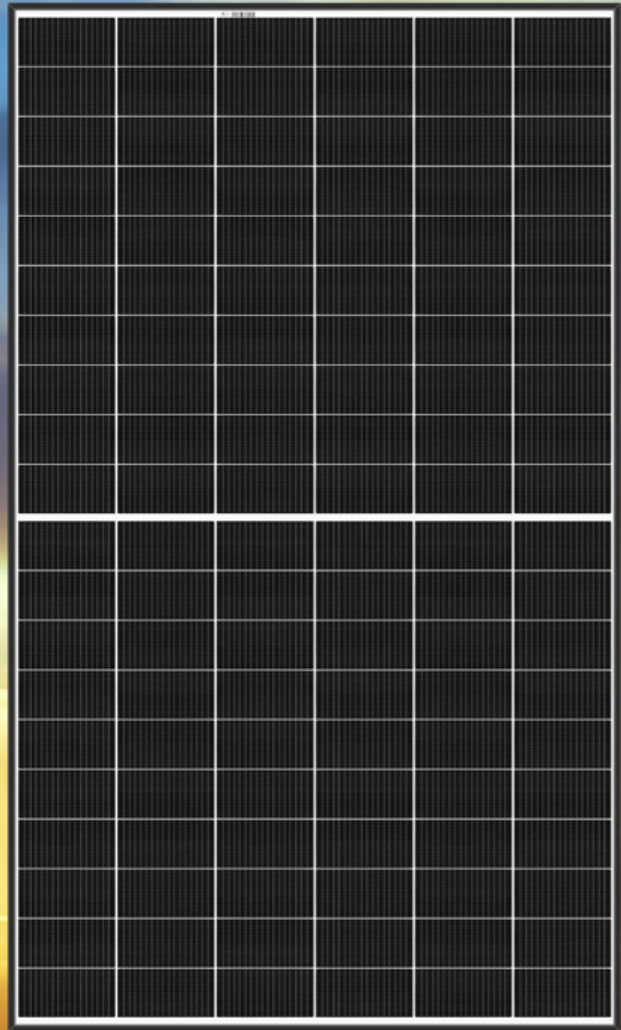


Universal Mounting System
UMS_KIT-10



AC Surge Protection Module Kit
AC_SPD_KIT1-10, AC_SPD_KIT2_T1T2
DC Surge Protection Module Kit
DC_SPD_KIT4-10, DC_SPD_KIT5_T1T2

SOLAR'S MOST TRUSTED



REC ALPHOX SERIES

380
WP
POTENCIA



ELEGIBLE PARA



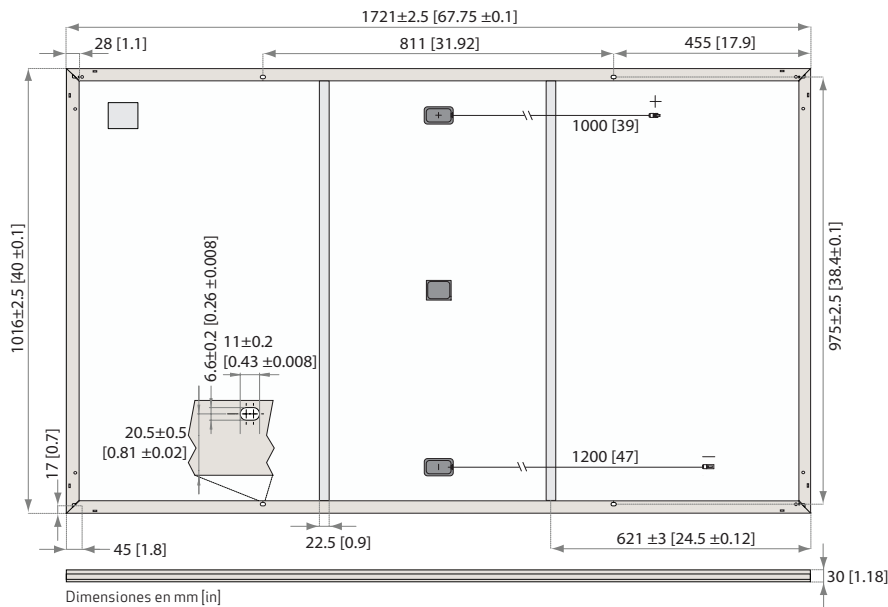
EXPERIENCE



PERFORMANCE

REC ALPHA SERIES

HOJA DE DATOS DEL PRODUCTO



DATOS GENERALES

Tipo de célula:	120 células tipo-n mono cortadas 6 cadenas de 20 células en serie n-type cells	Conectores:	Stäubli MC4 PV-KBT4/KST4 (4 mm ²) e conformidad con IEC 62852 IP68 solo cuando se conecta
Cristal:	Vidrio solar de 3,2 mm con tratamiento antirreflejante	Cable:	4 mm ² cable solar, 1,0 m + 1,2 m de conformidad con EN 50618
Lámina posterior:	Poliéster de alta resistencia	Dimensiones:	1721 x 1016 x 30 mm (1,75 m ²)
Marco:	Aluminio anodizado	Peso:	19,5 kg
Caja de conexiones:	IP67, en 3 partes, 3 diodos de derivación, de conformidad con IEC 62790	Origen:	Fabricado en Singapore

PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Código de producto*: RECxxxAA

	360	365	370	375	380
Potencia nominal - P _{MAX} (Wp)	360	365	370	375	380
Clasificación de potencia - (W)	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5
Tensión nominal - U _{MPP} (V)	36,7	37,1	37,4	37,8	38,1
Corriente nominal - I _{MPP} (A)	9,82	9,85	9,9	9,94	9,98
Tensión a circuito abierto - U _{OC} (V)	43,9	44,0	44,1	44,2	44,3
Corriente corto circuito - I _{SC} (A)	10,49	10,52	10,55	10,58	10,61
Densidad de potencia (W/m ²)	205,71	208,57	211,42	214,28	217,14
Eficiencia del módulo (%)	20,6	20,9	21,2	21,4	21,7
Potencia nominal - P _{MAX} (Wp)	274	278	282	286	289
Tensión nominal - U _{MPP} (V)	34,6	35,0	35,2	35,6	35,9
Corriente nominal - I _{MPP} (A)	7,93	7,96	8,00	8,03	8,06
Tensión a circuito abierto - U _{OC} (V)	41,4	41,5	41,6	41,6	41,7
Corriente corto circuito - I _{SC} (A)	8,47	8,50	8,52	8,55	8,57

Valores en condiciones estándares de medida (STC: masa de aire AM1,5, irradiancia 1000 W/m², temperatura 25°C), basados en una distribución de producción con un ±3% de tolerancia de P_{MAX}, U_{OC}, e I_{SC} en un tipo de potencia. En bajas radiaciones de 200 W/m² y condiciones STC es posible obtener, al menos el 95% de la eficiencia. Valores en condiciones nominales del módulo (NMOT: masa de aire AM1,5, irradiancia 800 W/m², temperatura 20°C, velocidad del viento 1 m/s). *Donde xxx indica la clase de potencia nominal (P_{MAX}) en STC indicada anteriormente.

CERTIFICADOS

IEC 61215:2016, IEC 61730:2016, UL 1703, UL 61730	
IEC 62804	PID
IEC 61701	Corrosión de niebla salina
IEC 62716	Resistencia al amoníaco
IEC 61215-2:2016	Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre
ISO 11925-2 (Clase E)	Combustibilidad
UNI 8457/9174 (Clase I)	Combustibilidad
IEC 62782	Carga Dinámico Mecánica
AS4040.2 NCC 2016	Carga de viento cíclica
ISO 14001:2004, ISO 9001:2015, OHSAS 18001:2007, IEC 62941	



GARANTÍA

	Estándar	REC ProTrust	
Instalado por un REC Certified Solar Professional	No	Si	Si
Tamaño del sistema	Todo	≤25 kW	25-500 kW
Garantía del producto (año)	20	25	25
Garantía de potencia (año)	25	25	25
Garantía Laboral (año)	0	25	10
Potencia en el año 1	98%	98%	98%
Degradación anual	0,25%	0,25%	0,25%
Potencia en el año 25	92%	92%	92%

Consulte los documentos de garantía para obtener más detalles. Se aplican algunas condiciones.

LÍMITES OPERATIVOS

Margen de temperatura del módulo:	-40 ... +85°C
Voltaje máximo del sistema:	1000 V
Carga de diseño (+): nieve	4666 Pa (475 kg/m ²)*
Máxima carga de prueba (+):	7000 Pa (713 kg/m ²)*
Carga de diseño (-): viento	2666 Pa (272 kg/m ²)*
Máxima carga de prueba (-):	4000 Pa (407 kg/m ²)*
Capacidad máxima del fusible:	25 A
Máxima Corriente Inversa:	25 A

*Factor de seguridad 1.5
*Ver manual de instalación para la instrucción sobre el montaje

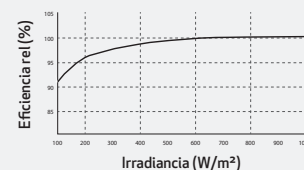
PARÁMETROS TÉRMICOS*

Temp. de operación nominal del módulo:	44°C (±2°C)
Coefficiente de temperatura para P _{MAX} :	-0,26 %/°C
Coefficiente de temperatura para V _{OC} :	-0,24 %/°C
Coefficiente de temperatura para I _{SC} :	0,04 %/°C

*Los coeficientes de temperatura mencionados son valores lineales

COMPORTAMIENTO LUMÍNICO BAJO

Rendimiento de irradiancia típicamente bajo en STC:



Las especificaciones están sujetas a cambios sin notificación previa.

Ref: PM-DS-12-01-Rev- D2_07.20

REC Group es una empresa internacional pionera del sector de la energía solar y está dedicada a empoderar a los consumidores con una energía solar limpia y asequible que facilita las transiciones energéticas mundiales. Con un compromiso permanente con la calidad y la innovación, REC ofrece paneles fotovoltaicos con una alta calidad líder respaldada por una cifra de reclamaciones en garantía excepcionalmente baja, inferior a las 100 ppm. Constituida en Noruega en 1996, REC da empleo a 2000 personas y tiene una capacidad anual de paneles solares de 1,8 GW. Con más de 10 GW instalados en todo el mundo, REC empodera a más de 16 millones de personas con una energía solar limpia. REC Group es una empresa de Bluestar Elkem con sede central en Noruega, sede de operaciones en Singapur y bases regionales en Norteamérica, Europa y Asia-Pacífico.



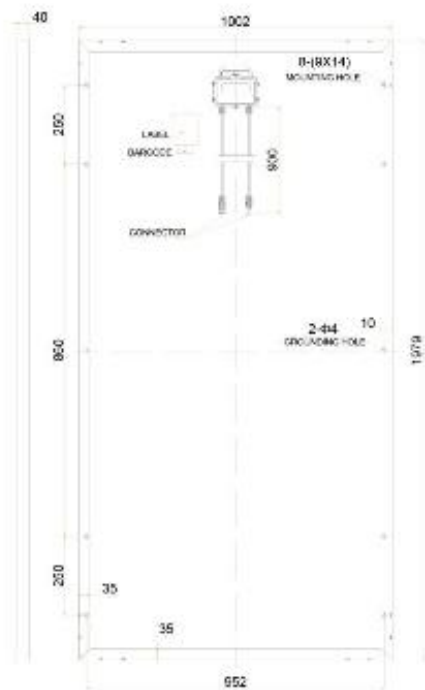
www.recgroup.com



SE-158*158-XXXM-72

Características mecánicas

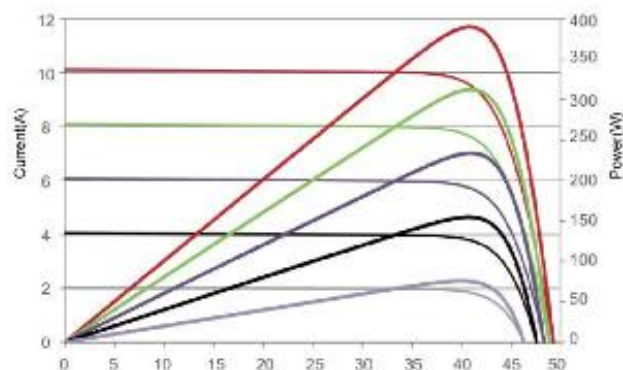
Tipo de celda	Monocrystalino(PERC) 158.75x158.75mm
Número y arreglo de celdas	6x12(72pzs)
Dimensiones	1979x1002x40mm
Peso	22.5Kg
Cristal frontal	3.2mm cristal templado
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Encapsulamiento	Cristal/EVA/Celda/ EVA/TPT
Humedad Relativa	0 to 100%
Resistencia	Una bola de acero 227g cayendo desde 1m de altura y 60m/s de viento
Parámetros de carga de nieve	5400Pa



Coeficientes de Temperatura

Temperatura nominal de operación en la celda	45°C ± 2°C
Temperatura de potencia máxima	-(0.370 ± 0.05)%/K
Temperatura de Voltaje en Circuito abierto	-(0.280 ± 0.02)%/K
Temperatura de Corriente de corto circuito	+(0.048 ± 0.005)%/K
Máxima corriente de fusibles	20A

Curva de características I-V



Características Eléctricas

Características(XXX)	380	385	390	395	400
Voltaje de circuito abierto	48.9	49.1	49.3	49.5	49.8
Corriente de corto circuito	9.75	9.92	10.12	10.23	10.36
Voltaje de circuito optimo	40.5	40.8	41.1	41.4	41.7
Corriente de circuito optimo	9.39	9.44	9.49	9.55	9.60
Poder máximo de operación en STC	380W	385W	390W	395W	400W
Eficiencia del módulo	19.16%	19.42%	19.67%	19.91%	20.16%
Temperatura de operación	-40°C to +85°C				
Máximo voltaje del sistema	1000V DC				
Tolerancia de Potencia de salida	0~+5W				
STC: Irradiación 1000W/m ² , temperatura del módulo 25°C, AM (masa de aire)=1.5					

* Tolerancia a la prueba de potencia: ±3%



Conductor de cobre para (1 o 2 kV).
Aislado con polietileno reticulado (XLPE), resistente a la humedad, calor elevado y luz solar.

CONSTRUCCIÓN

Los conductores de cobre para uso en instalaciones de energía solar fotovoltaicas, tipo PV WIRE son cableados y están contruidos con cobre de temple suave, están además aislados con una capa uniforme de polietileno reticulado (XLPE) no propagador de llama, resistente a la humedad, calor elevado, abrasión y a la luz solar. Se suministran en varios colores y con distintas formas de embalaje.

APLICACIONES

Los conductores de cobre tipo PV WIRE son utilizados para circuitos de fuerza en instalaciones de energía solar fotovoltaica; son especialmente aptos para instalaciones a la intemperie tal como se especifica en el National Electrical Code. Este tipo de conductor puede ser utilizado en lugares secos y húmedos, su temperatura máxima de operación es 90 °C y su tensión de servicio puede ser 1 o 2 kV.

ESPECIFICACIONES

Los conductores de cobre tipo PV WIRE fabricados por ELECTROCABLES C.A., cumplen con las siguientes especificaciones y normas:

- › **ASTM B3:** Alambres de cobre recocido o suave.
- › **ASTM B8:** Conductores trenzados de cobre.
- › **ASTM B787:** Conductores trenzados de cobre 19 hilos, formación unilay para ser aislados posteriormente.
- › **UL 44:** Alambres y cables con aislamiento termoestable.
- › **UL 854:** Conductores aislados usados como cable de entrada de servicio eléctrico.
- › **UL 4703:** Norma para alambres y cables fotovoltaicos.

Además de todos los requerimientos del National Electrical Code.

Conductor de cobre para 1 / 2 kV apto para ser enterrado directamente. Aislado con polietileno reticulado (XLPE), resistente a la humedad, calor elevado y luz solar.

1 / 2 kV tipo PV WIRE

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Diámetro Externo Apróx. (mm)	Masa total Apróx. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm ²)	No. Hilos				
FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO						
14	2.08	7	1.905	5.67	43.97	25
12	3.31	7	1.905	6.15	58.27	30
10	5.261	7	1.905	6.75	80.48	40
8	8.367	7	2.159	8.02	120.34	55
FORMACIÓN UNILAY						
14	2.08	19	1.905	5.61	42.83	25
12	3.31	19	1.905	6.11	57.46	30
10	5.261	19	1.905	6.67	77.76	40
8	8.367	19	2.159	7.93	118.99	55
6	13.3	19	2.159	8.88	170.80	75
4	21.15	19	2.159	10.07	252.38	95
2	33.62	19	2.159	11.59	379.71	130
1	42.4	19	2.667	13.47	486.25	150
1/0	53.49	19	2.667	14.48	598.51	170
2/0	67.44	19	2.667	15.61	737.06	195
3/0	85.02	19	2.667	16.93	918.37	225
4/0	107.2	19	2.667	18.29	1124.67	260
FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO						
250	126.7	37	3.048	20.73	1354.38	290
300	152	37	3.048	22.13	1603.92	320
350	177	37	3.048	23.39	1848.34	350
400	203	37	3.048	24.58	2094.13	380
500	253	37	3.048	26.75	2573.41	430
600	304	61	3.429	29.54	3126.97	475
750	380	61	3.429	32.24	3856.42	535
1000	507	61	3.429	36.20	5092.29	615

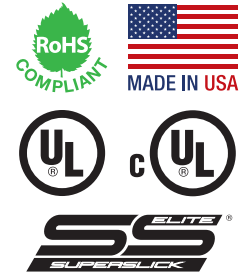
*Capacidad de corriente, para no más de 3 conductores en tensión en ducto, cable o tierra (directamente enterrados), para temperatura ambiente de 30 °C. Ref NEC (Tabla 310.16).

TYPE THHN / MTW / THWN-2 / T90 - COPPER CONDUCTOR - SUPERSLICK ELITE - 600V

ENGINEERING SPECIFICATIONS

Standards

Underwriters Laboratories Standards UL-83, UL-1063, UL-1581, UL-1685, UL-2556; AWM Spec 1316, 1317, 1318, 1319, 1320, 1321; ASTM Stranding Class B3, B8, B787; Federal Specification A-A-59544; American National Standards Institute; Canadian Standards Association C22.2 No. 75; NEMA WC70/ICEA S-95-658; UL VW-1 Flame Test; UL 1685-FT4/IEEE 1202 (70,000 Btu/hr) Flame Test (1/0 AWG and larger); New York State DOS-16120-87-1222-1048; ICEA T-29-520 (210,000 Btu/hr) Flame Test; NFPA 70 (NEC®) Article 310; ARRA 2009 Section 1605 "Buy American" Compliant; RoHS Compliant; MasterSpec Division 26 Sections 260519, 260523; UL Listing #E-123774, #E-156878, #E-156879



CONSTRUCTION

Conductors

Solid, uncoated copper conductors per ASTM-B3; Stranded, uncoated copper conductors per ASTM-B3, ASTM-B8 and ASTM-B787

Insulation

Color-coded Polyvinyl Chloride (PVC), heat and moisture-resistant, flame retardant compound per UL-83 and UL-1063

Jacket

A tough, polyamide, Nylon outer covering per UL-83 and UL-1063

APPLICATIONS

Type THHN/THWN-2 building wire is intended for general purpose applications as defined by the National Electrical Code (NEC). Type THHN/THWN-2 is permitted for new construction or rewiring for 600-volt applications. For applications requiring Type THHN or THWN-2, the conductor is appropriate for use in wet or dry locations at temperatures not to exceed 90°C or not to exceed 75°C in oil or coolants. For applications requiring Type MTW, the conductor is appropriate for use in dry locations at 90°C, or not to exceed 60°C in wet locations or where exposed to oils or coolants.

FEATURES

A great alternative to eliminate the need for lube. Slick Nylon outer jacket for easy pulling. SuperSlick Elite is available in sizes 14 AWG through 1000 KCMIL. All sizes rated gasoline and oil resistant II. On 250 KCMIL and larger, sequential footage markings located every foot for easy measuring. For 1 AWG through 4/0 AWG sequential foot markings located on master reels only unless otherwise specified. 6 AWG and larger Sunlight Resistant in all colors. For 1/0 AWG and larger conductors are rated for cable tray use and comply with IEEE 1202/FT4 (70,000 Btu/hr.) flame test and ICEA T-29-20 (210,000 Btu/hr.) flame test.



- 1 SuperSlick Elite® Nylon Jacket
- 2 PVC Insulation
- 3 Stranded Copper Conductor

Size (AWG or KCMIL)	No. of Strands	Cross Sect. Area (mm ²)	PVC Insulation Thickness (Conductor)		Nylon Jacket Thickness		Outside Diameter		Approximate Net Weight		Allowable Ampacity (Amps) ²			Standard Packaging (ft)
			(mm)	(in)	(mm)	(in)	(mm)	(in)	(kg/km)	(lbs/1000 ft)	60°C	75°C	90°C	
14	Solid	6.258	0.38	0.015	0.10	0.004	2.593	0.101	22	15	15	15	15	2000' carton (4 x 500'), 2500' Reels
12	Solid	8.581	0.38	0.015	0.10	0.004	3.05	0.120	34	23	20	20	20	2000' carton (4 x 500'), 2500' Reels
10	Solid	13.62	0.51	0.020	0.10	0.004	3.78	0.149	55	37	30	30	30	1000' carton (2x500), 2500' Reels
14	19	6.258	0.38	0.015	0.10	0.004	2.77	0.109	25	16	15	20	25	2000' carton (4 x 500'), 2500' Reels
12	19	8.581	0.38	0.015	0.10	0.004	3.25	0.128	36	23	20	25	30	2000' carton (4 x 500'), 2500' Reels
10	19	13.62	0.51	0.020	0.10	0.004	4.09	0.161	57	38	30	35	40	1000' carton, 2500' Reels
8	19	23.61	0.76	0.030	0.13	0.005	5.41	0.213	94	62	40	50	55	500' 1000' 2500' 5000' Reels
6	19	32.71	0.76	0.030	0.13	0.005	6.32	0.249	141	94	55	65	75	500' 1000' 2500' 5000' Reels
4	19	53.16	1.02	0.040	0.15	0.006	8.08	0.318	228	153	70	85	95	500' 1000' 2500' 5000' 20,000' Reels
3	19	62.77	1.02	0.040	0.15	0.006	8.79	0.346	281	189	85	100	115	500' 1000' 2500' 5000' 15,000' Reels
2	19	74.71	1.02	0.040	0.15	0.006	9.60	0.378	348	233	95	115	130	500' 1000' 2500' 5000' 14,000' Reels
1	19	100.80	1.27	0.050	0.18	0.007	11.05	0.435	445	298	110	130	145	500' 1000' 2500' 5000' 22,000' Reels
1/0	19	119.70	1.27	0.050	0.18	0.007	12.04	0.474	554	372	125	150	170	500' 1000' 2500' 5000' 16,000' Reels
2/0	19	143.40	1.27	0.050	0.18	0.007	13.16	0.518	687	462	145	175	195	500' 1000' 2500' 5000' 14,000' Reels
3/0	19	172.80	1.27	0.050	0.18	0.007	14.43	0.568	851	572	165	200	225	500' 1000' 2500' 5000' 12,000' Reels
4/0	19	208.80	1.27	0.050	0.18	0.007	15.85	0.624	1059	712	195	230	260	500' 1000' 2500' 5000' 9000' Reels
250	37	256.10	1.52	0.060	0.20	0.008	17.22	0.678	1266	849	215	255	290	500' 1000' 2500' 4000' 8500' Reels
300	37	297.30	1.52	0.060	0.20	0.008	18.54	0.730	1503	1010	240	285	320	500' 1000' 3500' 7000' Reels
350	37	338.20	1.52	0.060	0.20	0.008	19.74	0.777	1741	1170	260	310	350	500' 1000' 3000' 6000' Reels
400	37	378.30	1.52	0.060	0.20	0.008	20.85	0.821	1979	1330	280	335	380	500' 1000' 3000' 5000' Reels
500	37	456.30	1.52	0.060	0.20	0.008	22.91	0.902	2455	1650	320	380	430	500' 1000' 2500' 4000' Reels
600	61	559.70	1.78	0.070	0.23	0.009	26.70	1.051	3004	2019	350	420	475	500' 1000' 2000' 3000' Reels
750	61	677.20	1.78	0.070	0.23	0.009	29.36	1.156	3670	2466	400	475	535	500' 1000' 1500' 2500' Reels
1000	61	869.50	1.78	0.070	0.23	0.009	33.27	1.310	4851	3260	455	545	615	500' 1000' Reels

¹ SuperSlick Elite manufactured under Patent No. 8,658,576

² Ampacity of conductors are based on NFPA 70 (NEC) Table 310.15(B)(16). See 110.14(C), 240.4(D) and 310.15(B) for other limitations where applicable. The above data is approximate and subject to normal manufacturing tolerances.

PRINT LEGEND:

SOLID CONDUCTOR SIZES 14 AWG THROUGH 10 AWG: ENCORE WIRE CORPORATION (SIZE) AWG TYPE THHN OR THWN-2 GR II VW-1 600 VOLTS (UL) OR AWM OR C-(UL) TYPE T90 NYLON OR TWN 75. DATE/TIME/OPER/OC

14 AWG THROUGH 8 AWG: ENCORE WIRE CORP (SIZE) TYPE MTW OR THHN OR THWN-2 GR2 VW-1 600V (UL) OR AWM OR C(UL) TYPE T90 NYLON OR TWN 75 **SUPERSLICK ELITE**

6 AWG THROUGH 1 AWG: ENCORE WIRE CORP (SIZE) TYPE MTW OR THHN OR THWN-2 GR2 SUN-RES VW-1 600V (UL) OR AWM OR C(UL) TYPE T90 NYLON OR TWN 75 DATE TIME OPERATOR OC **SUPERSLICK ELITE**

1/0 AWG THROUGH 1000 KCMIL: ENCORE WIRE CORP (SIZE) TYPE MTW OR THHN OR THWN-2 GR2 SUN-RES VW-1 FT4 IEEE 1202 600V FOR CT USE (UL) OR C(UL) TYPE T90 NYLON OR TWN 75 DATE TIME OPERATOR OC **SUPERSLICK ELITE**

PACKAGING: Available in Encore's Cyclone Barrel Packs, Reel Payoff and Reel Deal.



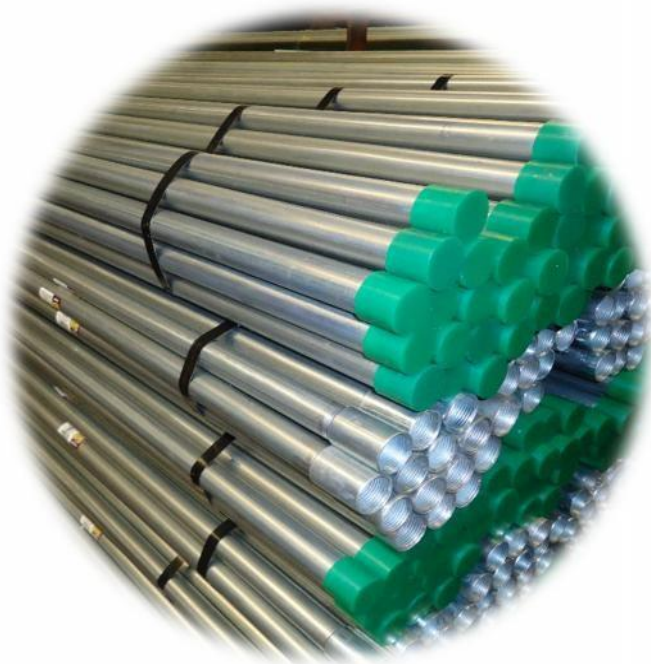
TUBO CONDUIT TIPO SEMIPESADO MARCA JUPITER™ PARED GRUESA NMX-J-535-ANCE-2008

TUBOS METÁLICOS RÍGIDOS DE ACERO TIPO SEMIPESADO Y SUS ACCESORIOS PARA LA PROTECCIÓN DE CONDUCTORES

ELÉCTRICOS.

CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES

- FABRICADOS CONFORME A LA NORMA **NMX-J-535-ANCE-2008**
- TUBO DE ACERO AL CARBÓN FORMADO CON LÁMINA ROLADA EN FRÍO **ASTM-A-366** / LÁMINA ROLADA EN CALIENTE **ASTM-A-569**.
- GALVANIZADO POR INMERSIÓN EN CALIENTE EN EL EXTERIOR Y CON UN RECUBRIMIENTO INTERNO DE PINTURA TIPO ESMALTE PARA UNA MAYOR RESISTENCIA A LA CORROSIÓN.
- ZINC EN GRADO DE ALTA PUREZA (99.9%) **ASTM-B6**



- APLICAMOS UN RECUBRIMIENTO COMPLEMENTARIO DE REFUERZO PARA UNA MEJOR PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.
- DISPONIBLE EN DIÁMETROS DE ½" (16) A 4" (103)
- LONGITUD NORMALIZADA DE 3.00 m +/- 6mm
- EXTREMOS CON ROSCA NPSM "ROSCA RECTA"
- PRESENTACIÓN CON COPLE Y TAPÓN EN LOS EXTREMOS (TAPÓN Y COPLE SOLO EN DIÁMETROS DE ½" (16) A 2" (53), DE 2 ½" (63) A 4"(103) TAPÓN EN AMBOS EXTREMOS)
- IDENTIFICACIÓN CON ETIQUETA COLOR AMARILLO.
- TODAS LA PRUEBAS MECÁNICAS EFECTUADAS EXCEDEN LAS NORMAS OFICIALES.



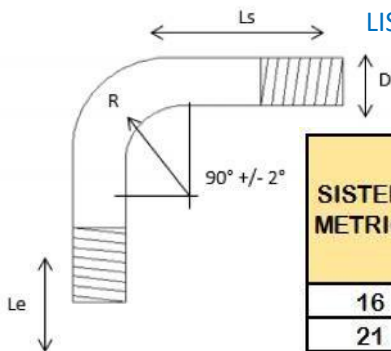
USO SUGERIDO: TUBO CONDUIT PARED GRUESA "JUPITER™" ES USADO TANTO EN INSTALACIONES OCULTAS, YA SEA EMPOTRADOS EN CONCRETO O PAREDES COMO EN INSTALACIONES VISIBLES O EN LA INDUSTRIA. EN LUGARES SECOS NO EXPUESTOS A HUMEDAD O AGENTES CORROSIVOS.

LISTADO DE MEDIDAS FABRICADAS DE TUBO CONDUIT PARED GRUESA DE ACUERDO A LA NORMA
 NMX-J-535-ANCE-2008

SISTEMA MÉTRICO	TAMAÑO COMERCIAL	DIÁMETRO EXTERIOR		ESPESOR NOMINAL		NO. DE HILOS POR PULGADA	LONGITUD EFECTIVA DE ROSCA mm	PESO MÍNIMO POR 10 PIEZAS kg	COLOR DE TAPÓN
		in	mm	in	mm				
16	1/2"	0.807	20.50	0.060	1.52	14	18.19	22.10	AMARILLO
21	3/4"	1.000	25.40	0.060	1.52	14	18.19	27.80	VERDE
27	1"	1.250	31.75	0.075	1.90	11.5	22.79	43.60	NARANJA
35	1 1/4"	1.594	40.50	0.075	1.90	11.5	22.79	56.30	VERDE
41	1 1/2"	1.827	46.40	0.075	1.90	11.5	22.79	64.90	AMARILLO
53	2"	2.318	58.87	0.090	2.28	11.5	22.79	99.40	NARANJA
63	2 1/2"	2.896	73.57	0.135	3.42	8	31.83	184.30	AMARILLO
78	3"	3.476	88.28	0.135	3.42	8	31.83	226.00	NARANJA
103	4"	4.466	113.44	0.135	3.42	8	41.83	293.10	VERDE

TOLERANCIAS PARA EL DIÁMETRO EXTERIOR:
 +/- 0.015" (0.39mm) PARA DIÁMETROS DE 1/2" (16) A 1 1/2" (41)
 +/- 1% PARA DIÁMETROS DE 2" (53) A 4" (103)

LISTADO DE MEDIDAS FABRICADAS DE CODOS 90° DE ACUERDO A LA NORMA
 NMX-J-535-ANCE-2008

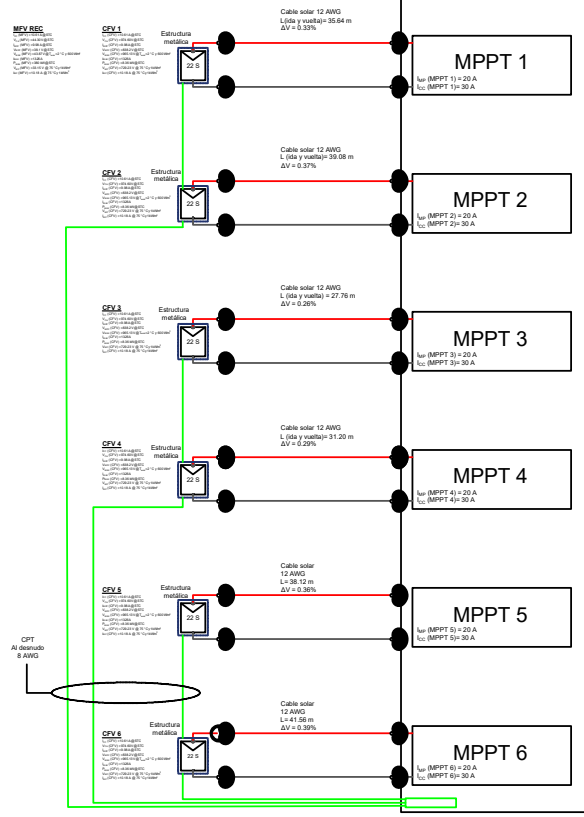


SISTEMA METRICO	DESIGNACIÓN DEL TUBO	DIÁMETRO EXTERIOR D	LONGITUD NIPLE	LONGITUD RECTA Ls	NO. HILOS POR PULGADA	LONGITUD EFECTIVA DE LA ROSCA Le	RADIO DE CURVATURA R
		in	mm	mm		mm	
16	1/2"	0.807	280	38	10	18.19	102
21	3/4"	1.000	318	38	10	18.19	114
27	1"	1.25	370	48	10.5	22.79	146
35	1 1/4"	1.594	429	51	10.5	22.79	184
41	1 1/2"	1.826	560	51	10.5	22.79	210
53	2"	2.317	598	51	10.5	22.79	241
63	2 1/2"	2.896	900	76	10	31.83	267
78	3"	3.475	925	79	10	31.83	330
103	4"	4.488	1300	86	13	41.83	406

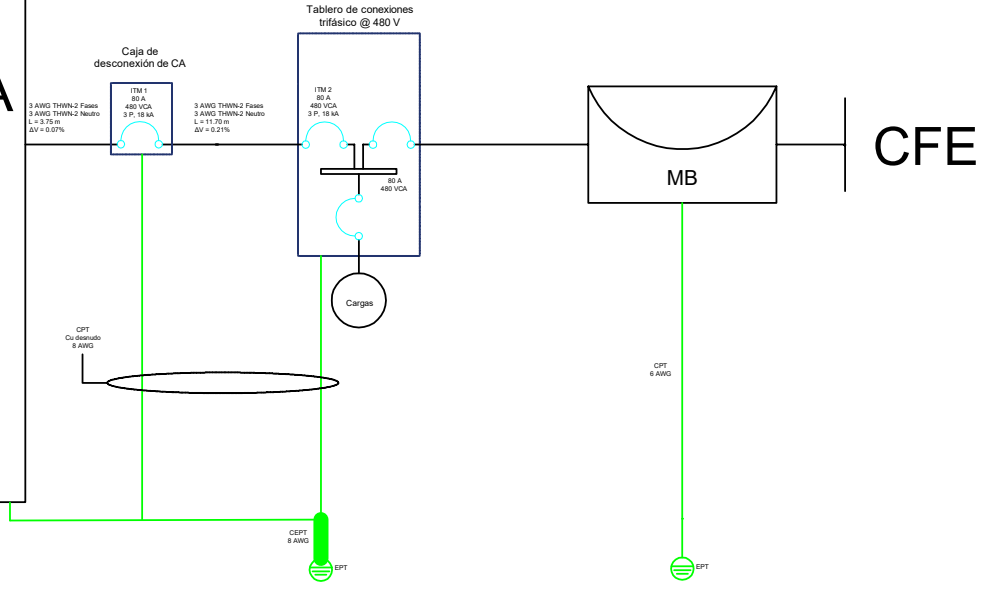
EL ÁNGULO DE FLEXIÓN DEL CODO DEBE TENER UN GRADO DE 90° +/- 2°
 LA TOLERANCIA ES DE +/- UN HILO DE LA ROSCA
 IDENTIFICACIÓN CON ETIQUETA AMARILLA

Caso A

$P_s = 50 \text{ kW}$
 $V_{\text{gen}} = 725 \text{ VCD}$
 $\eta = 98.2\% @ 725 \text{ VCD}$
 $V_{\text{inv}} = 480 \text{ VCA}$
 $I_{\text{nom}} = 64 \text{ A CA}$



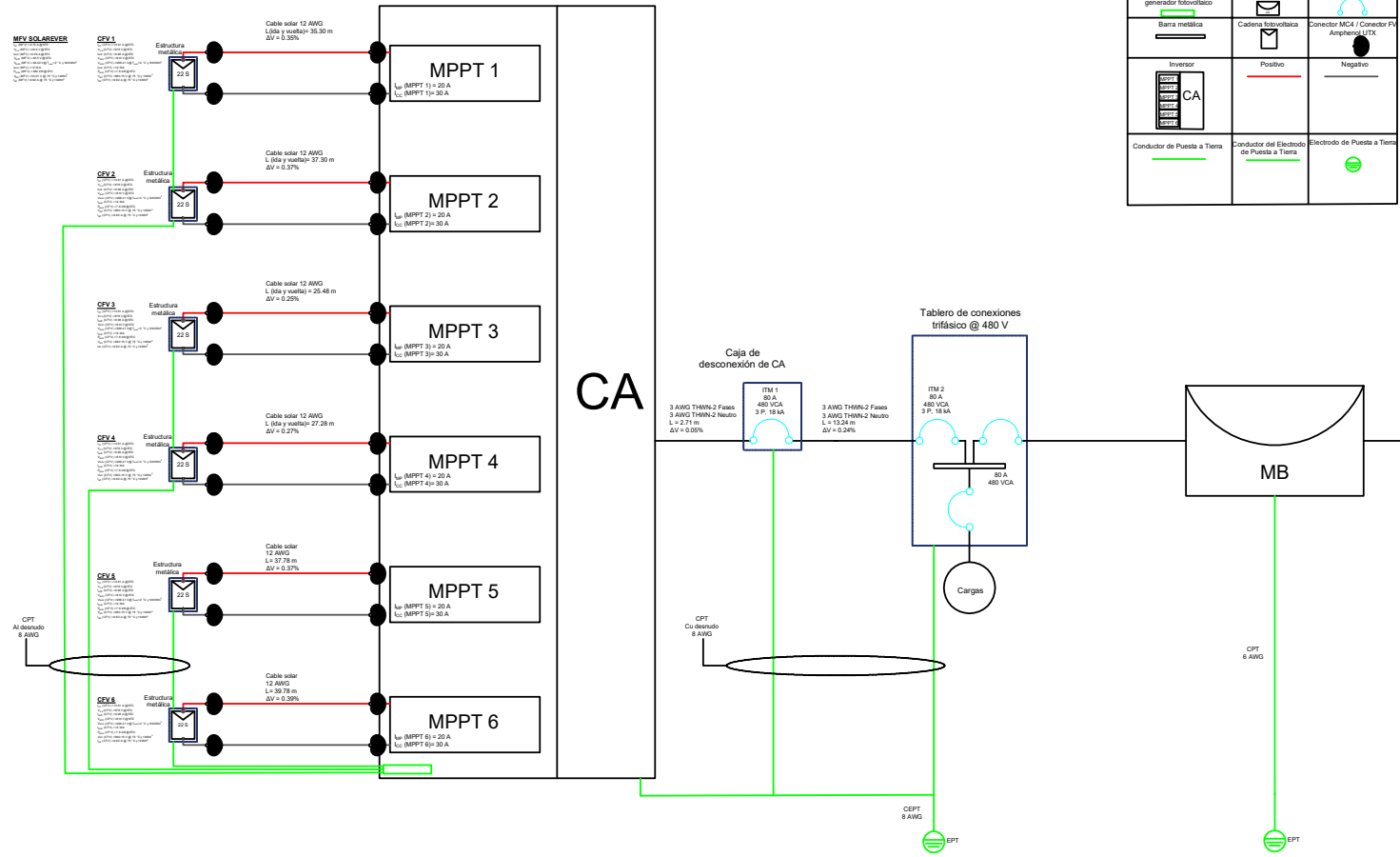
CA



SIMBOLOGÍA		
Barra de puesta a tierra para el conductor de puesta a tierra del generador fotovoltaico	Medidor bidireccional	Interruptor termomagnético
Barra metálica	Cadena fiberoptica	Conector MC4 / Conector PV Amphenol PV
Inversor	Positivo	Negativo
Conductor de Puesta a Tierra	Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra	Electrodo de Puesta a Tierra

Caso B

$P_n = 50 \text{ kW}$
 $V_{MPP} = 725 \text{ VCD}$
 $\eta = 98.2\% @ 725 \text{ VCD}$
 $V_{Max} = 480 \text{ VCA}$
 $I_{Max} = 64 \text{ A CA}$



SIMBOLOGÍA		
Barra de puesta a tierra para el conductor de puesta a tierra del generador fotovoltaico	Medidor bidireccional	Interruptor termomagnético
Barra metálica	Cadena fotovoltaica	Conector MCA / Conector PV Ampliación ITC
Inversor	Positivo	Negativo
Conductor de Puesta a Tierra	Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra	Electrodo de Puesta a Tierra

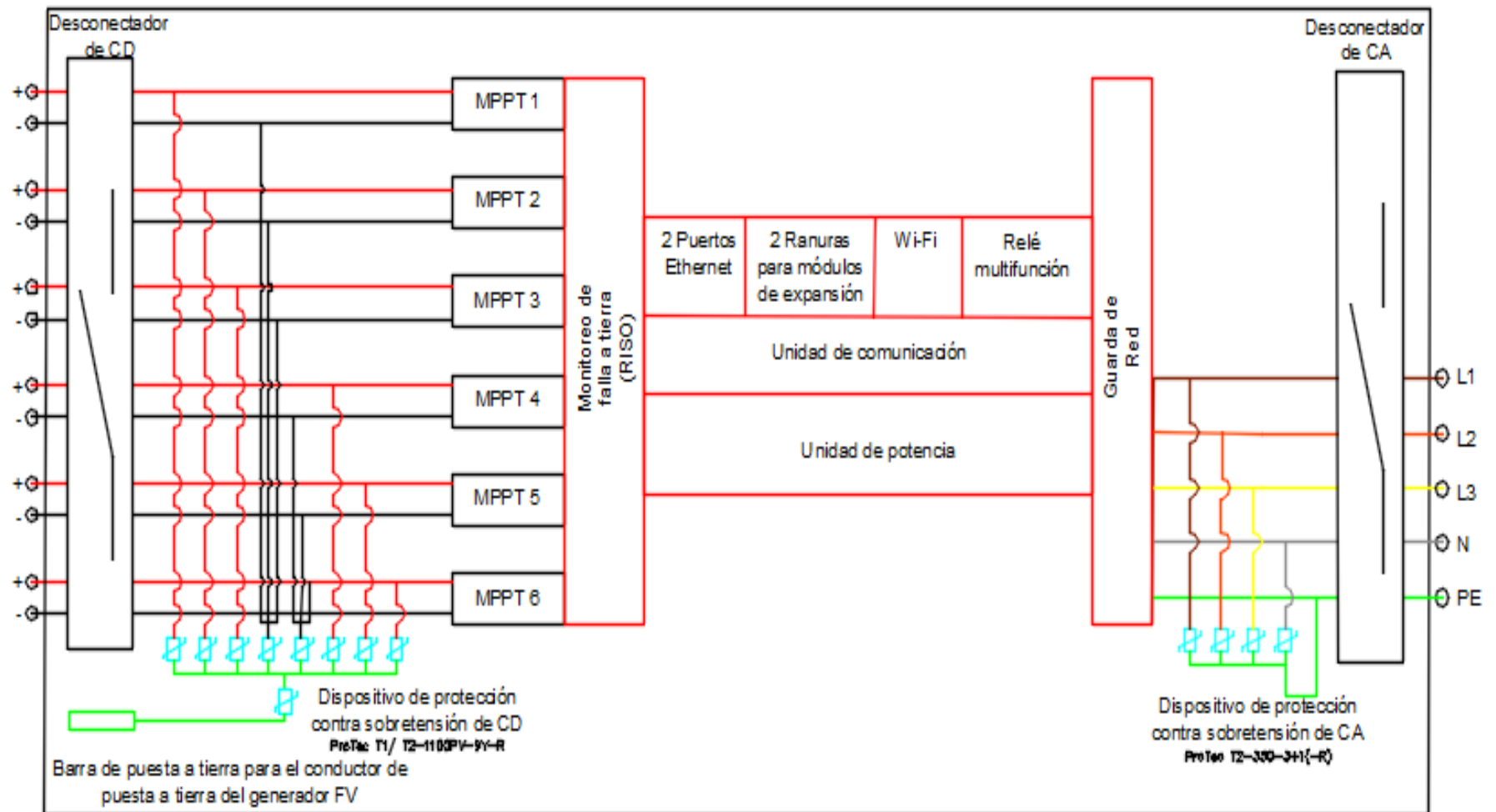
CA

CFE

CPT 8 AWG EPT

CPT 6 AWG EPT

Diagrama del interior del inversor



Bibliografía

- [1] S. Chunduri y M. Schmela, “Advanced Module Technologies 2019 Edition”, Dues-seldorf, Alemania, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://taiyangnews.info/reports/advanced-module-technologies-2019/>.
- [2] A. Sánchez, D. Martínez, R. Santos, J. Ortega, y P. Sánchez, *Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residencial, servicio e industrial*, 1era ed. Ciudad de México, México: Instituto de Energías Renovables-UNAM, 2017.
- [3] ABB, “Photovoltaic plants Cutting edge technology. From sun to socket”, Bergamo, Italia, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://library.e.abb.com/public/efeceb19447447d488c5b5e7a62495cc/9AKK107492A3277Photovoltaicplants-TechnicalApplicationPaper.pdf>.
- [4] S. Chunduri y M. Schmela, “500W + Solar Modules”, Duesseldorf, Alemania, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://taiyangnews.info/reports/500w-solar-modules-2020/>.
- [5] C. Honsberg y S. Bowden, “Top Contact Design”, *PVEducation*. <https://www.pveducation.org/pvcdrom/top-contact-design> (consultado ago. 22, 2021).
- [6] “SOLAR BUSBAR AND FINGERS EXPLAINED”, *Novergy*, 2017. <https://www.novergysolar.com/solar-busbar-fingers-explained/> (consultado ago. 22, 2021).
- [7] “MULTI-BUSBAR SOLAR CELLS: HIGH PERFORMANCE WITH LOW SILVER CONSUMPTION”, *Novergy*, 2020. <https://www.novergysolar.com/>

- multi-busbar-solar-cells-high-performance-with-low-silver-consumption/
(consultado ago. 22, 2021).
- [8] J. Tang, C. Ju, R. Lv, X. Zeng, J. Chen, D. Fu, J. Jaubert, y T. Xu, “The Performance of Double Glass Photovoltaic Modules under Composite Test Conditions”, *Energy Procedia*, vol. 130, pp. 87–93, 2017.
- [9] J. Crescenti, “Discussing bifacial project economics”, *pV magazine*, 2020. <https://www.pv-magazine.com/2020/02/19/discussing-bifacial-project-economics/> (consultado ago. 22, 2021).
- [10] S. Chunduri y M. Schmela, “Advanced Module Technologies 2021 Edition”, Dueseldorf, Alemania, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://taiyangnews.info/reports/advanced-module-technologies-2021-report/>.
- [11] L. Zhang, K. Sun, Y. Xing, y M. Xing, “H6 Transformerless Full-Bridge PV Grid-Tied Inverters”, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, vol. 29, núm. 3, pp. 1229–1238, 2014.
- [12] K. Thoubboron, “Microinverters: what you need to know”, *Energysage*, 2021. <https://news.energysage.com/microinverters-overview/#comments> (consultado sep. 04, 2021).
- [13] “Inversores de Strings VS Microinversores”, *Grupo EMOPA. Sistemas Profesionales*, 2019. <https://emopa.com/fotovoltaico-strings-microinversores/> (consultado sep. 04, 2021).
- [14] M. Chaaban, “Inverter types and classification”, *John A. Dutton e-Education Institute, Pennsylvania State University*. <https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/904> (consultado sep. 04, 2021).
- [15] M. Fedkin y J. Dutton, “6.5. Efficiency of Inverters”, *John A. Dutton e-Education Institute, Pennsylvania State University*. <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/738> (consultado ago. 04, 2020).

- [16] “Technical Information. SUNNY BOY US / SUNNY TRIPOWER US / SUNNY HIGHPOWER US. Efficiency and Derating”, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://files.sma.de/downloads/WKG-Derating-US-TI-en-19.pdf>
- [17] “Temperature Derating for SUNNY BOY, SUNNY MINI CENTRAL, SUNNY TRIPOWER”. [En línea]. Disponible en: <https://www.solartradesales.co.uk/Cache/Downloads/TempDerating-SMA-Inverters.pdf>
- [18] B. Brooks y S. White, *PHOTOVOLTAIC SYSTEMS AND THE NATIONAL ELECTRIC CODE*. Nueva York, Estados Unidos; Abingdon, Reino Unido: Routledge, 2018.
- [19] J. Wiles, “PV SYSTEMS MATH — SAMPLE CALCULATIONS”, *IAEI MAGAZINE*, 2019. <https://iaeimagazine.org/2019/2019september/pv-systems-math-sample-calculations/> (consultado may. 12, 2021).
- [20] D. King, W. Boyson, y J. Kratochvil, “PHOTOVOLTAIC ARRAY PERFORMANCE MODEL”, Albuquerque, Estados Unidos, 2004.
- [21] J. Ortega y J. Tenorio, “Memorias de Cálculo para Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a Red”. Presentación, sin publicar, Temixco, México.
- [22] *ASTM E1036M-96e2. Standard Test Methods for Electrical Performance of Non-concentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells*. Pensilvania, Estados Unidos: ASTM International, 1996.
- [23] J. Wiles, “DEALING WITH CURRENTS IN PV SYSTEMS — JUST A LITTLE MORE MATH”, *IAEI MAGAZINE*, 2017. <https://iaeimagazine.org/columns/photovoltaic/dealing-with-currents-in-pv-systems-just-a-little-more-math/> (consultado may. 12, 2021).
- [24] “Glosario Técnico”, *Servicio Meteorológico Nacional*. <https://smn.conagua.gob.mx/es/smn/glosario> (consultado ene. 05, 2021).

- [25] “PHOTOVOLTAIC PROTECTION NOTE 5: SIZING FUSES FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS PER THE NATIONAL ELECTRICAL CODE”, *MERSEN*, 2018. https://ep-us.mersen.com/sites/mercen_us/files/2018-11/TT-PVPN5-Sizing-Fuses-of-Photovoltaic-Systems-per-NEC-Tech-Topic.pdf (consultado abr. 13, 2021).
- [26] A. Sánchez, D. Martínez, R. Santos, J. Ortega, y P. Sánchez, “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO, SEGURIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE SISTEMAS INTERCONECTADOS AL SEN CON CAPACIDAD MENOR A 0.5 MW”, Instituto de Energías Renovables-UNAM, Temixco, México, 2018.
- [27] *UNE-EN 61853-1. Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética. Parte 1: Medidas del funcionamiento frente a temperatura e irradiancia y determinación de las características de potencia*. Madrid, España: Asociación Española de Normalización y Certificación, 2011.
- [28] L. Ortiz, *Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización)*. México: Diario Oficial de la Federación, 2012, pp. 9–112.
- [29] “INTERCONECTADOS I”. ENERGY KNOWLEDGE CONSULTING. Presentación, sin publicar, Temixco, México, 2021.
- [30] Brooks Engineering. (n.d.). *Cable Management in Solar PV Arrays: A Review of Requirements in the 2017 and 2020 Editions of the National Electrical Code and how CAB Solar Hangers Meet These Requirements*. www.brooksolar.com
- [31] *MANUAL DEL ELECTRICISTA VIAKON*. (n.d.). Conductores Monterrey S.A. de C.V.
- [32] SMA Solar Technology. (n.d.). *SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50-40*. www.SMA-Solar.com.