



## TÍTULO

**SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA AUTOCONSUMO EN USO  
RESIDENCIAL INSTALADO EN VERACRUZ – MÉXICO**

## AUTOR

**Mario Andrés Cruz Ortega**

Director  
Tutora  
Curso

**Esta edición electrónica ha sido realizada en 2013**

Mariano Sidrach de Cardona

Pedro Gómez Vidal

Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar  
Fotovoltaica

ISBN

978-84-7993-886-4

©

Mario Andrés Cruz Ortega

©

Universidad Internacional de Andalucía (para esta edición)



## Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

### Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

### Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
  - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
  - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
- 
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
  - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
  - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*



## Titulo

Sistema Fotovoltaico Para Autoconsumo en Uso Residencial  
Instalado en Veracruz México.

## Autor

Mario Andrés Cruz Ortega

## Tutor

Dr. Pedro Gomez Vidal

## Fecha

Octubre 2012

## Máster

Máster Oficial Interuniversitario en Tecnologías de los  
Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica

# Índice

1	Introducción	5
1.1	Objetivos del proyecto	5
1.2	Contenido de la memoria	5
1.2.1	Introducción	5
1.2.2	Los sistemas Fotovoltaicos de interconexión a la red	6
1.2.3	Sistemas fotovoltaicos en México	6
1.2.4	Especificación de requisitos	6
1.2.5	Dimensionado	6
1.2.6	Balance energético	6
1.2.7	Planos	6
1.2.8	Planificación del proyecto	7
1.2.9	Presupuesto	7
2	Los sistemas Fotovoltaicos	8
2.1	Introducción	8
2.2	Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos	9
2.2.1	Sistemas aislados	9
2.2.2	Sistemas de interconexión a la red	10
2.3	Componentes de un sistema de interconexión a la red	11
2.3.1	El módulo fotovoltaico	11
2.3.2	Estructura de montaje del modulo fotovoltaico	12
2.3.3	Protecciones de CD	13
2.3.4	El inversor de interconexión	13
2.3.5	Protecciones de CA	14
2.4	Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas	14
2.4.1	Ventajas	14
2.4.2	Inconvenientes	15
3	Sistemas Fotovoltaicos de interconexión en México	16
3.1	Antecedentes	16
3.2	Situación Actual en México	17
3.2.1	Aplicaciones y capacidad actual	17
3.2.2	Marco legal , regulatorio y normativo	18
3.2.3	Potencial	21
3.2.4	Sector Residencial	21

4	Especificación de requisitos	26
4.1	Localización	26
4.2	Tarifa de la zona	26
4.3	Tarifa DAC	27
4.4	Consumo	28
4.5	Áreas de instalación fotovoltaica disponibles	29
5	Diseño del generador fotovoltaico	31
5.1	Modulo solar fotovoltaico	31
5.2	Configuración del generador	33
5.3	Sistema de instalación de módulos	34
5.4	Características de los cables de conexión de CD	34
5.5	Protección de equipos y personas en la red de CD	36
5.6	Características del inversor	37
5.7	Conexión a la red de alterna	38
5.8	Medidor bidireccional	39
6	Dimensionado	40
6.1	Introducción	40
6.2	Datos de radiación	42
6.3	Diseño previo	44
6.4	Elección del módulo	45
6.5	Elección del inversor	47
6.6	Calculo de cableado de CD	51
6.7	Calculo de protecciones de CD	52
6.8	Calculo de cableado de AC	54
6.9	Calculo de protecciones de AC	55
6.10	Estructura de fijación de módulos	56
6.11	Puesta a tierra	57
7	Balance Energético	58
7.1	Caracterización de la zona climática, radiación y temperatura	58
7.2	Balance energético: Pérdidas; energía generada	58
7.3	Energía en autoconsumo	61
7.4	Balance medio ambiental	63

8	Planos	64
	8.1 Situación y emplazamiento	64
	8.2 Diagrama eléctrico	66
9	Planificación del proyecto	68
	9.1 Tareas	68
10	Presupuesto	69
	10.1 Introducción	69
	10.2 Costo de materiales de instalación eléctrica y fotovoltaica	69
	10.3 Costo total del proyecto	70
	10.4 Retorno de inversión	71
11	Bibliografía	72
	Índice de tablas	73
	Índice de figuras	74
	Anexos	75

# Capítulo 1

## Introducción

### **1.1 Objetivo del proyecto**

El objetivo de este proyecto es realizar el diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a la red para autoconsumo en una casa ubicada en la ciudad de Boca del Rio Veracruz.

El proyecto analiza las posibilidades que ofrece una instalación de energía solar fotovoltaica, formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos montados sobre el techo de una casa. Se busca la optimización de las posibilidades del área disponible atendiendo a consideraciones técnicas, económicas y estéticas. Es de gran relevancia en el proyecto la búsqueda de la máxima integración de las instalaciones en el área escogido, de manera que su posible afectación sea mínima.

A nivel técnico se exponen y analizan los diferentes elementos que integran la instalación para asegurar su correcto funcionamiento. Asimismo se hace un estudio de aquellos elementos que puedan afectar negativamente al rendimiento. De la misma manera se adjuntan los planos y los esquemas eléctricos necesarios para la ejecución del proyecto, de igual forma se adjuntan los cálculos justificativos que garantizan el correcto funcionamiento de la instalación y el cumplimiento con los requerimientos de la normativa mexicana vigente.

### **1.2 Contenido de la memoria**

#### **1.2.1 Introducción**

En este capítulo se describen brevemente los objetivos de la memoria en el primer apartado y, a continuación, se hace una descripción de cada uno de los capítulos que forman la memoria.

## **1.2.2 Los sistemas fotovoltaicos de interconexión a la red**

En este apartado se realiza un estudio sobre el estado actual de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red desde el punto de vista de las tecnologías utilizadas.

## **1.2.3 Sistemas fotovoltaicos en México**

Este apartado describe la situación actual de estos sistemas en México, su evolución histórica y perspectivas en el mediano y largo plazo, enfocándose en las condiciones marco (legal, regulatorio y normativo), potenciales y nichos de mercado.

## **1.2.4 Especificación de requisitos**

En este apartado se presenta un historial de consumos de la casa estudio, se identifica la tarifa actual de la casa y se determina la tarifa básica de la zona donde se encuentra ubicada la misma.

## **1.2.5 Dimensionado**

A partir de los datos de consumo especificados en el apartado anterior, se dimensionará el sistema para que pueda reducir los consumos hasta que la tarifa de la casa logre mantenerse debajo de los límites establecidos y lograr mantenerse dentro de la tarifa básica característica de la zona.

## **1.2.6 Balance energético**

En este apartado enunciaremos cómo se ha realizado el cálculo de la producción eléctrica que suministra el sistema fotovoltaico teniendo en cuenta las pérdidas de energía del propio sistema.

## **1.2.7 Planos**

En este capítulo se incluirán los planos de la instalación.

### **1.2.8 Planificación del proyecto**

En este apartado se realizará la planificación de los trabajos de instalación.

### **1.2.9 Presupuesto**

En este apartado se calcularán los costes tanto de equipos como de los trabajos de instalación además del retorno de inversión del sistema.

## Capítulo 2

### Los sistemas Fotovoltaicos.

#### 2.1 Introducción

La energía es una fuerza vital de nuestra sociedad. De ella dependen la iluminación, el calentamiento y refrigeración de nuestras casas, el transporte de personas y mercancías, la obtención de alimento y su preparación, el funcionamiento de las fábricas, etc. Y en definitiva, en gran medida, el desarrollo económico de un país se valora según sea su consumo de energía y cuán eficiente sea éste.

La Energía solar, es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol. La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es una de las llamadas energías renovables particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m<sup>2</sup> en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.

Cuando se plantea la instalación de generadores de energía solar fotovoltaica, fundamentalmente se atiende a dos razones principales:

- La necesidad de proporcionar energía eléctrica a una zona aislada o de difícil acceso para la red de distribución.
- La posibilidad de inyectar energía eléctrica a la red de distribución.

En función de estos criterios, existen dos tipologías básicas de instalaciones fotovoltaicas: instalaciones aisladas e instalaciones conectadas a la red.

## 2.2 Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos

### 2.2.1 Sistemas Aislados

Hacen posible la electrificación de manera autónoma, aprovechando la energía del sol, en aquellos lugares donde no llega la red eléctrica o en los que conectarse a la red de distribución no es viable técnica o económicamente.

Sus aplicaciones fundamentales son aplicaciones domésticas, instalaciones agrícolas y ganaderas, bombeo de caudales, iluminación, etc.

Para el diseño de este tipo de instalaciones es necesario estimar el consumo medio de energía diario del emplazamiento, determinar el rendimiento energético de la instalación, calcular el generador mínimo requerido y adecuar el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema y de la probabilidad de pérdida de carga requerida.

En la figura siguiente se muestran los componentes principales de este tipo de sistemas.

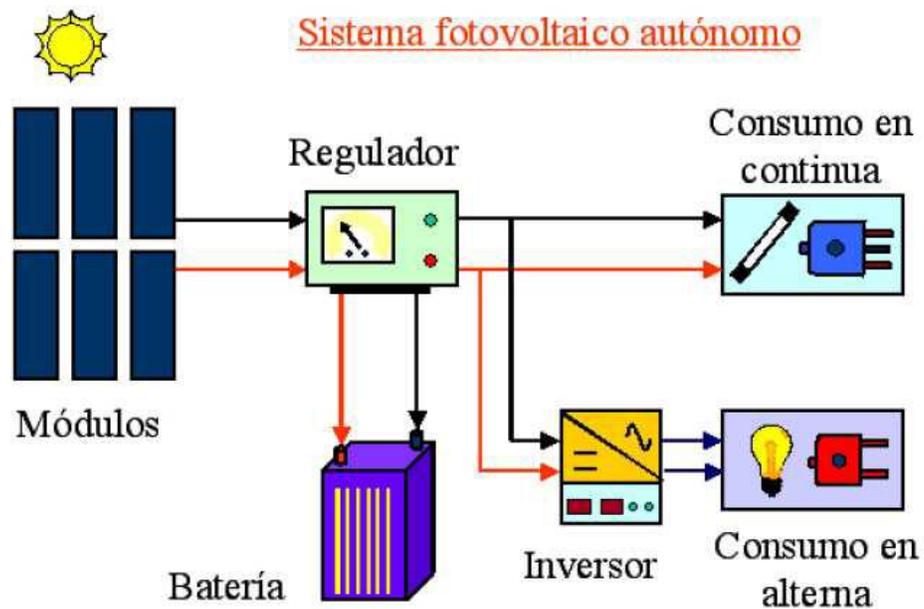


Fig. 2.1 Esquema típico de un sistema fotovoltaico autónomo (fuente 1)

## 2.2.2 Sistemas de interconexión a la red

Los sistemas de conexión a la red eléctrica son los que han experimentado mayor desarrollo en los últimos años. Estos sistemas se caracterizan por su simplicidad constructiva, la generación de energía eléctrica silenciosa y no contaminante, una gran fiabilidad, larga duración y poco mantenimiento.

El funcionamiento de este tipo de instalaciones es muy simple. El generador fotovoltaico transforma la energía solar incidente en los módulos de corriente continua, que es convertida por el inversor en corriente alterna de la misma tensión y frecuencia que la red eléctrica.

Para contabilizar la energía eléctrica inyectada a la red de la empresa de distribución se utiliza un contador de energía intercalado entre la red de baja tensión y el inversor. También es necesario instalar un contador de entrada de energía para contabilizar el posible consumo de la instalación, o bien se puede utilizar un único contador bidireccional para realizar ambas funciones.

El mantenimiento de estas instalaciones es mínimo, y consiste básicamente en la limpieza periódica de los módulos y en la comprobación de las conexiones eléctricas y el buen funcionamiento del inversor, estimándose su vida útil en más de 30 años.

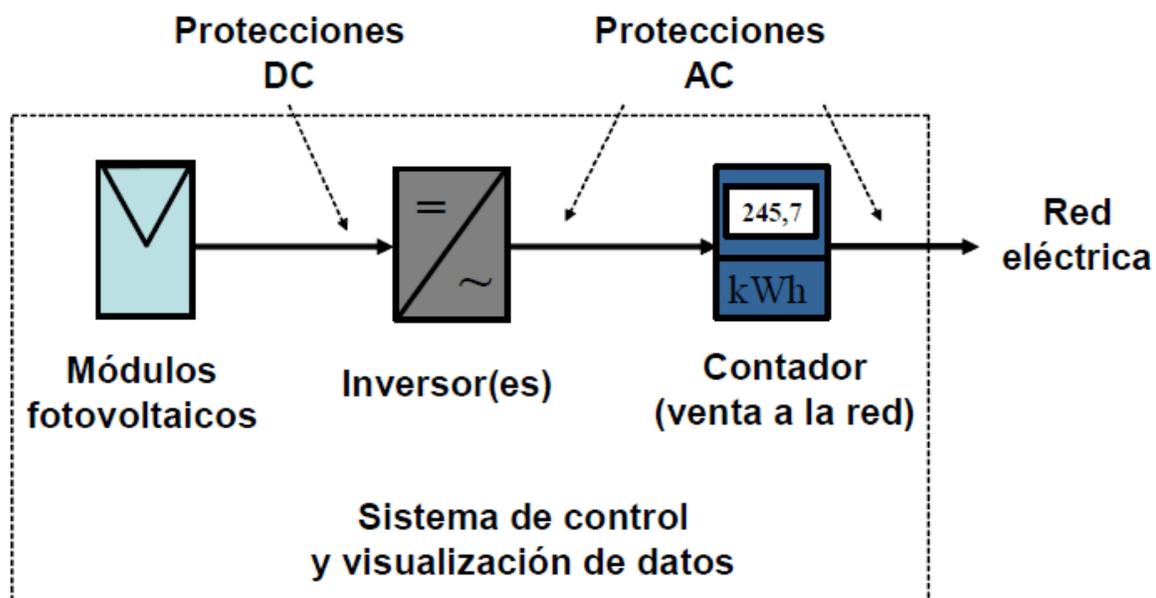
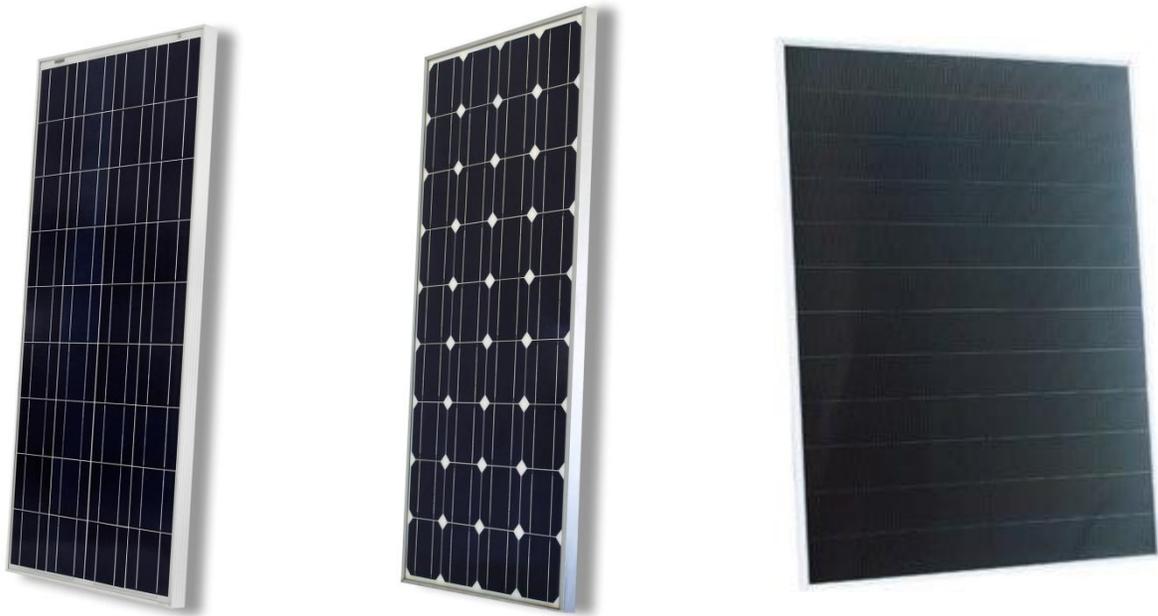


Fig. 2.2 Esquema simplificado de un sistema fotovoltaico conectado a la red (Fuente 2)

## 2.3 Componentes de un sistema de interconexión a la red

### 2.3.1 El módulo fotovoltaico

Para hacer posible su manejo práctico, los fabricantes presentan las células asociadas eléctricamente entre sí y encapsuladas en un bloque llamado panel o módulo fotovoltaico, que constituye el elemento básico para construir un generador fotovoltaico.



Modulo de silicio multicristalino

Modulo de silicio monocristalino

Modulo de lamina delgada

Fig.2.3 Principales tecnologías de módulos fotovoltaicos industriales en el mundo.

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, es decir, su característica V-I, que es necesario conocer para la utilización de dicho módulo y el diseño de generadores fotovoltaicos, viene determinado por una serie de parámetros, obtenidos a partir de la información característica suministrada por el fabricante, habitualmente bajo unas condiciones estándares de medida, de uso universal, mostradas en la siguiente tabla.

Tabla 2.1 Condiciones Estándar de Medida

Condiciones Estándar de Medida de Características de módulos Fotovoltaicos	
Irradiancia	1000 W / m <sup>2</sup>
Distribución espectral	AM 1,5
Incidencia	Normal
Temperatura de la célula	25°C

### 2.3.2 Estructura de montaje del modulo fotovoltaico

Uno de los elementos más importantes dentro de los componentes del sistema es la estructura de sujeción de los módulos fotovoltaicos. Esta permitirá que el modulo pueda adaptarse a las diferentes terrenos de montaje dependiendo la aplicación específica.

Uno de los materiales más utilizados en la industria es el aluminio, debido a su bajo peso y su alta resistencia a la corrosión y esfuerzos mecánicos además de poseer un sinnúmero de diseños para adaptarse casi a cualquier emplazamiento.



Fig. 2.4 Estructura de aluminio para soporte de módulos en campo y en techo plano.(Fuente 3)

### 2.3.3 Protecciones de CD

Se utilizarán interruptores, fusibles y descargadores de sobretensión para proteger los equipos y el personal. Los interruptores permiten cortar manualmente el flujo de corriente en caso de una emergencia o para un mantenimiento programado, mientras que el fusible proporciona una protección contra sobrecorrientes en caso de un cortocircuito del sistema o de una falta a tierra.



Fig. 2.5 Interruptor Termo magnético y fusibles (Fuente 4 y 5)

### 2.3.4 El inversor de interconexión

Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).



Figura 2.6 Inversores de interconexión marca Fronius y marca SMA (fuente 6 y 7)

### **2.3.5 Protecciones de CA**

Se colocará un interruptor a la salida del inversor que en caso de fallo nos permita aislar la conexión, sin que ello interrumpa el servicio del resto de la instalación.

## **2.4 Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas.**

### **2.4.1 Ventajas**

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo. Comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son claras: es no contaminante, no tiene partes móviles que analizar y no requiere mucho mantenimiento.

No requiere de una extensa instalación para operar. Los generadores de energía pueden ser instalados de una forma distribuida en la cual los edificios ya construidos, pueden generar su propia energía de forma segura y silenciosa. No consume combustibles fósiles. No genera residuos. No produce ruidos es totalmente silenciosa. Es una fuente inagotable. Ofrece una elevada fiabilidad y disponibilidad operativa excelente.

En resumen, la energía fotovoltaica es generada directamente del sol. Los sistemas fotovoltaicos no tienen partes móviles, por lo tanto no requieren mantenimiento y sus celdas duran décadas.

Además de las ventajas ambientales también debemos tener en cuenta las socio-económicas. Instalación simple. Tienen una vida larga (Los paneles solares duran aproximadamente 30 años). Resisten condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad. No existe una dependencia de los países productores de combustibles. Se puede utilizar en lugares de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general. Puede inyectarse el excedente de Electricidad a una compañía eléctrica. Puede aumentarse la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

#### **2.4.2 Inconvenientes**

De este sistema de generación de energía, no es tanto el origen de dicha energía que es el Sol, que tiene reservas que exceden de nuestras necesidades, ni tampoco la materia prima de donde se extrae el silicio, que consiste en arena común muy abundante en la naturaleza: se trata de la técnica de construcción y fabricación de los módulos fotovoltaicos que es complejo y caro.

Requiere una importante inversión inicial. Es una energía de difícil almacenamiento. No es económicamente competitiva con otras energías actuales. Producción variable según climatología del lugar y época del año. Otro inconveniente es el rendimiento obtenido y el espacio de terreno ocupado por los elementos captadores: el rendimiento final se estima en solo un 13%.

## Capítulo 3

### Sistemas Fotovoltaicos de interconexión en México

#### 3.1 Antecedentes

México ha iniciado un camino para diversificar los combustibles que se utilizan en la generación de electricidad. El uso intensivo de combustibles fósiles (carbón o gas natural) en las plantas de generación, como ocurre hoy en día en México, originan problemas que se pueden agravar en el mediano y largo plazo, tales como el agotamiento de las reservas de estos recursos no renovables (y por ende, una mayor importación de combustibles que están sujetos a incrementos repentinos /volatilidad de precios), así como daños a la salud y una mayor incidencia de desastres naturales (ocasionados por el aumento de emisiones contaminantes, que provocan daños a las vías respiratorias, así como el incremento en la temperatura promedio del planeta). Es por esta razón que en México, recientemente, se han desarrollado diversas políticas, leyes, reglamentos y normatividad para fomentar un uso racional de recursos no renovables e incrementar la implementación de fuentes de energía que causan un menor impacto al medio ambiente, como las energías renovables. En el contexto de estas últimas, el uso de la energía solar podría jugar un papel importante.

Diversos documentos de planeación energética, elaborados y/o apoyados por diferentes actores nacionales e internacionales, tales como la Secretaría de Energía, las agencias de cooperación bilateral, centros de investigación, organizaciones no gubernamentales, asociaciones y representantes de la sociedad civil y la industria privada, han resaltado el enorme potencial de México para el aprovechamiento del recurso solar, tanto en aplicaciones térmicas como para la generación de electricidad.

En el caso de la generación de electricidad, la experiencia internacional demuestra que los sistemas fotovoltaicos requieren de alguna forma de intervención de las autoridades que conducen la política energética para superar los obstáculos existentes y crear así un mercado que permita acelerar su desarrollo. De este modo, lo más importante no es solo ofrecer un incentivo económico para la adquisición de estos sistemas, sino también garantizar el crecimiento y sostenibilidad de un mercado local de calidad a través de la

preparación de las condiciones marco en las áreas de regulación, capacitación y normalización.

## 3.2 Situación Actual en México

### 3.2.1 Aplicaciones y capacidad actual

De acuerdo con la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), hasta el año 2006, prácticamente todos los sistemas fotovoltaicos, instalados en México, se encontraban en aplicaciones aisladas de la red eléctrica (proyectos de electrificación rural, comunicaciones, señalamientos, bombeo de agua y refrigeración). Sin embargo, a partir del año 2007 se cuenta con registros de aplicaciones conectadas a la red eléctrica. Esta tendencia se ha mantenido en los años posteriores de tal manera que en el año 2010, de los 3.5 MWp instalados en ese año, alrededor del 94% fueron sistemas conectados a la red eléctrica. Como se observa en la siguiente figura, la capacidad anual instalada (sistemas aislados y conectados a la red) ha mostrado un comportamiento fluctuante en el periodo 2005 - 2010. En términos acumulados, la capacidad aumentó de 16.5 MWp a 28.62 MWp. Respecto a la generación anual de electricidad, esta aumentó de 23,235 MWh en el año 2005 a 40,115 MWh en el año 2010.

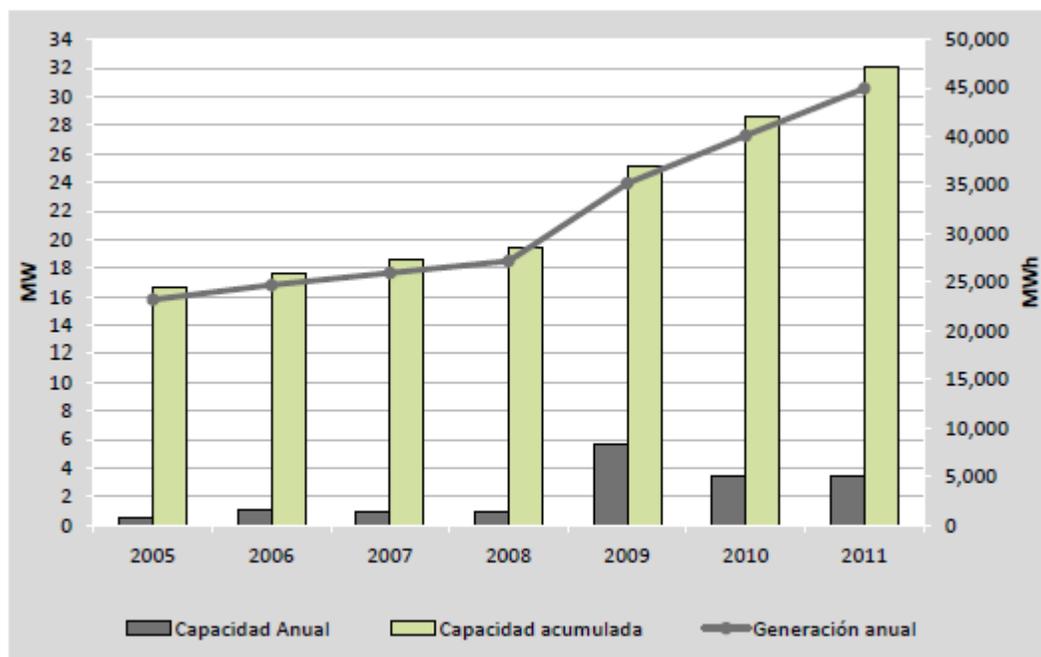


Fig. 3.1 Evolución de la capacidad instalada y generación de electricidad con sistemas FV en México (Fuente 8)

Como se puede observar en la siguiente tabla, los proyectos de mayor tamaño se realizan en los sectores comercial e industrial. Sin embargo, y aunque todavía son pocos, existen proyectos piloto en el sector residencial, los cuales desde hace algunos años están aportando información real que permitirá identificar los beneficios y las soluciones técnicas requeridas para mejorar el desempeño de estos sistemas en conexión a la red.

Tabla 3.1 Principales proyectos con sistemas FV conectados a la red en México (Fuente 8)

Sector	Lugar y Año	Modalidad y Desarrollador	Potencia (kWp)	Observaciones
<b>Industrial</b>	Aguascalientes (2011)	Autoabastecimiento; Autoabastecimiento Renovable, S.A. de C.V.	3800	Se otorgó el permiso <sup>37</sup> para uso de los miembros de la sociedad de autoabastecimiento.
<b>Comercial</b>	Aguascalientes (2009)	Autoabastecimiento; Walmart de México, Aleo Solar AG, G3 Serv. Amb.	174	En operación: Para el suministro de 20% de la demanda anual requerida por la tienda.
	Distrito Federal (2006)	Autoabastecimiento; The Green Corner	30.6	En operación: Para caracterizar su operación y evaluar desempeño e interacción con la red.
<b>Otros</b>	Distrito Federal-Iztapalapa (2009)	Autoabastecimiento; Universidad Autónoma Metropolitana, Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)	60	En Operación: Para caracterizar su operación, formar recursos humanos, sensibilizar a la comunidad universitaria.
	Nuevo León (2002)	Prueba Piloto; IIE e Iniciativa Privada.	1	En operación: Para autoabastecimiento de instalaciones municipales.
<b>Residencial</b>	Tijuana, Guadalajara y Region Laguna (2008)	Autoabastecimiento	10 - 20	En operación; para el esquema de "mediación neta" (10 sistemas de 1 a 2 kWp, cada uno).
	Mexicali, Baja California (2006)	Autoabastecimiento; Gob.del Estado, CFE, IIE	220	En operación, primer vecindario solar en México (220 casas con sistemas de 1 kWp cada una); para evaluar el desempeño técnico, beneficios económicos al usuario y al sistema eléctrico.
	La Paz, Baja California Sur (2006)	Prueba Piloto; Usuario DAC; IIE, CFE, Iniciativa Privada	6	En operación, reclasificación de una tarifa de alto consumo (DAC) a una más baja.

### 3.2.1 Marco legal , regulatorio y normativo

Actualmente los siguientes instrumentos legales y regulatorios permiten el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica en conexión a la red:

- Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) y su reglamento. A finales del año 2008 se publicó esta ley en el Diario Oficial de la Federación, la cual tiene como propósito regular el aprovechamiento de las energías renovables para la generación de electricidad “con fines distintos a la prestación del servicio público”. Su reglamento fue publicado en el Diario Oficial de la Federación del 2 de Septiembre del 2009, incluyendo aspectos más específicos para la remuneración de proyectos de energía renovable.
- Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña y Mediana Escala. El 8 de abril de 2010, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó estos modelos de contrato en el Diario Oficial de la Federación, y tienen como propósito establecer los derechos y obligaciones de un usuario que interconecta una fuente de energía renovable al Suministro Eléctrico Nacional (SEN). Estos contratos de interconexión se basan en el principio de “medición neta”. De esta forma, cuando el usuario inyecta energía el medidor de luz gira en sentido inverso. Al final del periodo de facturación, este último solo paga por su consumo neto el cual resulta del total de energía eléctrica consumida menos el total de energía eléctrica generada por la fuente de energía renovable. En el caso de pequeña escala es posible conectar un sistema FV a la red eléctrica de CFE en tensiones inferiores a 1 kV y hasta con una capacidad de 30 kW. En el caso de mediana escala, el principio es el mismo, solo que se permite entregar la energía asociada hasta una capacidad máxima de 500 kW y en tensiones que no sean mayores a 69 kV.
- Contrato de Interconexión para Fuente Colectiva de Energía Renovable o Sistema Colectivo de Cogeneración en Pequeña Escala (será publicado por la CRE). A este tipo de contrato aplica todo lo relacionado a generación en Pequeña Escala descrita en el párrafo anterior. Con la característica de que la fuente colectiva de generación de energía eléctrica le pertenece a un grupo de generadores. Además la energía generada por la fuente colectiva es dividida, para efectos de facturación, entre los dueños dependiendo del porcentaje en la inversión realizada por cada uno de los dueños.

Puesto que los sistemas fotovoltaicos pueden disminuir o dejar de generar electricidad de forma repentina, por ejemplo, en días parcialmente nublados, es también necesario establecer una serie de reglas técnicas que eviten molestias o daños a otros usuarios. Para ello, la CRE y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) han desarrollado un marco normativo específico para la interconexión de tecnologías basadas en fuentes renovables, como los sistemas fotovoltaicos:

- Especificación de interconexión en baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW (CFE G0100-04).
- Anexos al Contrato de Interconexión en Mediana Escala: Características de los equipos de medición y comunicación (Anexo E-RMT) y Requisitos técnicos para la interconexión (Anexo ERD-T).
- Reglas Generales de Interconexión al SEN para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente (publicadas en el D.O.F. por la CRE, el 22 de mayo de 2012).
- Normas Mexicanas de la Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector eléctrico.

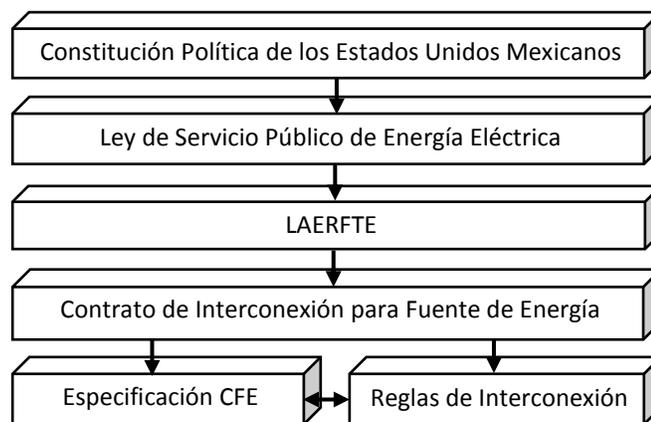


Fig. 3.2 Marco legal, regulatorio y normativo para el uso de sistemas FV en el sector residencial en México (Fuente 8)

### **3.2.2 Potencial**

La irradiación solar global en México, en promedio, es de 5 kWh/día/m<sup>2</sup>, sin embargo en algunas regiones del país se llega a valores de 6 kWh/día/m<sup>2</sup> o más. Suponiendo una eficiencia del 15%, bastaría un cuadrado de 25 km de lado en el desierto de Sonora o Chihuahua para generar toda la energía eléctrica que requiere hoy el país (En la práctica, dada la intermitencia del recurso solar, se requeriría de la interacción con otras fuentes de energía renovable, como por ejemplo, la hidroelectricidad, eólica o biomasa.); por ello, el potencial técnico se puede considerar prácticamente infinito.

Los sistemas fotovoltaicos en conexión a la red en México difieren en costos dependiendo de su capacidad. Para el sector residencial la inversión promedio para sistemas fotovoltaicos con una capacidad entre 0.24kWp a 1.65kWp es de US\$ 4,851/kWp , mientras que los costos para sistemas con capacidades entre 2kWp a 10kWp se reducen a US\$ 3,000/kWp - 4,200/kWp. Debido a los costos actuales de la tecnología FV, los subsidios eléctricos y la estructura de las tarifas eléctricas, contra las cuales los sistemas FV compiten, lo anterior arroja como resultado que el potencial económico y financiero en México para la implementación de sistemas FV, actualmente, se limite a nichos específicos. Sin embargo, considerando la irradiación solar, la constante disminución en los costos de los sistemas FV y el constante aumento en los precios de las fuentes convencionales de energía primaria, se espera que los sistemas FV logren convertirse en una alternativa económicamente viable a gran escala en el mediano plazo en México.

### **3.2.3 Sector Residencial**

Los nichos en el sector residencial resultan de la estructura interna de las siete tarifas residenciales (1 a 1F) que son escalonadas por volúmenes de consumo mensual de energía eléctrica (kilowatt-horas). En dicha estructura los precios aumentan por kilowatt-hora (kWh), cuando el volumen mensual de consumo de energía eléctrica supera ciertos límites; y donde cada tarifa residencial cuenta con dos de estos niveles. El primero separa la tarifa en un rango básico (con precios más bajos) de un rango alto (con precios más altos), mientras que el segundo límite marca el consumo mensual a partir del cual el hogar sale de la tarifa residencial y entra a la tarifa "Doméstico de Alto Consumo (DAC)" que tiene

el precio más alto por kWh. Aplicando el esquema de la medición neta del Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala existe la posibilidad de disminuir la energía mensual (kWh) que un hogar recibe de la red eléctrica de CFE, esto mediante la sustitución de cierta cantidad de kWh demandada a CFE con kWh generados por un sistema fotovoltaico.

En otras palabras, la cantidad de kWh facturados por CFE disminuyen debido a la energía (kWh) suministrada por el sistema FV. Resulta entonces que implementando un sistema FV es posible provocar un cambio en la tarifa que paga un hogar por la electricidad que CFE le suministra hacia un precio o tarifa más baja. La siguiente figura aclara este efecto y muestra los dos nichos principales para la aplicación de sistemas FV dentro de las tarifas residenciales; cabe mencionar que en el caso de los usuarios DAC, la implementación de un sistema FV es rentable aunque no se dé el cambio de rango tarifario porque el costo de cada kWh es aproximadamente el doble del costo nivelado de un kWh fotovoltaico.

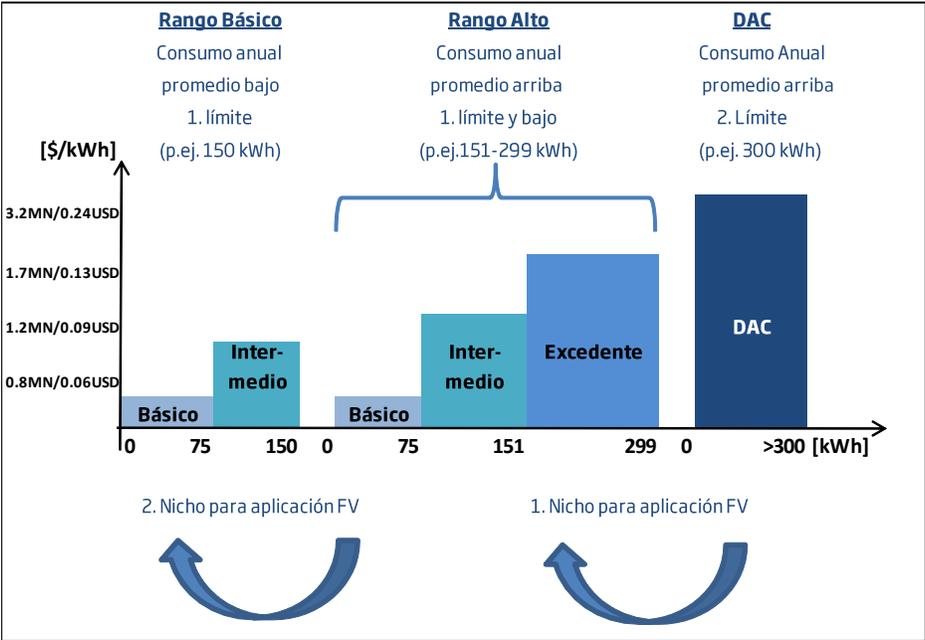


Fig.3.3 Nichos para sistemas FV dentro de las tarifas residenciales (Ejemplo Tarifa 1A) (Fuente 8)

1<sup>er</sup> nicho para la aplicación de sistemas FV con rentabilidad alta: El sistema FV genera la electricidad necesaria para que el hogar baje de la tarifa DAC al rango alto de la tarifa residencial que rige en su región. La viabilidad financiera del sistema FV se da, primero porque el costo de generación por kWh con el sistema

fotovoltaico es menor que el precio por kWh de la tarifa DAC y segundo por la reducción en el precio por kWh (DAC a rango alto) que el hogar recibe de CFE.

2<sup>do</sup> nicho para la aplicación de sistemas FV con rentabilidad media: El sistema FV genera la electricidad necesaria para que el hogar baje del rango alto al rango básico (consumo en tarifas excedentes) dentro de la tarifa residencial que rige en su región. La viabilidad financiera del sistema FV se da por la reducción en el precio por kWh (Rango alto a rango básico) que el hogar recibe de CFE.

## Potencial

Con base en el análisis anterior, los grupos metas potenciales con mayor beneficio de una aplicación FV son hogares con un volumen de consumo eléctrico dentro del rango DAC con una tarifa promedio superior a los 3.2 MXN/kWh y dentro del "rango alto" con una tarifa en el rango de 1.6 - 2 MXN/kWh. La siguiente tabla muestra la cantidad de los hogares mexicanos con un volumen de consumo eléctrico dentro del rango DAC y dentro del rango alto.

Tabla 3.2 Numero de hogares por tarifa con mayor potencial en la aplicación de sistemas FV  
(Fuente 8)

Tarifa	Cantidad de hogares en rango alto y DAC
1	3,735,698
1A	473,611
1B	483,987
1C	1,186,823
1D	217,895
1E	96,765
1F	863,778
DAC	511,472
<b>Total</b>	<b>7,570,029</b>

## Correlación con Subsidios

Un análisis íntegro de los nichos y del potencial de los sistemas FV, que busque ser una orientación sobre las medidas y estrategias que se deben tomar hacia la tecnología FV en México, debe incluir en su enfoque los subsidios eléctricos que otorga el Estado. Para entender mejor la significancia de estos subsidios a continuación se presentan tres puntos con cifras claves para el período 2005-2009:

- Del total de los subsidios asignados al consumo de energéticos el subsidio a la electricidad representó el 63%.
- Sectores más beneficiados: residencial y agrícola.
- Subsidios en tarifas eléctricas (al cierre 2009): 131 mil millones de pesos.

El impacto en los subsidios por la implementación/desarrollo de sistemas FV en los dos nichos principales en el sector residencial, explicados previamente, se puede resumir de la siguiente manera:

1<sup>er</sup> nicho para la aplicación de sistemas FV con rentabilidad alta: Pasar de una tarifa DAC al rango alto de una tarifa residencial, **aumentaría** el monto destinado de los subsidios otorgados por el Gobierno Federal.

2<sup>do</sup> nicho para la aplicación de sistemas FV con rentabilidad media: Pasar del rango alto al rango básico dentro de la misma tarifa residencial, **reduciría** el monto destinado a los subsidios otorgados por el Gobierno Federal.

## Conclusiones

- El nicho más rentable (periodos de retorno entre 3 a 6 años) para la aplicación de sistemas fotovoltaicos en el sector residencial son los hogares que pagan tarifa DAC. Sin embargo, es un nicho escaso comparado con la cantidad global de usuarios residenciales y se podrían generar implicaciones negativas para el Estado (incremento de subsidios) sí se dan los cambios de tarifa.
- El nicho más grande para la aplicación de sistemas fotovoltaicos se encuentra en el "rango alto" de las tarifas 1-1F cuyo aprovechamiento tiene implicaciones positivas para los usuarios y el Estado, p.ej. la reducción del monto destinado, por el Gobierno Federal, a subsidios eléctricos.
- Los subsidios eléctricos representan la limitante principal para el aprovechamiento del potencial económicamente rentable en el sector

residencial mexicano; particularidad que se aprecia claramente comparando los periodos de retorno en el nicho DAC contra los del nicho "rango alto"

## Capítulo 4

### Especificación de requisitos

#### 4.1 Localización

El lugar elegido para la instalación es una residencia ubicada en la ciudad de Boca Del Rio Veracruz, México

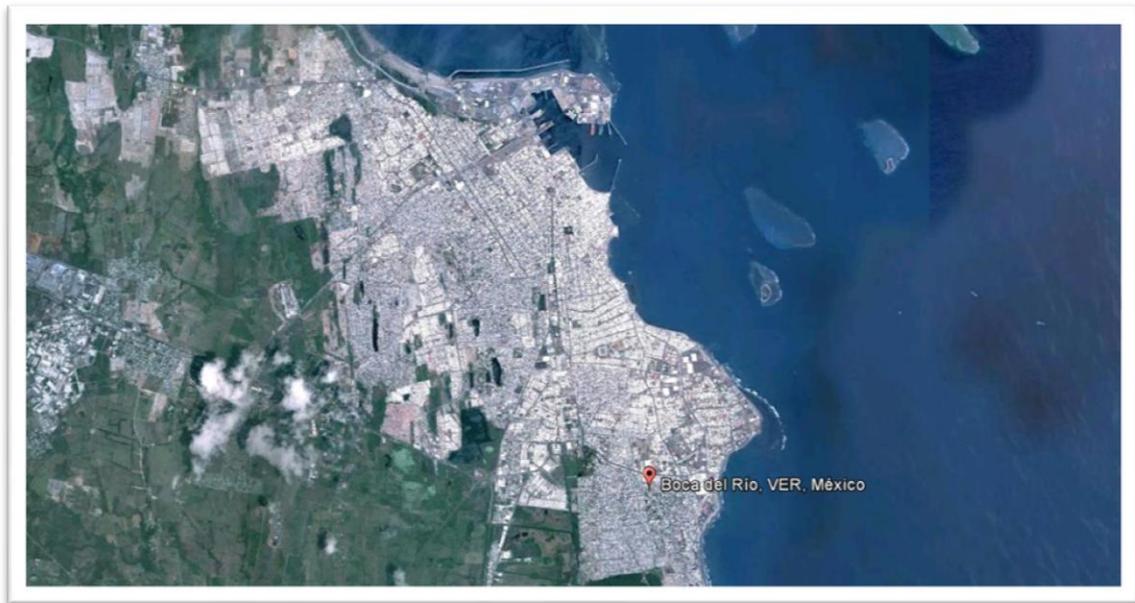


Fig. 4.1 Ubicación de la zona de instalación del sistema fotovoltaico  
(Las coordenadas son: 19°06'20" N 96°06'28"O)

Boca del Río está situada en la costa del Golfo de México en la desembocadura del Río Jamapa, al sur de la localidad de Veracruz y forma parte de la Zona Metropolitana de Veracruz. De acuerdo al Censo de Población y Vivienda 2010, la población de Boca del Río es de 9,947 habitantes.

#### 4.2 Tarifa de la zona

La tarifa aplicable en esta zona geográfica es la **1C**, este es un servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC (Domestica de Alto

Consumo), conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 30 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres ó más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos ó más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Tabla 4.1 Cargos por energía consumida en tarifa 1C (fuente 9)

Cargos por energía consumida		
Consumo básico	\$ 0.741 Pesos	por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.
Consumo intermedio	\$ 0.900 Pesos	por cada uno de los siguientes 100 (cien) kilowatts-hora
Consumo excedente	\$ 2.628 Pesos	por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores
Mínimo mensual: El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora		

### 4.3 Tarifa DAC

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, considerada de alto consumo o que por las características del servicio así se requiera.

Se considera que un servicio es de alto consumo cuando registra un consumo mensual promedio superior al límite de alto consumo definido para su localidad.

El consumo mensual promedio registrado por el usuario se determinará con el promedio móvil del consumo durante los últimos 12 meses.

El límite de alto consumo se define para cada localidad en función de la tarifa en la que se encuentre clasificada:

Tabla 4.2 Límites del alto consumo (fuente 9)

TARIFA	LÍMITE DE CONSUMO	kWh/MES
Tarifa 1:	250 (doscientos cincuenta)	kWh/mes.
Tarifa 1A:	300 (trescientos)	kWh/mes.
Tarifa 1B:	400 (cuatrocientos)	kWh/mes.
Tarifa 1C:	850 (ochocientos cincuenta)	kWh/mes.
Tarifa 1D:	1,000 (un mil)	kWh/mes.
Tarifa 1E:	2,000 (dos mil)	kWh/mes.
Tarifa 1F:	2,500 (dos mil quinientos)	kWh/mes.

Cuando el consumo mensual promedio del usuario sea superior al límite de alto consumo se le reclasificará a la tarifa doméstica de alto consumo.

Tabla 4.3 Tarifa DAC de acuerdo a la región (fuente 9)

REGIÓN	CARGO FIJO	CARGO POR ENERGÍA CONSUMIDA (\$/KWH)
	\$/MES	
Central	\$ 78.97	\$ 3.633
Noroeste	\$ 78.97	\$ 3.398
Norte y Noreste	\$ 78.97	\$ 3.312
Sur y Peninsular	\$ 78.97	\$ 3.367

#### **Mínimo mensual**

El cargo fijo, más el equivalente de 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

#### **Consumo mensual promedio menor al nivel de alto consumo**

Cuando el usuario mantenga un consumo mensual promedio inferior al Límite de Alto Consumo fijado para su localidad, el suministrador aplicará la Tarifa de Servicio Doméstico correspondiente.

#### **4.4 Consumo**

La residencia estudiada muestra unos consumos mensuales que son mostrados en la tabla siguiente:

Tabla 4.4 consumos mensuales (Fuente elaboración propia)

Mes	Días al mes	Consumo (kWh)
1	31	925
2	28	925
3	31	1,290
4	30	1,290
5	31	1,400
6	30	1,400
7	31	1,485
8	31	1,485
9	30	1,030
10	31	1,030
11	30	900
12	31	900

Dado que la zona donde está ubicada la residencia está regida por la tarifa 1C podemos observar que los consumos mensuales superan en todos los meses el límite impuesto de 850kWh/Mes por lo que actualmente la tarifa aplicada es la DAC teniendo que pagar la tarifa de región central establecida en la tabla 4.3

#### **4.5 Áreas de instalación fotovoltaica disponibles**

El área disponible que no afecta ninguna función cotidiana de la residencia es la azotea. Esta incorporación del sistema fotovoltaico en la azotea de la casa supone un ahorro económico ya que no se requiere de una gran inversión en la infraestructura de montaje, ni de vigilancia externa que mantenga salvaguardada la instalación. Esta área disponible es de 140.7m<sup>2</sup> sin embargo no toda el área se encuentra libre de sombras, por lo que se seleccionó una área de 35.57m<sup>2</sup> que nos asegura que el sistema fotovoltaico se encontrará libre de sombras a lo largo del día.

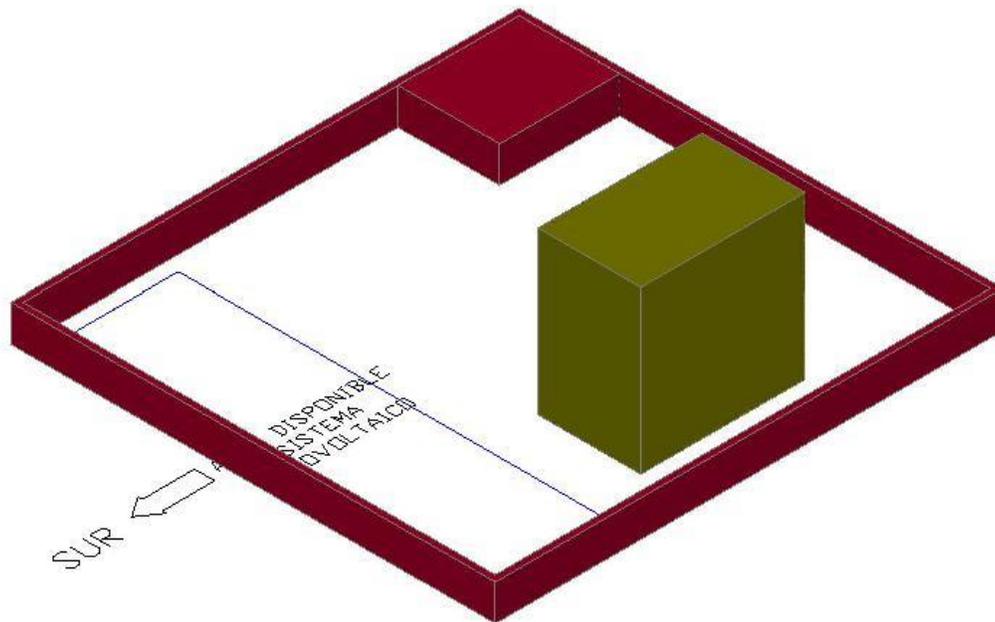


Fig.4.2 Vista área lateral del área disponible

Dentro del área total de la azotea se puede apreciar que el tinaco, en color verde, nos bloquea el área que se encuentra a su lado ya que en buena parte de la mañana sombrearía nuestros módulos. Es por esta razón que el área en azul se ha elegido para la colocación del sistema, pues no presenta sombrar a lo largo del día.

## Capítulo 5

### Diseño del Generador Fotovoltaico

#### 5.1 Módulo Solar fotovoltaico

El módulo fotovoltaico (generador de potencia eléctrica básico) debe cumplir con las siguientes características:

- Tener placa de identificación original indicando: especificaciones eléctricas, fabricante, marca, modelo y número de serie.
- Los módulos pueden ser flexibles o rígidos; de silicio cristalino si tienen marco metálico, éste debe ser de aluminio anodizado. En caso de que el módulo esté encapsulado en vidrio, éste debe ser del tipo templado.
- Deben satisfacer los requisitos de la norma IEC 61215(NMX-J-618/4-ANCE) (módulos FV de silicio cristalino) o la IEC 61646(NMX-J-618/3-ANCE) (módulos FV de película delgada - silicio amorfo, cobre-indio-galio-selenio y telurio de cadmio), según corresponda al tipo de módulo FV.
- Tener caja de conexiones para servicio en intemperie para índice de protección IP65 (a prueba de lluvia y polvo) con las terminales de salida debidamente marcadas identificando la terminal negativa y la positiva. Si tiene cables de salida, éstos deben ser idóneos para servicio en intemperie, el área de la sección transversal debe corresponder a la capacidad de conducción de corriente calculada en términos de la corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico (1,56 veces la corriente de corto circuito del panel bajo condiciones normalizadas de prueba según NOM-001-SEDE), estar marcados identificando la terminal positiva y negativa, y tener conectores rápidos para servicio en intemperie con las siguientes características mínimas: sistema de bloqueo, tensión eléctrica de aislamiento mínimo 600 V, temperatura de operación hasta de 90°C, índice de protección para el enchufado IP65 o superior, y estar certificados bajo estas características (por ejemplo conectores del tipo MC4 o MC3) u otro equivalente.
- Los módulos FV de silicio cristalino deben tener diodos de paso dentro de la caja de conexiones para reducir el efecto de sombreado parcial, que deben ser provistos por el fabricante del módulo FV.

- Tener el certificado de conformidad de producto emitido por un organismo de certificación acreditado en términos de la Ley Federal de Metrología y Normalización, LFMN, y su reglamento o dictamen de cumplimiento en las normas:

NMX-J-618/1-ANCE-2010, Evaluación de la seguridad en Módulos Fotovoltaicos (FV) - Parte 1: Requisitos generales para Construcción.

NMX-J-643/1-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos -Parte 1: Medición de la característica corriente - tensión de dispositivos fotovoltaicos.

NMX-J-643/2-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos -Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia.

NMX-J-643/3-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos -Parte 3: Principios de medición para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres (FV) con datos de referencia para radiación espectral.

NMX-J-643/5-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos -Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el metodo de tension de circuito abierto.

NMX-J-643/7-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos ¡VParte 7: Calculo de la correccion del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos.

NMX-J-643/9-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos ¡VParte 9: Requisitos para la realizacion del simulador solar.

NMX-J-643/10-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos ¡VParte 10: Metodos de mediciones lineales.

NMX-J-643/11-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos¡VParte 11: Procedimientos para corregir las medidas de temperatura e irradiancia de la caracteristica corriente ¡V tension.

NMX-J-643/12-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos¡VParte 12: Terminos,Definiciones y simbologia.

En caso de no existir infraestructura en el país para las normas mencionadas anteriormente, se debe demostrar el cumplimiento con las normas IEC 61215 para MFV de silicio cristalino y la IEC 61646 para MFV de película delgada (silicio amorfo, cobre-indio-galio-selenio y telurio de cadmio). Lo anterior, mediante el certificado correspondiente emitido por un organismo NCB (National Certification Body), miembro de IECEE, CB Scheme, así como el informe de

pruebas emitido por un laboratorio (CBTL Certification Body Testing Laboratory) que sea acreditado bajo ISO/IEC 17025. La verificación del certificado será por medio de la pagina web [www.iecee.org](http://www.iecee.org).

- La placa de identificación debe tener el sello del organismo de certificación que certifica las características y seguridad del producto. En caso de carecer de sello, presentar el certificado de conformidad.

## 5.2 Configuración del generador

Se ha optado por trabajar con una configuración de generador de inversor central, como ventaja, las intensidades de corriente de trabajo son mejores que en otro tipo de configuración, lo que nos ayuda a utilizar un cable de menor sección trayendo un ahorro significativo al sistema dado que la ubicación de los módulos fotovoltaicos se encontrará libre de sombras queda excluida la desventaja de este tipo de configuración debido a la alta sensibilidad al sombreado además el menor coste \$/W fueron determinantes en la elección de esta configuración ya que lo que se busca es el menor costo del sistema para lograr un retorno de inversión más corto. En la figura 5.1 se muestra un esquema de esta configuración.

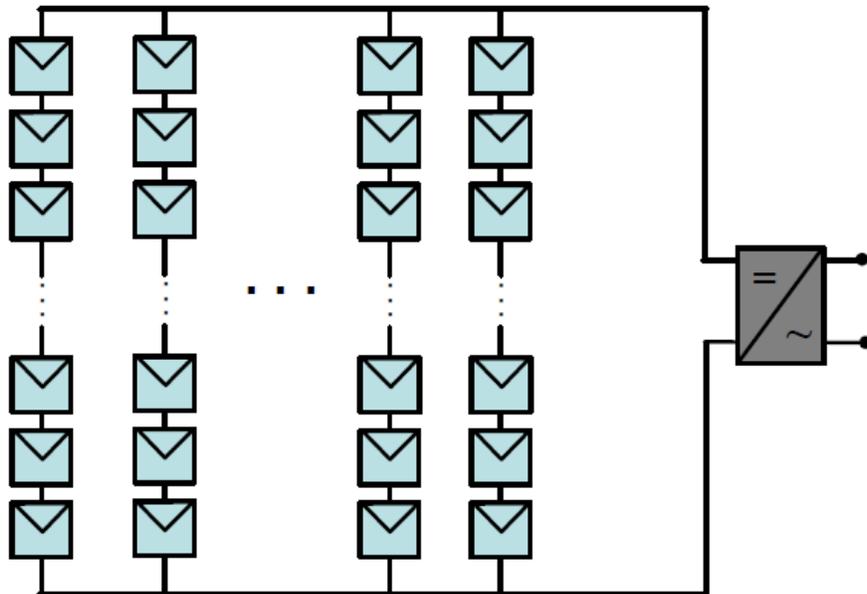


Fig. 5.1 Configuración de inversor central (Fuente 2)

### **5.3 Sistema de instalación de módulos**

La integración en la cubierta de nuestro generador fotovoltaico ofrece un gran potencial en términos de generación energética, por ser una superficie con una orientación optima libre de obstáculos y restricciones, además de ser una cubierta horizontal lo que permite una integración bien acogida por la residencia. La estructura será hecha a la medida con material de acero galvanizado, resistente a la corrosión y fijado fuertemente a la cubierta de la residencia a través de elementos de fijación de acero galvanizado. Se construirán pequeños bloques de concreto que eviten cualquier tipo de filtración de agua hacia la vivienda reforzando estos con material impermeabilizante.

La estructura debe cumplir con lo siguiente:

- Pueden ser fijas o con seguimiento (uno o dos ejes).
- Ser de metal: aluminio anodizado, acero al carbón galvanizado en caliente o con un recubrimiento anticorrosivo y pintura acrílica anticorrosiva o acero inoxidable.
- La estructura puede contar con un sistema de ajuste  $\pm 15^\circ$  de acuerdo a la latitud del lugar
- La estructura debe estar diseñada para soportar bajo condiciones de trabajo, corrosión, deformaciones mecánicas tanto estáticas como dinámicas con un anclaje que soporte cargas de viento de acuerdo a las características climatológicas del sitio de instalación (máxima carga permisible para vientos de hasta 180 km/h)

Estas características son tomadas del documento anexo: "Especificaciones Técnicas, de Seguridad"

### **5.4 Características de los cables de conexión de CD**

Las características dictadas en el documento "ANCE Especificaciones Técnicas, de Seguridad" son las siguientes:

- Todo el cable que se use en la instalación fotovoltaica debe ser de cobre, certificado para 600 V o de mayor tensión, con doble aislamiento y contar con certificación NOM-063-SCFI vigente.

- No se acepta cable uso rudo (cable que contiene varios cables en su interior forrados por una aislante común) en ningún circuito del sistema fotovoltaico.
- En los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la capacidad de conducción del cableado debe seleccionarse con un valor de 1.25 veces la corriente de corto circuito,  $I_{sc}$ , del módulo FV, panel FV o arreglo fotovoltaico.
- Todo cableado expuesto a la intemperie, además de satisfacer la Norma NOM-063-SCFI, debe estar certificado para soportar a la radiación solar (del tipo USE, UF, TWD-UV, o equivalente).

Tabla 5.1 Máxima intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor (Fuente 2)

Sección (mm <sup>2</sup> )	Tipo de instalación		
	Al aire 60°C (A)	Sobre superficie (A)	Adyacente a superficies (A)
1.5	30	29	24
2.5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Para el cableado en general, no expuesto a la intemperie, el cable debe ser seleccionado con aislamiento para 90°C, por ejemplo del tipo THW-2, THWN-2, THHW-LS o equivalente.

Para temperaturas ambiente mayor que 30°C, la capacidad de conducción de corriente debe corregirse con los factores dados por la Tabla No. 690-31 c de la NOM-001-SEDE vigente, que para referencia rápida se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 5.2 Factor de corrección para temperaturas mayores de 30°C (Fuente 10)

Temperatura °C	Temperatura ambiente máxima de operación del conductor		
	60	75	90
30	1,0	1,0	1,0
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76

## 5.5 Protección de equipos y personas en la red de CD

La protección de equipos en la parte de CD se realizará mediante fusibles en cada cadena del generador fotovoltaico.

El fusible se debe escoger de manera que garantice un límite máximo de intensidad que sea soportado por los elementos de la instalación. Para una correcta elección se deben seguir las siguientes recomendaciones:

- Dada las condiciones de trabajo y para garantizar la protección se deben de utilizar fusibles de rango completo tipo (gR) y apto para su uso en corriente continua.
- Cada zona de protección debe estar equipada con dos fusibles uno colocado en la polaridad positiva y otro en la polaridad negativa.
- La tensión asignada mínima del fusible VDC fusible debe ser mayor a 1,1 veces la tensión máxima a circuito abierto del generador V<sub>OCG</sub> (STC).
- La corriente asignada del fusible se debe escoger para que no produzca su fusión en condiciones normales de funcionamiento y que además garantice un límite máximo de intensidad que sea soportado por los elementos de la instalación.

La conexión a tierra es muy importante para la seguridad de la instalación. Se ha elegido la configuración de generador flotante, ya que es la que se presenta más segura para contactos directos e indirectos.

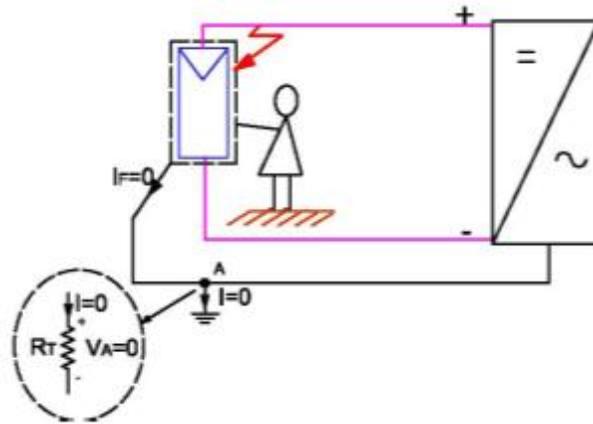


Fig. 5.2 Esquema de conexión de generador flotante (fuente 11)

## 5.6 Características del inversor

Este inversor cumple con las características que marca el documento "ANCE Especificaciones Técnicas, de Seguridad"

De los que resumimos algunas características:

- Satisfacer los requisitos técnicos exigidos en la Especificación contemplada en los Requisitos técnicos para la interconexión entre una fuente de energía distribuida en pequeña escala y el sistema eléctrico nacional.
- Tener certificado de conformidad de producto emitido por un organismo de certificación acreditado en términos de la Ley LFMN (Ley Federal de Metrología y Normalización) y su reglamento ó dictamen de cumplimiento en las normas:

NMX-J-656/1-ANCE - "Evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos (FV)-Seguridad en equipos de conversión de energía para uso en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Requisitos generales"

NMX-J-656/2-ANCE "Evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos (FV)- Parte 2: Evaluación de seguridad en dispositivos inversores de energía para uso en sistemas fotovoltaicos (FV) - Requisitos particulares".

En caso de no existir infraestructura en el país para la norma mencionada anteriormente, se debe demostrar el cumplimiento con las normas internacionales IEC 62109-1 (NMX-J-656/1-ANCE) e IEC 62109-2 (NMX-J-656/2-ANCE) (o alternativamente de la Norma UL 1741 basada en la Norma IEEE 1547), mediante el certificado de conformidad emitido por un organismo

de certificación NCB (National Certification Body), miembro de IECEE, CB Scheme, así como el informe de pruebas emitido por un laboratorio (CBTL Certification Body Testing Laboratory) que sea acreditado bajo NMX-EC-17025-IMNC. La verificación del certificado será por medio de la página web [www.iecee.org](http://www.iecee.org).

- Contar con el certificado correspondiente que garantice el cumplimiento de los requerimientos eléctricos para la función anti-isla de acuerdo a la Norma IEC 62116:2008 Ed 1, o la Norma UL 1741 que permite su conexión a la red, emitido por un organismo nacional o internacional del NCB (National Certification Body), miembro de IECEE, CB Scheme, así como el informe de pruebas emitido por un laboratorio (CBTL Certification Body Testing Laboratory) que sea acreditado bajo NMX-EC-17025-IMNC-2006. La verificación del certificado será por medio de la página web [www.iecee.org](http://www.iecee.org).
- Tener una eficiencia igual o mayor que 95 % a la potencia nominal del sistema.
- Tener una placa de identificación que incluya información de la marca, modelo, especificaciones, fabricante o importador responsable.
- Tener la capacidad para el manejo de energía de acuerdo al diseño del sistema fotovoltaico. La potencia de salida del inversor no debe ser menor a la potencia pico del arreglo FV.
- El suministrador del equipo debe garantizar que la tensión eléctrica en el punto de máxima potencia de la Fuente de Energía FV, a cualquier temperatura ambiente, se ajusta al intervalo de tensión eléctrica de operación del inversor.
- Debe contar con un envoltorio con índice de protección IP54 si su uso es en interiores, IP65 o superior si es para uso en intemperie.
- Contar con tablilla de conexión con terminales, enchufes o conectores rápidos con índice de protección IP65 y protección contra descargas eléctricas y conexión a tierra.

### **5.7 Conexión a la red eléctrica.**

La conexión a la red eléctrica de CA se realizara mediando los elementos de protección necesarios que den seguridad a la propia red así como a las personas.

Por tal fin las consideraciones de carácter general que hay que tener en cuenta en esta conexión son:

- La conexión del generador fotovoltaico en dicha red no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- El funcionamiento de la instalación fotovoltaica no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, la instalación fotovoltaica no deberá mantener tensión en la línea de distribución.

### **5.8 Medidor bidireccional.**

Los medidores a instalar tendrán la capacidad de registrar la energía entrante y saliente en el punto de interconexión, así como de efectuar la medición neta en cada subintervalo de cinco minutos, entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador al Generador y la energía eléctrica entregada por el Generador al Suministrador.

## Capítulo 6

### Dimensionado

#### 6.1 Introducción

Para el cálculo de dimensionamiento seguiremos los pasos que a continuación se enlistan:

- Consideraciones preliminares
- Datos de radiación
- Dimensionado
- Elección de componentes

#### Consideraciones preliminares

Tomaremos los datos de la tabla 4.4 “consumos mensuales” donde se observan los valores de consumo mensual de la residencia de estudio.

Además tomaremos los límites de consumo según la tarifa que gobierna la casa en estudio y que pueden ser tomados de la tabla 4.2 “límites de alto consumo”

Obtenemos en base a las 4.4 “consumos mensuales” y 4.2 “límites de alto consumo” la tabla 6.1 que nos muestra las diferencias que existen entre el límite permitido por la CFE y los consumos de la residencia.

Tabla 6.1 consumo excedente mensual

Mes	Días al mes	Consumo (kWh)	Límite de alto consumo 1C	Diferencia de energía
1	31	925	850	75
2	28	925	850	75
3	31	1,290	850	440
4	30	1,290	850	440
5	31	1,400	850	550
6	30	1,400	850	550
7	31	1,485	850	635
8	31	1,485	850	635
9	30	1,030	850	180
10	31	1,030	850	180
11	30	900	850	50
12	31	900	850	50

Observando la columna de diferencias en la tabla 6.1 obtenemos los valores que registrarán el dimensionado del sistema fotovoltaico ya que esta diferencia de energías es la mínima que tendría que generar nuestro sistema fotovoltaico para mantener los consumos debajo del límite permitido por la CFE y obtener de nueva cuenta la tarifa básica que es la que se subsidia por el gobierno.

Teniendo en cuenta futuros incrementos en consumo de energía por nuevos hábitos en los habitantes de la residencia se incrementara en 30% en la producción fotovoltaica como medida preventiva para asegurar no caer de nuevo en la tarifa DAC debido a perdida de rendimiento.

Tabla 6.2 Energía necesaria para lograr bajar a tarifa básica

<b>Mes</b>	<b>Días al mes</b>	<b>Energía mínima producida por el SFV para lograr la tarifa 1C (kWh)</b>
1	31	97.5
2	28	97.5
3	31	572
4	30	572
5	31	715
6	30	715
7	31	825.5
8	31	825.5
9	30	234
10	31	234
11	30	65
12	31	65

Gracias a esta tabla podemos ya tener valores de producción que se tienen que lograr por el sistema solar fotovoltaico para lograr regresar a la tarifa básica el consumo de la residencia en estudio.

## 6.2 Datos de radiación

Los datos de radiación son obtenidos de la herramienta dispuesta por la NASA "NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data" es una base datos de la que se pueden obtener datos como la radiación horizontal diaria promedio para cada mes del año.

Estos datos son obtenidos a través de la ubicación geográfica donde estará situada la instalación fotovoltaica. Para nuestro caso la ubicación geográfica es Boca del Rio Veracruz la cual tiene las siguientes coordenadas: Latitud 19°06'20"N Longitud 96°06'28"O estos datos son registrados en la herramienta antes mencionada y nos arroja los siguientes resultados.

Latitude **19.105** / Longitude **-96.107** was chosen.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	19.105
Longitude	°E	-96.107
Elevation	m	530
Heating design temperature	°C	14.87
Cooling design temperature	°C	29.13
Earth temperature amplitude	°C	7.72
Frost days at site	day	0

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m <sup>2</sup> /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	19.3	74.8%	3.65	95.9	4.2	20.9	13	290
February	20.1	72.6%	4.23	95.7	4.2	21.9	8	288
March	21.9	67.6%	4.86	95.5	4.4	24.0	5	373
April	23.7	67.2%	5.35	95.4	4.0	26.0	0	416
May	24.9	70.5%	5.46	95.3	3.6	27.1	0	465
June	24.9	75.7%	5.07	95.4	3.5	27.0	0	450
July	24.1	77.3%	5.27	95.6	3.6	26.3	0	438
August	24.2	76.9%	5.05	95.6	3.3	26.6	0	446
September	24.2	77.6%	4.46	95.4	3.2	26.3	0	430
October	23.1	76.3%	4.29	95.6	3.6	25.0	0	407
November	21.8	75.5%	3.95	95.7	4.0	23.5	0	355
December	19.9	76.2%	3.55	95.9	4.1	21.6	9	308
<b>Annual</b>	22.7	74.0%	4.60	95.6	3.8	24.7	35	4666
Measured at (m)					10.0	0.0		

Figura 6.1 Datos de radiación Boca del Rio Veracruz, México (Fuente 12)

### 6.3 Diseño previo

Tomando como base la tabla 6.3 Energía mínima de producción del sistema SFV obtenemos la potencia pico del generador fotovoltaico para cada mes tomando la Hora Solar Pico de la figura 6.1 para un cálculo del mismo. Para este caso tomaremos en cuenta que los módulos estarán orientados al sur y con una inclinación óptima de 19° igual a la latitud de Boca del Rio Veracruz.

La potencia pico instalada será calculada con la siguiente fórmula:

$$P_p = E_{GFV/día}/HSP \quad (\text{Ec.1})$$

$P_p$  = Potencia Pico

$E_{GFV/día}$  = Energía producida/diaria

HSP = Hora Solar Pico

Tabla 6.3 Potencia Pico

Mes	Días al mes	Energía necesaria por el SFV para lograr el rango intermedio kWh/Mes	Energía necesaria por el SFV para lograr el rango intermedio kWh/Día	HSP	Potencia pico necesaria para cada mes (kWp)
1	31	97.5	3.2	3.65	0.87
2	28	97.5	3.5	4.23	0.83
3	31	572	18.5	4.86	3.8
4	30	572	19.0	5.35	3.55
5	31	715	23.0	5.46	4.2
6	30	715	23.8	5.07	4.76
7	31	825.5	26.6	5.27	5.0
8	31	825.5	26.6	5.05	5.26
9	30	234	7.8	4.46	1.75
10	31	234	7.5	4.29	1.74
11	30	65	2.2	3.95	0.55
12	31	65	2.1	3.55	0.6

Con esta tabla podemos obtener la potencia pico del generador fotovoltaico, esto se hace observando en cada mes la potencia máxima que se requiere en los meses donde existe la mayor diferencia de energías, para este caso en concreto

el área sombreada nos indica los valores máximos de potencia pico que se necesita instalar y que cumpliría con lo mínimo requerido.

Para no sobredimensionar el sistema demasiado y que esto encarezca el sistema, tomamos los tres valores más altos de la columna de potencia pico de la tabla 6.3 “potencia pico” y eliminamos el valor más alto y el más bajo para quedarnos con el valor medio. La potencia pico del generador fotovoltaico sería entonces de 5kWp. Dado que sobrepasar uno o dos meses no hace cambiar de manera inmediata la tarifa podemos tomar esta potencia pico como lo adecuada. La tarifa DAC es aplicada cuando el consumo mensual promedio registrado por el usuario supera el límite de la tarifa 1C tomando en cuenta el promedio móvil del consumo de los últimos 12 meses. Esto nos dice que aunque el usuario sobrepase el límite algunos meses, mientras su promedio móvil anual no supere el límite de la tarifa 1C no será aplicada la tarifa DAC.

#### **6.4 Elección del módulo**

Se ha elegido un panel de silicio policristalino que absorbe radiación directa, es algo menos eficiente que el silicio monocristalino pero hemos elegido el policristalino porque el precio del kWp es significativamente menor y buscamos la rentabilidad del proyecto.

El modelo seleccionado de módulo, el C 235PN de Wiosun, es un módulo de 235W de 60 células Policristalinas. Este modulo presenta las siguientes características:

- Todos los módulos fotovoltaicos WIOSUN están sujetos a estrictas normas de calidad. Para asegurar esto, continuamente
- Monitorean a todos los fabricantes y proveedores de todo el mundo que ofrecen productos a WIOSUN.
- WIOSUN ofrece sólo módulos con positivo tolerancia de hasta 3%
- Debido al fuerte marco de 50 mm de alto, así como del espesor 3,2 mm de su cristal, los módulos son extremadamente estables en todas las condiciones meteorológicas.
- Con la garantía de producto de 10 años en todas sus series, así como 25 años de garantía en desempeño, los módulos fotovoltaicos WIOSUN están entre los más fiables y eficientes componentes para sistemas fotovoltaicos.

Están especialmente diseñados para sistemas conectados a la red, en sus distintas aplicaciones tales como tejados comerciales, sistemas residenciales y plantas fotovoltaicas. Se ha elegido debido a sus excelentes prestaciones dentro de la gama de módulos fotovoltaicos de alta potencia adecuados a nuestra instalación, así como por otros condicionantes como la garantía del producto, la confianza ofrecida por un fabricante de prestigio, la disponibilidad de suministro o la buena relación prestaciones/coste por módulo.

Presenta las siguientes características técnicas más importantes:

Tabla 6.4 Características eléctricas del Modulo C235PN (Fuente 13)

<b>General</b>			
Células	60 Celdas Policristalinas	Tamaño de Celda	156mm x 156mm
Marco	Aluminio Anodizado	Cristal	3.2mm
Conexiones	Caja de conexiones con 3 diodos de paso	Cable	4mm <sup>2</sup> Cable solar, 1300mm
Conector	MC4	Tolerancia de potencia	Solo tolerancia positiva 0 a +3%

<b>Datos Eléctricos a STC</b>	
Tipo de Modulo	C235PN
Potencia Nominal	235
Voltaje Máximo	30.20
Corriente Máxima	7.78
Voltaje de Circuito Abierto	37.27
Corriente de Corto Circuito	8.56
Eficiencia de Celda	16.10
Eficiencia de Módulo	14.47
Coficiente de Temperatura de Isc	+0.04 % / °C
Coficiente de Temperatura de Voc	-0.35 % / °C
Coficiente de Temperatura de Pmax	-0.5 % / °C
NOCT	48 °C ± 2 °C
Tensión Máxima del Sistema	1000V

El resto de las características eléctricas se encuentran en los documentos anexos.

El número total de módulos a instalar del modelo seleccionado esta dado por la formula siguiente:

$$N = \text{Int} \left[ \frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] \quad (\text{Ec.2})$$

Donde:

$P_{GFV,M,STC}$  Potencia nominal del generador fotovoltaico  
 $P_{MOD,M,STC}$  Potencia nominal del modulo fotovoltaico  
N Número de módulos a instalar

$$N = [5000W/235w]$$

$$N = 22 \text{ Módulos (Ec.3)}$$

El número de módulos a conectar en el inversor será de 22 módulos de 235W y serán dispuestos en cadenas serie y paralelo dependiendo las características de operación del inversor.

## 6.5 Elección del inversor

El inversor elegido para este proyecto es el inversor marca Fronius modelo Fronius IG plus 5.0-1 UNI el cual cuenta con oficinas de venta y soporte técnico en la ciudad de Monterrey Nuevo Leon, México lo que nos da un buen respaldo en todo lo que tiene que ver con garantías y soporte en campo. El inversor cuenta con las siguientes características:

Tabla 6.5 Características eléctricas del inversor Fronius IG Plus 5.0 -1 UNI (fuente 6)

<b>DATOS DE ENTRADA</b>	5.0-1 UNI
Potencia FV recomendada (kWp)	4.25 - 5.75
Rango de voltaje MPPT	230 ... 500 V
Voltaje de inicio CD	245 V
Max. voltaje de entrada (a 1000 W/m <sup>2</sup> 14 °F (-10 °C) en operación de circuito abierto)	600 V
Corriente nominal de entrada	13.8 A
Max. corriente de entrada utilizable	23.4 A
Conductor admisible (CD)	No. 14 - 6 AWG
Número de terminales de entrada CD	6
Max. corriente por terminal de entrada CD	20 A

<b>DATOS SALIDA</b>	
Potencia nominal de salida (PAC nom)	5000 W
Max. potencia de salida continua 104 °F (40 °C) 208 V / 240 V / 277 V	5000 W
Voltaje nominal de salida CA	208 V / 240 V / 277 V
Rango de voltaje de suministro CA (default)	
208 V	183 - 229 V (-12 / +10 %)
240 V	211 - 264 V (-12 / +10 %)
277 V	244 - 305 V (-12 / +10 %)
Max. corriente de salida continua	
208 V	24.0 A
240 V	20.8 A
277 V	18.1 A
Número de fases	1
Conductor admisible (CA)	No. 14 - 4 AWG
Max. utilidad de corriente de retroalimentación	0
Frecuencia nominal de salida	60 Hz
Frecuencia de rango de operación	59.3 - 60.5 Hz
Distorsión armónica total	< 3 %
Factor de Potencia	1 (a potencia nominal de salida)

Dadas las características eléctricas de operación del inversor se procede a calcular el número de módulos en serie que serán conectados en cada cadena y el número de cadenas en paralelo que nos garanticen el funcionamiento del inversor sin desconexión por bajo o alto voltaje MPPT.

El valor máximo de módulos en serie está dado por la formula siguiente:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int}\left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_c=-10^\circ\text{C})}\right] \text{ (Ec.4)}$$

Donde:

$V_{INV,M}$  = Voltaje máximo de entrada del Inversor

$V_{MOD,OC}(T_c=-10)$  = Voltaje de circuito abierto del modulo a -10°C

Máx  $N_{ms}$  = número máximo de módulos en serie

Para obtener el voltaje del modulo a  $T_c = -10^\circ\text{C}$  se utiliza la siguiente expresión aproximada para módulos de silicio mono y policristalino.

$$V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C}) \approx 1,14 V_{MOD,OC,STC} \quad (\text{Ec.5})$$

Se tiene que,  $V_{MOD,OC}(T_c = -10) = 1,14(37.27\text{V}) = 42.48\text{V}$  (Ec.6)

En consecuencia:

$$\text{Máx } N_{ms} = 600\text{V}/42.48\text{V} = \mathbf{14} \quad (\text{Ec.7})$$

Para lograr que el inversor se mantenga dentro del rango de operación MPPT se tiene que:

$$\min(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C})} \right] + 1 \quad (\text{Ec.8})$$

Donde:

$V_{INV,m,MPP}$  = Voltaje mínimo de operación del inversor

$V_{MOD,M}(T_c = 70)$  = Voltaje máximo del modulo a  $70^\circ\text{C}$

$\min(N_{ms})$  = número mínimo de módulos en serie

Para obtener el voltaje del modulo a  $T_c = 70^\circ\text{C}$  se utiliza la siguiente expresión aproximada para módulos de silicio mono y policristalino.

$$V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C}) \approx 0,82 V_{MOD,M,STC} \quad (\text{Ec.9})$$

Se tiene que,  $V_{MOD,OC}(T_c = 70) = 0,82(30.20\text{V}) = 24.76\text{V}$  (Ec.10)

En consecuencia:

$$\text{Máx } N_{ms} = [230\text{V}/24.76\text{V}] + 1 = \mathbf{10} \quad (\text{Ec.11})$$

Debido a que tenemos que el número de módulos a instalar para obtener la potencia pico de 5kW es de 22 módulos optaremos por colocar 11 módulos en serie con lo que se obtiene:

$$N=22 \text{ módulos}$$
$$N_{mp}=N/N_s \text{ (Ec.12)}$$

$N_{mp}$ = Número de módulos en serie

$N$ = Número total de módulos

$N_s$ = numero de módulos en serie

$$N_p = 22/11 = 2 \text{ (Ec.13)}$$

Esto nos indica que nuestro generador estará formado por **2 cadenas de 11 módulos en serie de 235w lo que hará un generador fotovoltaico de una potencia pico de 5.17kWp.**

Dado que la corriente de corto circuito de nuestro modulo fotovoltaico es de 8.56A , las 2 cadenas en paralelo no deberían sobrepasar la corriente máxima admitida por el inversor expresado en la siguiente ecuación:

$$N_{mp} I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \text{ (Ec.14)}$$

Se tiene que:

$N_{mp}$  = numero de modios en paralelo

$I_{mod,SC,STC}$  = corriente de corto circuito del modulo a condiciones STC

$I_{INV,M,DC}$  = corriente máxima de entrada del inversor en CD

En consecuencia:

$$17,12 \leq 23.4 \text{ (Ec.15)}$$

La corriente máxima que obtendremos en nuestro generador fotovoltaico nunca sobrepasará la corriente máxima de entrada del inversor.

## 6.6 Cálculo de cableado de CD

Para el cálculo del cableado de CD nos regiremos por dos criterios, el criterio de máxima intensidad admisible y el de máxima caída de tensión permisible.

### **Criterio de máxima intensidad admisible.**

#### **Tramo ramas de módulos-caja de continua**

De acuerdo a la Norma NOM-001-SEDE en los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la capacidad de conducción del cableado debe seleccionarse con un valor de 1.25 veces la corriente de corto circuito,  $I_{sc}$ , del modulo FV, panel o arreglo fotovoltaico.

La corriente máxima que debe soportar el cable esta dado por:

$$I_{sc} = 8,56A$$

$$I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 8,56 = 10,7 A.$$

Para esta corriente es suficiente con un cable de sección  $1.5 \text{ mm}^2$  según datos tomados de la tabla 5.1 dado que los cables con los que cuenta adaptados el modulo fotovoltaico seleccionado es de  $4 \text{ mm}^2$  se tomara este por conveniencia para el cableado entre los módulos y el inversor.

### **Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable**

#### **Tramo ramas de módulos-caja de continua**

Según el documento "Especificaciones Técnicas, de Seguridad" El área de la sección transversal debe de ser seleccionado para evitar una caída de tensión mayor al 3 % para tensiones eléctricas nominales menores o iguales que 48 V y no mayor a 5 % para tensiones eléctricas mayores que 48 V, para los circuitos eléctricos desde el punto de generación hasta el punto de consumo

Para este caso en particular y para lograr la menor pérdida de potencia por cableado atenderemos al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, que dice que la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC en la parte de continua no supere el 1,5%.

A fin de calcular la sección mínima ( $S_{m,rama}$  en  $mm^2$ ) en función de la caída de tensión ( $\Delta V_{rama}$  en tanto por uno) en continua se utiliza la siguiente expresión para una rama de módulos de longitud simple de cable  $L_{rama}$  (m):

$$S_{m,rama} = \frac{2L_{rama}I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama}N_{ms}V_{MOD,M,STC}\sigma} \quad (Ec.16)$$

El símbolo  $\sigma$  representa la conductividad, que para el caso del cobre es igual a  $56 \text{ m}\cdot\Omega\cdot\text{mm}^{-2}$ . El producto  $N_{ms}\cdot V_{MOD,M,STC}$  representa la tensión en el punto de máxima potencia en STC del generador fotovoltaico y la caída de tensión ( $\Delta V_{VAC}$  en tanto por uno)

La longitud del cable de cada rama hacia el inversor tiene un valor de 35 metros con lo que se tiene:

$$S_{m,rama} = 2.35.7,78/0,015.11.30,2.56 = 1.95 \text{ mm}^2 \quad (Ec.17)$$

Teniendo en cuenta los 2 criterios anteriores se utilizara el cable de **4mm<sup>2</sup>** tomando en cuenta consideraciones en párrafos anteriores.

### **Criterio de máxima intensidad admisible.**

#### **Tramo caja de continua-inversor**

El cable de continua debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en STC del generador fotovoltaico.

En este caso:  $1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 2 \cdot 8,56 = 21.4 \text{ A.} \quad (Ec.18)$

Para esta corriente es suficiente con un cable de sección  $1.5 \text{ mm}^2$  según datos tomados de la tabla 5.1 dado que los cables con los que cuenta adaptados el modulo fotovoltaico seleccionado es de  $4 \text{ mm}^2$  se tomara este por conveniencia para el cableado entre la caja de conexión de CD y el inversor.

### **Criterio de máxima caída de tensión permisible en el cable**

#### **Tramo caja de continua-inversor**

Se supondrá que en este tramo cae un 0,5% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico

$$S_{m,rama} = 2.1.2 .7,78/0,005.11.30,2.56=0,33\text{mm}^2 \text{ (Ec.17)}$$

Teniendo en cuenta los 2 criterios anteriores se utilizara el cable de **4mm<sup>2</sup>** tomando en cuenta consideraciones en párrafos anteriores.

## 6.7 Cálculo de protecciones de CD

Para los fusibles que conectaremos en serie con cada rama un criterio muy extendido supone escoger la intensidad nominal del fusible ( $I_{fusible}$ ) de forma que:

$$I_{MOD,SC,STC} \leq I_{fusible} \leq 2 \cdot I_{MOD,SC,STC} \text{ (Ec.18)}$$

Para este caso de diseño en particular se considerará que:

$$1,4 I_{MOD,SC,STC} \leq I_{fusible} \leq 2 \cdot I_{MOD,SC,STC} \text{ (Ec.19)}$$

De cualquier forma, la intensidad nominal del fusible se halla normalizada según el estándar EN 60269 (6, 10, 12, 16, 20, 40, 50 A, etc.). Por último, se ha de destacar que los fusibles empleados han de estar diseñados para intensidad continua y deben ser capaces de De cualquier forma, la intensidad nominal del fusible se halla normalizada según el estándar EN 60269 (6, 10, 12, 16, 20, 40, 50 A, etc.). Por último, se ha de destacar que los fusibles empleados han de estar diseñados para intensidad continua y deben ser capaces de soportar 1,1 veces la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en STC ( $N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,STC}$ ).

Se tiene entonces que:

$$1,4 I_{MOD,SC,STC} \leq I_{fusible} \leq 2 \cdot I_{MOD,SC,STC} \Rightarrow 11.98 \leq I_{fusible} \leq 17.12 \text{ (Ec.20)}$$

$$I_{fusible} = 12 \text{ A}$$

Al ser 2 ramas se necesitaran 4 fusibles de esta intensidad nominal.

Por lo que se tomara un fusible de intensidad nominal de 12A ya que las siguiente corriente de fusible normalizada se aleja un poco más de la corriente calculada.

El fusible que encontramos en el mercado mexicano que se acerca a las características antes mencionadas es el modelo **KLKD 12** de la marca littel fuse. La sección de documentos anexos se encontrara la hoja característica de este fusible.

Para el caso del interruptor seccionador principal el inversor Fronius IG Plus 5.0 cuenta con este dentro de su armario de conexiones de CD, por lo que se utilizará el mismo para este fin.

Para el caso del descargador de sobretensión del lado de CD se alojara en la caja de conexión de CD donde convergen las ramas del generador fotovoltaico.

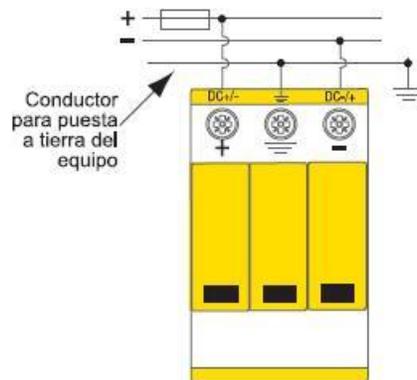


Fig.6.2 Diagrama típico de conexión del descargador de sobretensión. (Fuente 4)

El modelo elegido es el BSPH3600YPV ya que actúa a una tensión eléctrica mayor de 1.25 veces la tensión eléctrica a circuito abierto de la fuente fotovoltaica bajo condiciones de temperatura ambiente local mínima anual según marca el documento "Especificaciones Técnicas de Seguridad." Y una capacidad mínima de 5kA. En este caso es el voltaje de circuito abierto de nuestro sistema fotovoltaico es de  $V_{oc}=1.25 \times 409.96=512.45V$ , dado que el descargador tiene una tensión de operación de 600V y una capacidad de  $I_n: 12.5kA$ .

## 6.8 Cálculo de cableado de AC

### Criterio de máxima intensidad admisible.

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor. Además, Dicha intensidad nominal del inversor se deduce de la potencia y tensión AC nominales del inversor.

$$I_{INV,AC} = P_{nomINV} / V_{AC} = 5000W / 240V = 20.83A \text{ (Ec. 21)}$$

En este caso:  $1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 20,83 = 26,03 \text{ A}$ .

De acuerdo al documento "Especificaciones Técnicas de Seguridad" nos dice que, para el cableado en general, no expuesto a la intemperie, el cable debe ser seleccionado con aislamiento para 90°C, por ejemplo del tipo THW-2, THWN-2, THHW-LS o equivalente.

Refiriéndonos a esta regla tenemos que la sección a seleccionar el cable THW-C10 (es equivalente a un cable de sección 4mm<sup>2</sup>) que tiene una capacidad de conducción de 0,96.55=52.8A (la corrección por 0,92 se debe a que este cable se encontrara expuesto a una temperatura ambiente de entre 31-35°C según la tabla 5.2

Para el cálculo de la sección mínima del conductor ( $S_{m,AC}$  en mm<sup>2</sup>) para la parte de alterna, en función de la tensión nominal a la salida del inversor ( $V_{INV,AC}$ ) y la caída de tensión ( $\Delta V_{AC}$  en tanto por uno), cabe concluir:

$$S_{m,AC} = \frac{2L_{AC}I_{INV,AC} \cos \varphi}{\Delta V_{AC}V_{INV,AC,\sigma}} \quad (\text{E.C 22})$$

La longitud del cable de cada rama hacia el inversor tiene un valor de 10 metros con lo que se tiene:

$$S_{m,AC} = 2 \cdot 10 \cdot 20,83 / 0,015 \cdot 240,56 = 2,06 \text{ mm}^2 \quad (\text{Ec.23})$$

Tomando en cuenta estas 2 consideraciones tomaremos el cable THW-C10 equivalente al cables de 4mm<sup>2</sup>.

## 6.9 Cálculo de protecciones de AC

Para la protección de corriente alterna nos basaremos en un interruptor termo magnético el cual calculamos a continuación.

Las características de funcionamiento del dispositivo para proteger contra sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad I_2 \leq 1,45 I_z \quad (\text{Ec.24})$$

Siendo:

$I_B$  = corriente para la que se ha diseñado el circuito

$I_z$  = corriente máxima admisible del circuito

$I_n$  = corriente asignada del interruptor

$I_2$  = corriente que asegura la actuación del dispositivo

Tenemos que la corriente máxima admisible del conductor es de para la que se diseño el circuito es la que es capaz de soportar el cable 52.8 A

La corriente para la que se ha diseñado el circuito es de 20.83A por lo que se tiene:

$$20.83A \leq I_n \leq 52.8 A \quad \text{Ec.(25)}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 52,8 = 76.56A$$

El fabricante del inversor recomiendo el uso de un termomagnético de corriente nominal de 30A emplearemos un Interruptor termomagnético curva C marca Bticino modelo FE82/32 que tiene una corriente  $I_n = 32A$

Se dispondrá de un diferencial de sensibilidad 30 mA en su caso será el modelo F82/32G23AC.  $I_n = 32A$

Dado que la distancia entre el inversor y el tablero de distribución no es mayor a 10m no se requiere protección contra sobretensión. (Fuente 10).

## **6.10 Estructura de fijación de módulos**

La estructura soporte será de acero galvanizado con doble cadena de módulos en la misma estructura, por lo que no tendrá problemas con la separación mínima entre cadenas de módulos, toda con tornillería de acero inoxidable y sujeta a la residencia según lo establecido en el documento "Especificaciones técnicas, de seguridad y funcionamiento de proyectos e instalaciones de sistemas fotovoltaicos ESP-ANCE-02"

## **6.11 Puesta a tierra de CD y AC**

El electrodo sistema de puesta a tierra, según se establece en el Art. 250-81 de la NOM 001-SEDE-vigente, puede ser uno o alguna combinación de los que se indican a continuación. En ningún caso se permite que el valor de resistencia a tierra del sistema de electrodos de puesta a tierra sea superior que 25  $\Omega$ .

Se utilizara una varilla de acero cobrizada del tipo Copper Weld de 15 mm de diámetro (5/8") y 3 m de longitud enterrada de manera vertical por lo menos 2,4m. y un cable conductor de cobre desnudo calibre 8AWG 8.4mm<sup>2</sup>. Esta será usada para el sistema fotovoltaico en el circuito de CD y en su caso se procederá con el cable de calibre necesario para la sección de AC en caso de no existir en la residencia.

## Capítulo 7

### Balance Energético

#### 7.1 Caracterización de la zona climática, radiación y temperatura.

De acuerdo a la figura 6.1 los datos de irradiación media mensual se muestran en la siguiente tabla.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
kWh/m <sup>2</sup>	3.65	4.23	4.86	5.35	5.46	5.07	5.27	5.05	4.46	4.29	3.95	3.55

Tabla 7.1 Irradiación media mensual (Fuente 12)

La siguiente tabla muestra los valores máximos promedios en el estado de Veracruz, tomamos los valores máximos promedios para encontrar el peor escenario con el que se puede enfrentar el sistema fotovoltaico en operación.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
°C	24.5	25.7	29	31.3	32.8	31.8	30.7	30.8	30.2	28.7	26.9	25.1

Tabla 7.2 Temperatura máxima promedio (Fuente 14)

Con estos datos podremos estimar la cantidad de energía producida por el generador fotovoltaico además de calcular las pérdidas de energía que pudiera tener por efectos de temperatura.

#### 7.2 Balance energético: Pérdidas; energía generada

En este apartado enunciaremos cómo se ha realizado el cálculo de la producción eléctrica que suministra el sistema fotovoltaico teniendo en cuenta las pérdidas que se tienen por diferentes aspectos, tanto ambientales como del propio diseño del sistema.

Realizaremos el cálculo del PR (Performance Ratio), este es un parámetro que engloba las pérdidas que se pueden tener tanto en el generador como en el inversor.

Este valor de PR se obtiene calculando las pérdidas que se pueden tener en diferentes elementos del sistema fotovoltaico.

- **Pérdidas de corriente continúa**

Este factor incluye las pérdidas que se producen por efecto Joule en los cables de corriente continua que hay en la instalación. Según el IDAE de España, la máxima caída de tensión permitida en los conductores es de 1.5%. Por tanto, este rendimiento no puede ser inferior al 98.5%.

- **Pérdidas de corriente alterna**

Análogamente a como ocurre en el caso de corriente continua en alterna también se generan pérdidas en forma de calor por efecto Joule debido a una mínima resistencia que presentan los cables. Como el REBT limita la máxima caída de tensión en un 2%. Este factor toma un valor del 98% en nuestro caso en particular se buscaron caídas de tensión por debajo del 1.5% por lo que se tomara el valor de 98.5% para el calculo

- **Perdidas por temperatura de los módulos**

Tomando en cuenta las temperaturas máximas promedio en el estado se obtienen pérdidas de que van desde un 4 hasta un 6% lo que nos daría una rendimiento de un 96 a 94%

- **Perdidas por eficiencia del inversor**

Según sea la potencia suministrada el rendimiento del inversor se ve afectado, podemos tomar el promedio que nos da el fabricante, en la hoja de datos del inversor, para la configuración de voltaje de AC seleccionado, 95.5%

- **Perdidas por polvo y/o suciedad en los módulos**

Este factor se debe al polvo en el ambiente y por posibles manchas que aves pudieran dejar sobre el panel debido a sus eses, cenizas etc. Este valor depende de la temporada del año alcanza valores entre 0.95% hasta un 0.97%

- **Reflectancia angular y espectrales**

Este factor alcanza valores de un 96% hasta un 97% debido a la capacidad de los materiales de refractar toda la luz disponible.

Tomando estas pérdidas podemos hacer un cálculo aproximado del PR que tendría nuestro sistema fotovoltaico.

Tomaremos un PR promedio anual tomando los valores promedio de las pérdidas que se pueden obtener a lo largo del año, anteriormente descritos.

$$PR = 0,985 \cdot 0,985 \cdot 0,95 \cdot 0,955 \cdot 0,96 \cdot 0,965 = 0,81 \text{ (Ec.26)}$$

No se han tomado en cuenta las pérdidas por sombreado ni por mala orientación de los módulos ya que el generador se encuentra con orientación óptima y sin problemas de sombreado.

Tomando en cuenta todas las pérdidas que experimenta el generador podemos ya realizar un cálculo estimado de la energía producida por el generador a lo largo del año.

La producción estimada mensual la haremos con la siguiente fórmula:

$$E = N_{\text{días}} \cdot HSP \cdot PR \cdot P_{\text{inst}} \text{ (Ec.27)}$$

En la siguiente tabla encontraremos los resultados de la producción estimada por cada mes.

Tabla 7.3 Producción de energía fotovoltaica mensual

Mes	Días	HSP	PR	Pinst(kW)	E(kWh)
Enero	31	3.65	0.81	5.17	474
Febrero	28	4.23	0.81	5.17	496
Marzo	31	4.86	0.81	5.17	631
Abril	30	5.35	0.81	5.17	672
Mayo	31	5.46	0.81	5.17	709
Junio	30	5.07	0.81	5.17	637
Julio	31	5.27	0.81	5.17	684
Agosto	31	5.05	0.81	5.17	656
Septiembre	30	4.46	0.81	5.17	560
Octubre	31	4.29	0.81	5.17	557
Noviembre	30	3.95	0.81	5.17	496
Diciembre	31	3.55	0.81	5.17	461

### 7.3 Energía en autoconsumo

El autoconsumo fotovoltaico hace referencia a la producción individual de electricidad para el propio consumo, a través de paneles solares fotovoltaicos en el que la residencia de estudio se encuentra sujeta.

Tomando como base la energía generada de la tabla 7.3 determinamos y comparándola con la tabla 6.3 tenemos que:

Tabla 7.4 Diferencia de energía producida vs energía necesaria para lograr rango intermedio

Mes	E(kWh) producida por el generador fotovoltaico	Energía necesaria por el SFV para lograr la tarifa 1C	Diferencia
Enero	474	75	-399
Febrero	496	75	-421
Marzo	631	440	-191
Abril	672	440	-232
Mayo	709	550	-159
Junio	637	550	-87
Julio	684	635	-49
Agosto	656	635	-21
Septiembre	560	180	-380
Octubre	557	180	-377
Noviembre	496	50	-846
Diciembre	461	50	-411

Podemos darnos cuenta que en todos los meses tenemos energía que se abona a la tarifa básica y nos quita el valor “excedente”, que en ese rango es uno de los conceptos más caros en la cuota paga a la CFE.

Lo que aseguramos con este diseño es el seguro cambio de tarifa DAC a tarifa 1C que es la que rige en esa zona geográfica donde se encuentra la residencia.

El las graficas siguiente se muestra el antiguo consumo de la residencia VS la generación fotovoltaica estimada y como después de ser consumida por la residencia se logra un nuevo consumo que se encuentra por debajo del límite que la CFE impone para mantenerse en la tarifa subsidiada.

Fig. 7.1 Energia Consumida Vs Energia Producida

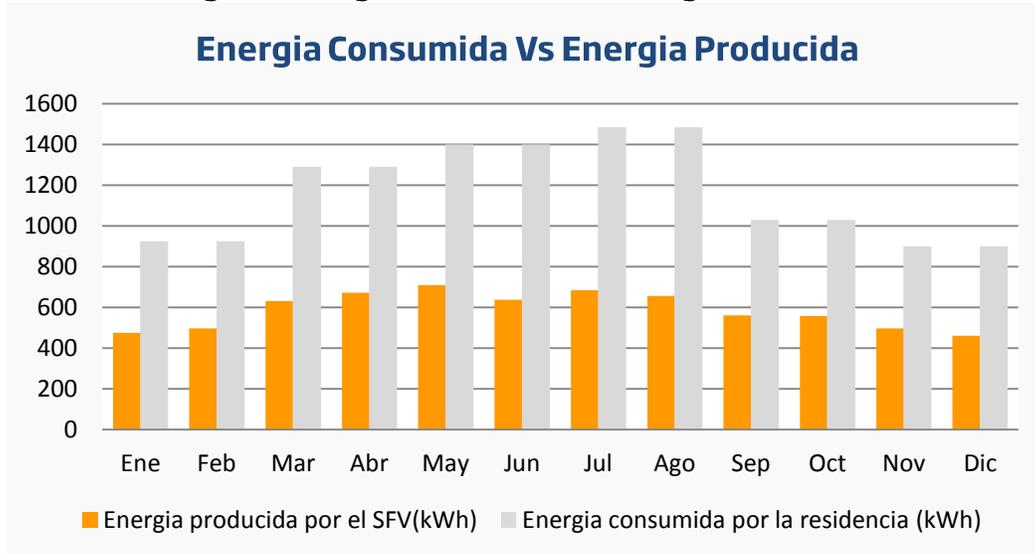
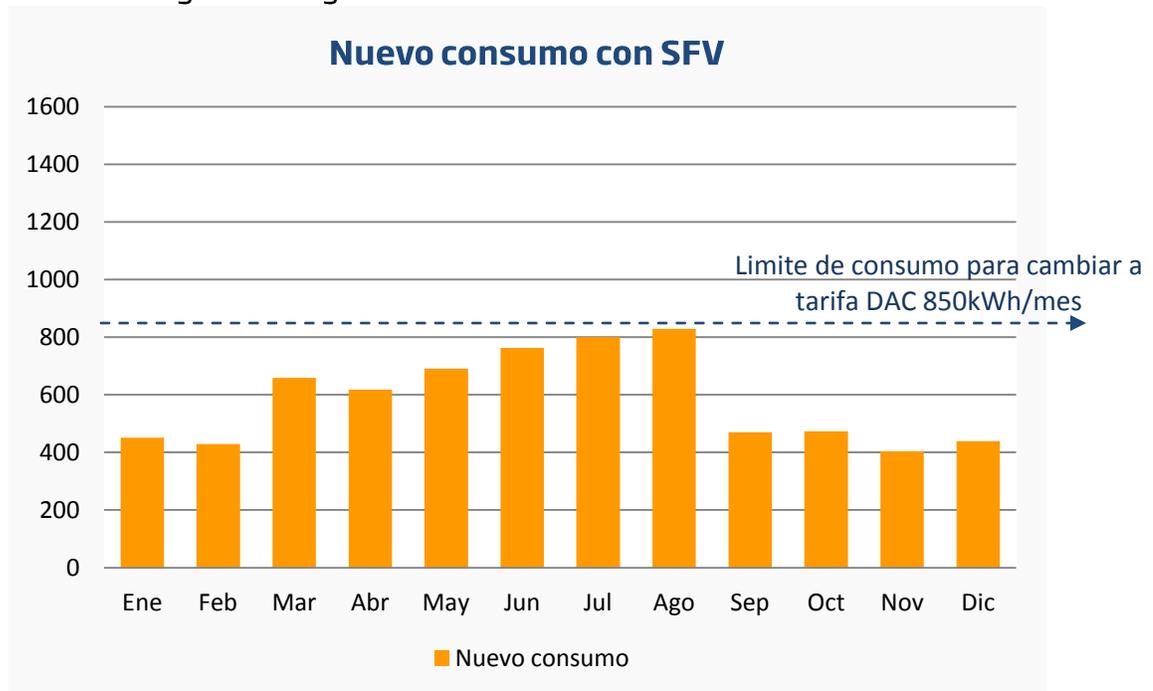


Fig.7.2 Energia Consumida con Sistema Fotovoltaico



En esta grafica logramos observar como la energía de autoconsumo llevo a la energía consumida mensualmente a valores que regresaron a la residencia de nuevo a tarifa 1C.

## 7.4 Balance medio ambiental

La tecnología fotovoltaica es una tecnología limpia que durante su funcionamiento no produce ningún tipo de emisión de gases perjudiciales para el medio ambiente. Por esta razón el uso de sistemas fotovoltaicos puede ayudar a disminuir graves problemas medioambientales como pueden ser el efecto invernadero provocado por las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmosfera.

En una central de generación eléctrica convencional, dependiendo del tipo de tecnología utilizada, el promedio de emisiones de gases contaminantes en relación al kWh generado es el siguiente.

Tabla 7.5 Emisión de CO<sub>2</sub> (Fuente 15)

Emisiones de gases contaminantes de CO <sub>2</sub> por cada kWh de energía consumida
Carbón (kg)
0.40

Dado que nuestro sistema estará produciendo un estimado anual de 7033kWh/anales se evitaría una emisión de 2813.2kg de CO<sub>2</sub>.

## Capítulo 8

### Planos

#### 8.1 Situación y emplazamiento

Boca del Río está situada en la costa del Golfo de México en la desembocadura del Río Jamapa, al sur de la localidad de Veracruz y forma parte de la Zona Metropolitana de Veracruz. De acuerdo al Censo de Población y Vivienda 2010, la población de Boca del Río es de 9,947 habitantes.

La residencia se encuentra fuera del alcance de cualquier otra residencia vecina lo que asegura la inexistencia de sombreado a lo largo del día.



Fig.8.1 Vista aérea de la residencia (Fuente 16)

El plano del techo de la residencia se muestra a continuación, otorgando las medidas con las que cuenta el inmueble para la postura del sistema solar fotovoltaicos.

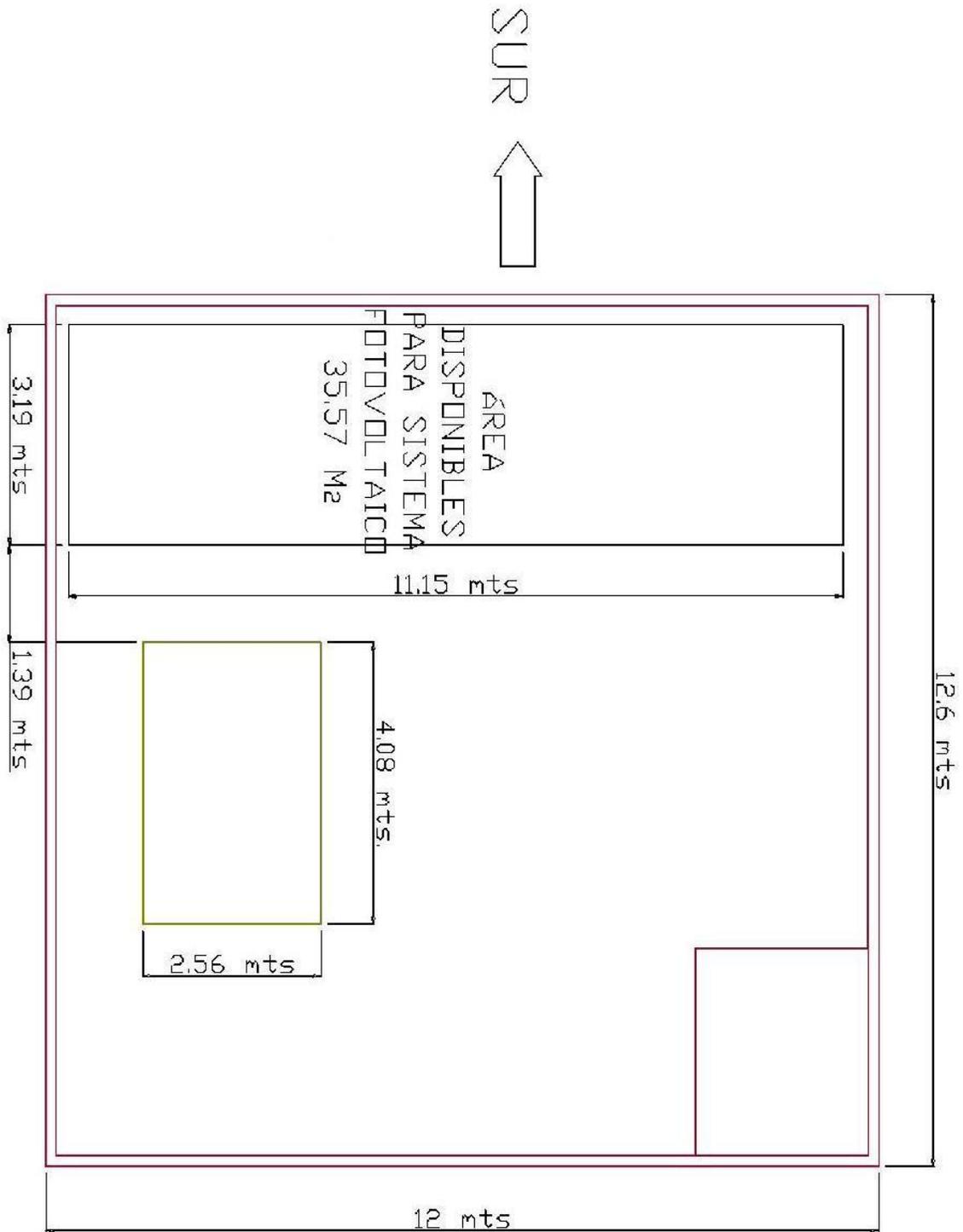


Fig.8.2 Plano del área disponible en la residencia

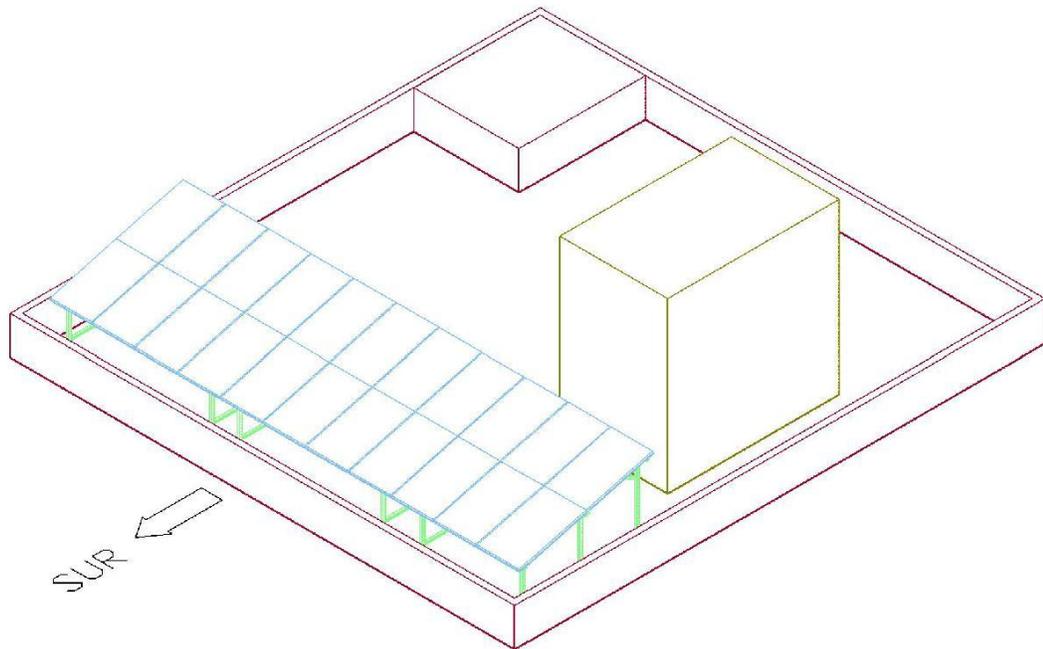


Fig. 8.3 Vista del emplazamiento con los módulos fotovoltaicos

## 8.2 Diagrama eléctrico.

El diagrama eléctrico muestra los principales elementos que constituyen el sistema fotovoltaico así como la conexión en configuración flotante.

Estructura metálica de acero galvanizado de soporte de los módulos

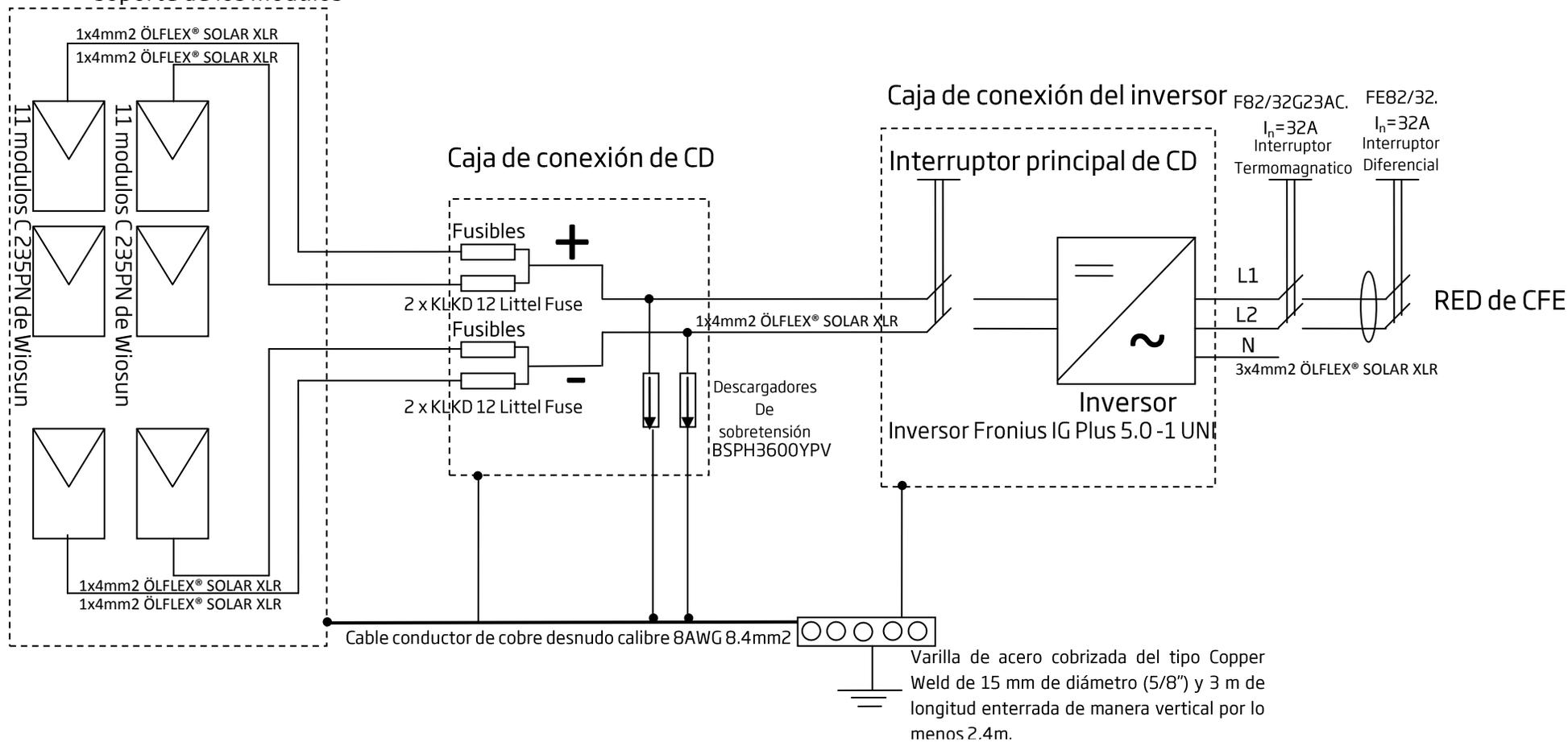


Fig.8.4 Diagrama eléctrico del sistema fotovoltaico.

# Capítulo 9

## Planificación del proyecto

### 9.1 Tareas

Se ha descompuesto la instalación en las siguientes tareas.

Tabla 9.1 Duración de tareas

Código	Tarea	Personal	Tiempo (Horas)
A	Estructura paneles	Electricista1 y ayudante1	5
B	Montaje de paneles	Electricista1 y ayudante1	5
C	Tomas de tierra	Electricista1 y ayudante1	3
D	Instalación tubería y cableado	Electricista2 y ayudante2	2
E	Instalación protección CD	Electricista1 y ayudante1	3
F	Instalación Inversor	Electricista1 y ayudante1	3
G	Instalación protección AC	Electricista1 y ayudante1	2

En la figura siguiente se ha marcado el camino crítico del proyecto mediante cuadros rojos con línea gruesa. Este camino crítico determina las tareas que, si se prolongan en el tiempo más de lo planificado, prolongarán a su vez la duración de la ejecución del proyecto.

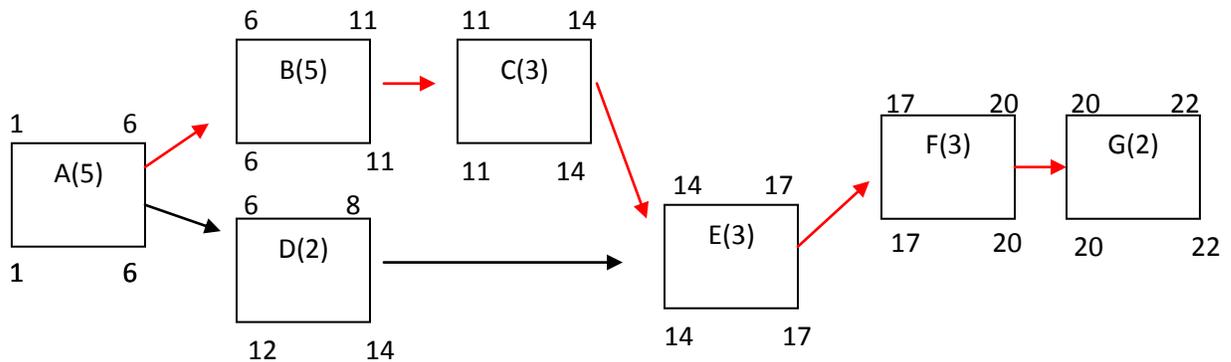


Fig.9.1 diagrama de red del proyecto

# Capítulo 10

## Presupuesto

### 10.1 Introducción

Se han buscado los precios (USD) más bajos sin perder la calidad en cada uno de los materiales usados en la instalación.

Tabla 10.1 Costo de estructura

TAREA	MATERIAL	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	PRECIO TOTAL
Estructura Paneles	Estructura	1	2,326.50	2,326.50

### 10.2 Costo de materiales de instalación eléctrica y fotovoltaica

En este apartado se enlistan los precios tomados de tiendas de material eléctrico de la región y precios de una casa proveedora de energía solar.

Tabla 10.2 Costo de materiales eléctricos y fotovoltaicos

TAREA	MATERIAL	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	PRECIO TOTAL
Toma de tierra	Conductor de cobre desnudo de 8 AWG 8.4 mm <sup>2</sup>	25	2.52	63.00
Toma de tierra	Varilla de acero cobrizada tipo Copper Weld 15 mm	1	11.51	11.51
Montaje de Paneles	Panel silicio policristalino C235PN Wiosun	22	352.50	7,755.00
Montaje de Paneles	Conectores MC4 macho	2	2.60	5.20
Montaje de Paneles	Conectores MC4 hembra	2	2.60	5.20
Montaje de Paneles	Cable 4mm <sup>2</sup> Lapptherm solar XL/XLS	140	1.20	168.00
Instalación de Inversor	Inversor Fronius IG Plus 5.0 1- UNI	1	3,307.21	3,307.21
Instalación de Inversor	Cable 4mm <sup>2</sup> Lapptherm solar XL/XLS	10	1.20	12.00
Instalación protección CD	Tubo galvanizado pared delgada 3/4	35	2.78	97.30
Instalación protección AC	Caja para cuadro eléctrico AC	1	200.00	200.00
			<b>Total</b>	<b>11,624.42</b>

En la siguiente tabla se muestran los precios de la mano de obra.

Tabla 10.3 Presupuesto de mano de obra del proyecto

<b>Tarea</b>	<b>Personal</b>	<b>Tiempo (horas)</b>	<b>Precio hora USD</b>	<b>Precio Total USD</b>
Estructura paneles	Electricista1 y ayudante1	5	40.00	200.00
Montaje de Paneles	Electricista1 y ayudante1	5	40.00	200.00
Toma de tierra	Electricista1 y ayudante1	3	40.00	120.00
Instalación tubería y cableado	Electricista2 y ayudante2	2	40.00	80.00
Instalación protección CD	Electricista1 y ayudante1	3	40.00	120.00
Instalación Inversor	Electricista1 y ayudante1	3	40.00	120.00
Instalación protección AC	Electricista1 y ayudante1	2	40.00	80.00
			<b>Total</b>	<b>920.00</b>

### 10.3 Costo total del proyecto

En este apartado se enlistan los costos de cada tarea incluyendo los materiales usados en esta actividad.

Tabla 10.4 Costo total del proyecto

<b>Tarea</b>	<b>Personal</b>	<b>Tiempo (horas)</b>	<b>Precio Total USD</b>
Estructura Paneles	Electricista1 y ayudante1	5	2,526.50
Montaje de Paneles	Electricista1 y ayudante1	5	8,133.40
Toma de tierra	Electricista1 y ayudante1	3	194.51
Instalación tubería y cableado	Electricista2 y ayudante2	2	80.00
Instalación protección CD	Electricista1 y ayudante1	3	217.30
Instalación Inversor	Electricista1 y ayudante1	3	3,439.21
Instalación protección AC	Electricista1 y ayudante1	2	280.00
		<b>Total</b>	<b>14,870.92</b>

## 10.4 Retorno de inversión

El sistema fotovoltaico genera ahorros mensuales que se presentan en la siguiente tabla tomando en cuenta la tarifa DAC central.

Tabla 10.5 Ahorros mensuales

Mes	Días al mes	Consumo (kWh)	Producción del GFV	Ahorro con con tarifa DAC
1	31	925	474	1720
2	28	925	496	1800
3	31	1,290	631	2290
4	30	1,290	672	2439
5	31	1,400	709	2573
6	30	1,400	637	2312
7	31	1,485	684	2483
8	31	1,485	656	2381
9	30	1,030	560	2033
10	31	1,030	557	4055
11	30	900	496	1800
12	31	900	461	1673
			Total	\$27,559MN
			Total USD	\$2,153

Con esta tabla podemos determinar que el ahorro anual simple será de \$2,153.00 USD tomando en cuenta que el costo total del proyecto es de \$14,870.92 USD se tendría un retorno simple de **6.9 años** este retorno se logra gracias a que la tarifa DAC es muy alta lo que no se lograría si la residencia se encontrara en tarifa 1C que es la que tendría debido a la zona geográfica donde se encuentra. Podemos determinar que la tarifa DAC representa la mejor situación para incluir un sistema fotovoltaico para eliminar esta tarifa.

# Capítulo 11

## Bibliografía

- 1 "Ingeniería de los sistemas autónomos. Introducción al diseño y dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos", Mariano Sidrach de Cardona Ortín, Máster oficial en tecnología de los sistemas de energía fotovoltaica, Universidad internacional de Andalucía 2008/09"
- 2 "Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Métodos de dimensionado Gustavo Nofuentes Garrido. Máster oficial en tecnología de los sistemas de energía fotovoltaica, Universidad internacional de Andalucía 2011/12"
- 3 Fabricante de estructuras para módulos fotovoltaicos <http://www.schletter.de/es/>
- 4 Fabricante de componentes eléctricos <http://www.bticino.com.mx/>
- 5 Fabricante de componentes eléctricos <http://www.littelfuse.com/>
- 6 Fabricante de inversores <http://www.fronius.com.mx/>
- 7 Fabricante de inversores [http://www.sma-america.com/en\\_US.html](http://www.sma-america.com/en_US.html)
- 8 Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México. Edición y supervisión: Julio Valle, Iván Michel, Peter Brailovsky y André Eckermann Autores: Valentina Barzalobre, Fidel Carrasco, Martin Amtmann, Inder Rivera y Peter Brailovsky.
- 9 Comisión federal de electricidad <http://www.cfe.gob.mx/paginas/home.aspx>
- 10 Especificaciones técnicas, de seguridad y funcionamiento de proyectos e instalaciones de sistemas fotovoltaicos ESP-ANCE-02
- 11 Otros aspectos de la ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. Seguridad y protecciones", Pedro Gómez Vidal, Máster oficial en tecnología de los sistemas de energía fotovoltaica, Universidad internacional de Andalucía 2011/12
- 12 NASA Surface meteorology and Solar Energy NASA Surface meteorology and Solar Energy <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets@nrcan.gc.ca>
- 13 Fabricante de módulos fotovoltaicos [http://www.wiosun.com/en\\_us/index.html](http://www.wiosun.com/en_us/index.html)
- 14 Servicio Meteorológico nacional [http://smn.cna.gob.mx/index.php?option=com\\_content&view=article&id=12:temperatura-y-precipitacion&catid=6:slider&Itemid=65](http://smn.cna.gob.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=12:temperatura-y-precipitacion&catid=6:slider&Itemid=65)
- 15 ENDESA <http://www.endesa.com/es/conoceendesa/Subhome>
- 16 Google earth <http://www.google.com/earth/index.html>

# Índices de Figuras

2.1 Esquema típico de un sistema fotovoltaico autónomo	9
2.2 Esquema simplificado de un sistema fotovoltaico conectado a la red	10
2.3 Principales tecnologías de módulos fotovoltaicos industriales en el mundo	11
2.4 Estructura de aluminio para soporte de módulos en campo y en techo plano	12
2.5 Interruptor Termo magnético y fusibles	13
2.6 Inversores de interconexión marca Fronius y marca SMA	14
3.1 Evolución de la capacidad instalada y generación de electricidad con sistemas FV en México	17
3.2 Marco legal, regulatorio y normativo para el uso de sistemas FV en el sector residencial en México	20
3.3 Nichos para sistemas FV dentro de las tarifas residenciales	22
4.1 Ubicación de la zona de instalación del sistema fotovoltaico	26
4.2 Vista área lateral del área disponible	30
5.1 Configuración de inversor central	33
5.2 Esquema de conexión de generador flotante	37
6.1 Datos de radiación Boca del Rio Veracruz, México	43
6.2 Diagrama típico de conexión del descargador de sobretensión	54
7.1 Energía Consumida Vs Energía Producida	62
7.2 Energía Consumida con Sistema Fotovoltaico	62
8.1 Vista aérea de la residencia	64
8.2 Plano del área disponible en la residencia	65
8.3 Vista del emplazamiento con los módulos fotovoltaicos	66
8.4 Diagrama eléctrico del sistema fotovoltaico	67
9.1 diagrama de red del proyecto	68

# Índices de Tablas

2.1 Condiciones Estándar de Medida	12
3.1 Principales proyectos con sistemas FV conectados a la red en México	18
3.2 Numero de hogares por tarifa con mayor potencial en la aplicación de sistemas FV	23
4.1 Cargos por energía consumida en tarifa 1C	27
4.2 Limites del alto consumo	28
4.3 Tarifa DAC de acuerdo a la región	28
4.4 consumos mensuales	29
5.1 Máxima intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor	35
5.2 Factor de corrección para temperaturas mayores de 30°C	36
6.1 consumo excedente mensual	40
6.2 Energía necesaria para lograr bajar a tarifa básica	41
6.3 Potencia Pico	44
6.4 Características eléctricas del Modulo C235PN	46
6.5 Características eléctricas del inversor Fronius IG Plus 5.0 -1 UNI	47
7.1 Irradiación media mensual	58
7.2 Temperatura máxima promedio	58
7.3 Producción de energía fotovoltaica mensual	60
7.4 Diferencia de energía producida vs energía necesaria para lograr rango Intermedio	61
7.5 Emisión de CO <sub>2</sub> (Fuente 15)	63
9.1 Duración de tareas	68
10.1 Costo de estructura	69
10.2 Costo de materiales eléctricos y fotovoltaicos	69
10.3 Presupuesto de mano de obra del proyecto	70
10.4 Costo total del proyecto	70
10.5 Ahorros mensuales	71

# Anexos

## Hojas Características



# Photovoltaic module

## CPN-Series

### US

CPN-SERIES

### German quality standards

All WIOSUN photovoltaic modules are subject to our strict quality standards. To ensure this, we continually monitor all manufacturers and suppliers worldwide that deliver products to WIOSUN.

### Positive-only tolerance

You can count on our quality, because WIOSUN delivers only modules with positive tolerance up to 3%.

### Suitable for all snow load zones

Due to the reinforced 50 mm (1.9") cavity frame as well as 3.2 mm (0.13") thick glass, our modules are extremely stable in all weather conditions.

### 10 year warranty on our products

With the 10-year product warranty on the A, B, C, E and SB series, as well as a 25-year performance guarantee, WIOSUN photovoltaic modules are among the most reliably calculable components for efficient PV systems.



General			
Cells	60, polycrystalline cells, 10 x 6	Cellsize	156 x 156 mm (6.14" x 6.14")
Frame	Anodized aluminium	Front glass	3.2 mm (0.13") Solarglass
Connection	Junction box with 3 bypass-diodes	Wire	4 mm <sup>2</sup> Solar cable, 1300 mm (51.18" length)
Connector	MC4	Power tolerance	<b>Positive-only tolerance 0 to +3 %</b>

Electrical Data (STC*)							
Module type			C220PN	C225PN	C230PN	C235PN	C240PN
Nominal power	P <sub>MPP</sub>	Wp	220	225	230	235	240
Max. power voltage	U <sub>MPP</sub>	V	29.70	30.00	30.10	30.20	30.50
Max. power current	I <sub>MPP</sub>	A	7.41	7.50	7.67	7.78	7.87
Open-circuit voltage	U <sub>OC</sub>	V	36.65	37.02	37.14	37.27	37.64
Short-circuit current	I <sub>SC</sub>	A	8.15	8.25	8.45	8.56	8.66
Cell efficiency %			15.10	15.40	15.75	16.10	16.40
Module efficiency η %			13.55	13.85	14.17	14.47	14.78

Electrical Data (NOCT*)							
Module type			C220PN	C225PN	C230PN	C235PN	C240PN
Nominal power	P <sub>MPP</sub>	Wp	191.40	195.75	199.64	203.98	207.36
Max. power voltage	U <sub>MPP</sub>	V	29.43	29.73	29.83	29.93	30.23
Max. power current	I <sub>MPP</sub>	A	6.50	6.58	6.69	6.82	6.86
Open-circuit voltage	U <sub>OC</sub>	V	36.21	36.58	36.62	36.75	37.04
Short-circuit current	I <sub>SC</sub>	A	6.64	6.72	6.86	6.95	7.02

**At a low irradiation intensity of 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, cell temperature 25 °C) 96 % of the STC module efficiency will be archived.**

\*STC = Standard test conditions (1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, cell temperature 25 °C)

\* NOCT = Normal operating cell temperature (800 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, windspeed 1m/s, ambient temperature 20 °C)

Temperature coefficients	Technical drawing	
Temperature coefficients I <sub>SC</sub>		
Temperature coefficients U <sub>OC</sub>		
Temperature coefficients P <sub>MPP</sub>		
Temperature coefficients I <sub>MPP</sub>		
Temperature coefficients U <sub>MPP</sub>		
NOCT		
Mechanic Data		
Dimensions (± 1mm/0.03 inch)		
Weight		
Limits		
Maximum system voltage		
Maximum reverse current		
Operating temperature		
Maximum load		
Safety class		

Certifications and warranty		Manufacturer/Distribution	World Headquarters
TÜV, VDE, UL	IEC 61215, IEC 61730	WIOSUN USA Corporation	WIOSUN GmbH & Co. KG
Product warranty	10 years	9457 S. University Blvd, Unit 352	Untertürkheimer Str. 23
Performance guarantee	90/80% - 10/25 years	Highlands Ranch, CO 80126	DE-66117 Saarbrücken
Packing configuration		Phone +1 303 525 2971	Germany
Cardboard	23 modules up/20 modules down	info@wiosun.com	www.wiosun.com
Pallet	1 Cardboard	Your WIOSUN dealer:	
Container	26 Pallet / 559 modules		

**Further**  
All figures are according to EN 50380. Tolerance at rated power 0 to +3%. All other specifications ± 3%. Made in NAFTA



**SUPERANDO LÍMITES**

## **FRONIUS IG PLUS V**

/ La primera solución total. Confiable. Probado. Inteligente.

Una extraordinaria adición a la familia: La nueva generación de inversores fotovoltaicos Fronius IG Plus V es el resultado del perfeccionamiento de un concepto de gran éxito, incluyendo ahora un combinador de 6 cadenas, desconexión DC integrada y bloqueable, máxima seguridad de rendimiento y confiabilidad sin comparación. Nuevas gamas de rendimiento amplían la probada familia Fronius IG de 2.5 a 12 kW para garantizar máximos rendimientos constantes gracias a sus múltiples ventajas.



**MÁXIMO RENDIMIENTO  
NUBLADO Ó CON SOL**

DATOS ENTRADA Fronius IG Plus V	3.0-1 <sub>UNI</sub>	3.8-1 <sub>UNI</sub>	5.0-1 <sub>UNI</sub>	6.0-1 <sub>UNI</sub>	7.5-1 <sub>UNI</sub>	10.0-1 <sub>UNI</sub>	11.4-1 <sub>UNI</sub>	10.0-3 <sub>Delta</sub>	11.4-3 <sub>Delta</sub>	12.0-3 <sub>WYE277</sub>
Potencia FV recomendada (kWp)	2.50 - 3.45	3.20 - 4.40	4.25 - 5.75	5.10 - 6.90	6.35 - 8.60	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	10.20 - 13.80
Rango de voltaje MPPT	230 ... 500 V									
Voltaje de inicio CD	245 V									
Max. voltaje de entrada (a 1000 W/m <sup>2</sup> 14 °F (-10 °C) en operación de circuito abierto)	600 V									
Corriente nominal de entrada	8.3 A	10.5 A	13.8 A	16.5 A	20.7 A	27.6 A	31.4 A	27.6 A	31.4 A	33.1 A
Max. corriente de entrada utilizable	14.0 A	17.8 A	23.4 A	28.1 A	35.1 A	46.7 A	53.3 A	46.7 A	53.3 A	56.1 A
Conductor admisible (CD)	No. 14 - 6 AWG									
Número de terminales de entrada CD	6									
Max. corriente por terminal de entrada CD	20 A; Barra de puertos disponible para corrientes de entrada mayores									

DATOS SALIDA Fronius IG Plus V	3.0-1 <sub>UNI</sub>	3.8-1 <sub>UNI</sub>	5.0-1 <sub>UNI</sub>	6.0-1 <sub>UNI</sub>	7.5-1 <sub>UNI</sub>	10.0-1 <sub>UNI</sub>	11.4-1 <sub>UNI</sub>	10.0-3 <sub>Delta</sub>	11.4-3 <sub>Delta</sub>	12.0-3 <sub>WYE277</sub>	
Potencia nominal de salida (P <sub>AC nom</sub> )	3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9995 W	11400 W	9995 W	11400 W	12000 W	
Max. potencia de salida continua 104 °F (40 °C) 208 V / 240 V / 277 V	3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9995 W	11400 W	9995 W	11400 W	12000 W	
Voltaje nominal de salida CA	208 V / 240 V / 277 V							208 V / 240 V 277 V			
Rango de voltaje de suministro CA (default)	208 V	183 - 229 V (-12 / +10 %)									
	240 V	211 - 264 V (-12 / +10 %)									
	277 V	244 - 305 V (-12 / +10 %)									
Max. corriente de salida continua	208 V	14.4 A	18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.1 A	48.1 A	54.8 A	27.7 A*	31.6 A*	n.a.
	240 V	12.5 A	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.3 A	41.6 A	47.5 A	24.0 A*	27.4 A*	n.a.
	277 V	10.8 A	13.7 A	18.1 A	21.7 A	27.1 A	36.1 A	41.2 A	n.a.	n.a.	14.4 A*
Número de fases	1							3			
Conductor admisible (CA)	No. 14 - 4 AWG										
Max. utilidad de corriente de retroalimentación	0 A										
Frecuencia nominal de salida	60 Hz										
Frecuencia de rango de operación	59.3 - 60.5 Hz										
Distorsión armónica total	< 3 %										
Factor de Potencia	1 (a potencia nominal de salida)										

DATOS GENERALES Fronius IG Plus V	3.0-1 <sub>UNI</sub>	3.8-1 <sub>UNI</sub>	5.0-1 <sub>UNI</sub>	6.0-1 <sub>UNI</sub>	7.5-1 <sub>UNI</sub>	10.0-1 <sub>UNI</sub>	11.4-1 <sub>UNI</sub>	10.0-3 <sub>Delta</sub>	11.4-3 <sub>Delta</sub>	12.0-3 <sub>WYE277</sub>	
Eficiencia Max.	96.2 %										
Eficiencia CEC	208 V	95.0 %	95.0 %	95.5 %	95.5 %	95.0 %	95.0 %	95.0 %	95.0 % **	95.0 %	n.a.
	240 V	95.5 %	95.5 %	95.5 %	96.0 %	95.5 %	95.5 %	95.5 %	96.0 % **	96.0 %	n.a.
	277 V	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	n.a.	n.a.	96.0 %
Consumo en modo de espera (nocturno)	< 1.5 W										
Consumo durante operación	8 W		14 W			20 W					
Enfriamiento	Ventilación forzada controlada, velocidad de ventilador variable										
Encapsulamiento	NEMA 3R										
Dimensiones (An x Al x Prof.)	43.4 x 67.3 x 25.14 cm		43.4 x 96.77 x 25.14 cm			43.4 x 126.23 x 25.14 cm					
Peso de la etapa de potencia	31 lbs. (14 kg)		57 lbs. (26 kg)			84 lbs. (38 kg)					
Peso del compartimiento de cables	24 lbs. (11 kg)		24 lbs. (11 kg)			26 lbs. (12 kg)					
Temperatura ambiente admisible	-13 °F ... +131 °F (-25 °C ... +55 °C)										
Certificaciones	UL 1741-2010, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A & B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 1071-01 (Sept. 2001), Iniciativa Solar California - Manual del Programa - Apéndice C: Inversor Integral -Especificación de 5 % rendimiento de metro										

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Fronius IG Plus V	3.0-1 <sub>UNI</sub>	3.8-1 <sub>UNI</sub>	5.0-1 <sub>UNI</sub>	6.0-1 <sub>UNI</sub>	7.5-1 <sub>UNI</sub>	10.0-1 <sub>UNI</sub>	11.4-1 <sub>UNI</sub>	10.0-3 <sub>Delta</sub>	11.4-3 <sub>Delta</sub>	12.0-3 <sub>WYE277</sub>
Protección de falla de conexión a tierra	GFDI (Ground Fault Detector/Interrupter) interno; de conformidad con UL 1741-2010 y NEC Art. 690									
Protección de polaridad inversa CD	Diodo Interno									
Aislamiento	Interno; de conformidad con UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 y NEC									
Sobre-temperatura	Disminución de potencia de salida / enfriamiento activo									

\* por Fase  
\*\* preliminar



### SUPERANDO LÍMITES

Fronius Mexico, Div. Electrónica Solar  
Ventas: pv-sales-mexico@fronius.com  
Soporte Técnico: Cels. (55) 3200 8721, (81) 1812 9001  
Nextel ID: 72\*13\*23186  
pv-support-mexico@fronius.com  
Oficina: PUE (222) 268 7664 / MTY (81) 8882 8200  
www.fronius.mx



# KLKD SERIES 10x38 mm FUSES

600 VAC/600 VDC • Fast Acting



## Description

The KLKD fuse series is fast-acting with a high DC voltage rating. This family of Midget style fuses (10 x 38 mm) is used in solar combiner boxes and in circuits with DC fault currents up to 50,000 amperes. KLKD fuses are available in standard and board-mount configurations.

In addition, the KLKD series has been designed to meet both the UL and IEC photovoltaic fuse standards.

Littelfuse offers a wide range of ampere ratings to match specific requirements in a variety of applications.

## Features/Benefits

- Designed to UL and IEC photovoltaic specifications
- 1/10-30 A ratings available
- 50 kA DC Voltage Interrupting Rating (1/10-30 A)
- Both standard and board-mount configurations available
- 1-5 A meets UL1741 GFDI requirements

## Recommended Fuseholders

- LPSM Series
- L60030M Series
- L60030MPCB Board Mount Holder

## Applications

- Combiner boxes
- Inverters
- Power supplies
- Desktop meters
- 600 V circuit protection



Look for this logo to indicate products that are used in solar applications. Visit our website [www.littelfuse.com/solar](http://www.littelfuse.com/solar) for the latest updates on approvals, certifications, codes and standards.

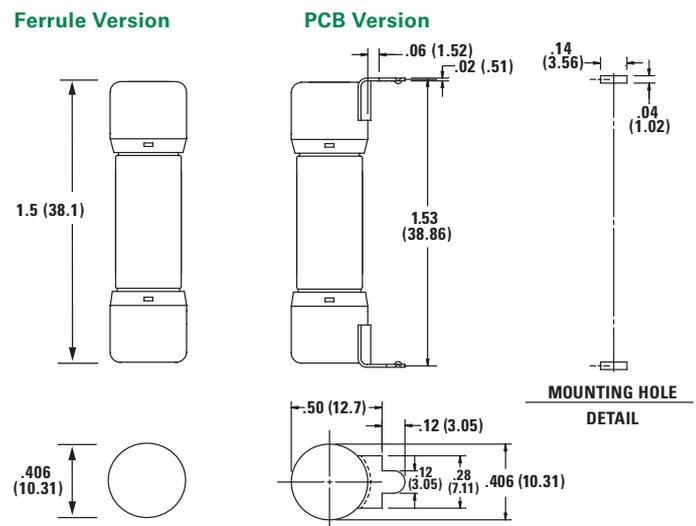
## Specifications

<b>Voltage Rating:</b>	600 VAC/VDC
<b>Amperage Rating:</b>	1/10, 1/8, 2/10, 1/4, 3/10, 1/2, 3/4, 1, 1 1/2, 2, 2 1/2, 3, 3 1/2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 20, 25, 30
<b>Interrupting Ratings:</b>	AC: 100 kA DC: 1/10-30: 10 kA (UL 2579) 1/10-30: 50 kA (UL 248-14)
<b>Material:</b>	Body: Melamine Caps: Copper Alloy
<b>Operating Temperature:</b>	See Rating Curve
<b>Approvals:</b>	1/10-30 A UL 2579 Listed (File No. E339112) 2-25 A IEC 60269-6 (VDE Approved to Certifications No. 40033094) UL 248-14 Listed (File No. E10480) CSA Certified (File No. LR29862) (1/10-30 A Ferrule Style Only) CE Certified
<b>Environmental:</b>	RoHS Compliant
<b>Country of Origin:</b>	Mexico

## Ordering Examples

AMPERAGE	PART NUMBER	ORDERING NUMBER
1/8	KLKD.125	KLKD.125T
1	KLKD001	KLKD001.T
2	KLKD002	KLKD002.T
8	KLKD008	KLKD008.T
30 (WITH PCB TABS)	KLKD030R	KLKD030.HXR

## Dimensions in inches(mm)



## Web Resources

Downloadable CAD drawings and other technical information:  
[www.littelfuse.com/klkd](http://www.littelfuse.com/klkd)

# KLKD SERIES 10x38 mm FUSES

600 VAC/600 VDC • Fast Acting

## Ordering Information – Ferrule Version

PART NUMBER	ORDERING NUMBER	AMPERAGE	UPC	AGENCY APPROVALS			
				UL	VDE	CSA	CE
KLKD 1/10	KLKD.100T	1/10	07945810189	•		•	•
KLKD 1/8	KLKD.125T	1/8	07945810190	•		•	•
KLKD 2/10	KLKD.200T	2/10	07945810191	•		•	•
KLKD 1/4	KLKD.250T	1/4	07945810192	•		•	•
KLKD 3/10	KLKD.300T	3/10	07945810193	•		•	•
KLKD 1/2	KLKD.500T	1/2	07945810194	•		•	•
KLKD 3/4	KLKD.750T	3/4	07945810195	•		•	•
KLKD 1	KLKD001.T	1	07945810196	•		•	•
KLKD 1 1/2	KLKD01.5T	1 1/2	07945810197	•		•	•
KLKD 2	KLKD002.T	2	07945810198	•	•	•	•
KLKD 2 1/2	KLKD02.5T	2 1/2	07945810199	•	•	•	•
KLKD 3	KLKD003.T	3	07945810200	•	•	•	•
KLKD 3 1/2	KLKD03.5T	3 1/2	07945810214	•	•	•	•
KLKD 4	KLKD004.T	4	07945810201	•	•	•	•
KLKD 5	KLKD005.T	5	07945810202	•	•	•	•
KLKD 6	KLKD006.T	6	07945810203	•	•	•	•
KLKD 7	KLKD007.T	7	07945810204	•	•	•	•
KLKD 8	KLKD008.T	8	07945810205	•	•	•	•
KLKD 9	KLKD009.T	9	07945810215	•	•	•	•
KLKD 10	KLKD010.T	10	07945810206	•	•	•	•
KLKD 12	KLKD012.T	12	07945810207	•	•	•	•
KLKD 15	KLKD015.T	15	07945810208	•	•	•	•
KLKD 20	KLKD020.T	20	07945810209	•	•	•	•
KLKD 25	KLKD025.T	25	07945810210	•	•	•	•
KLKD 30	KLKD030.T	30	07945810211	•		•	•

## Ordering Information – PCB Version

PART NUMBER	ORDERING NUMBER	AMPERAGE	UPC	AGENCY APPROVALS	
				UL	CE
KLKD 1/10-R	KLKD.100HXR	1/10	07945814857	•	•
KLKD 1/2-R	KLKD.500HXR	1/2	07945814858	•	•
KLKD 1-R	KLKD001.HXR	1	07945812133	•	•
KLKD 2-R	KLKD002.HXR	2	07945894349	•	•
KLKD 3-R	KLKD003.HXR	3	07945818991	•	•
KLKD 4-R	KLKD004.HXR	4	07945811495	•	•
KLKD 5-R	KLKD005.HXR	5	07945814859	•	•
KLKD 6-R	KLKD006.HXR	6	07945894350	•	•
KLKD 8-R	KLKD008.HXR	8	07945894351	•	•
KLKD 10-R	KLKD010.HXR	10	07945814860	•	•
KLKD 12-R	KLKD012.HXR	12	07945894352	•	•
KLKD 15-R	KLKD015.HXR	15	07945894353	•	•
KLKD 20-R	KLKD020.HXR	20	07945894354	•	•
KLKD 25-R	KLKD025.HXR	25	07945894355	•	•
KLKD 30-R	KLKD030.HXR	30	07945894356	•	•

## Current-Limiting Effects

SHORT CIRCUIT CURRENT*	APPARENT RMS SYMMETRICAL CURRENT FOR VARIOUS FUSE RATINGS			
	1 1/2 A	12 A	25 A	30 A
5,000	240	292	654	722
10,000	303	367	823	910
15,000	347	420	943	1042
20,000	381	463	1037	1147
25,000	411	498	1117	1235
30,000	437	530	1188	1313
35,000	460	558	1250	1382
40,000	481	583	1307	1445
50,000	518	628	1408	1556
60,000	550	667	1496	1654
80,000	605	735	1647	1820
100,000	652	791	1774	1961

\*Prospective RMS Symmetrical Amperes Short-Circuit Current

## Fuse Weight

AMPERAGE	UNIT WEIGHT
1/10 – 1 1/2 A	.013 lb / 5.90 g
2 – 30 A	.017 lb / 7.71 g

# KLKD SERIES 10x38 mm FUSES

600 VAC/600 VDC • Fast Acting

## Opening Characteristics 10 x 38 mm Solar Fuses

PART NUMBER	AMPERAGE	DC / AC VOLTAGE	INTERRUPTING RATING (kA)		AVERAGE PEAK ARC VOLTAGE *	AVERAGE CLEARING TIME *	TOTAL CLEARING I <sup>2</sup> T (A <sup>2</sup> SEC) 20 kA *	TOTAL CLEARING I <sup>2</sup> T (A <sup>2</sup> SEC) 100 kA
			AC	DC				
KLKD 1/10	0.1	600	100	50	754.32	0.000047	0.019	–
KLKD 1/8	0.125	600	100	50	811.56	0.000050	0.010	–
KLKD 2/10	0.2	600	100	50	834.19	0.000073	0.032	–
KLKD 1/4	0.25	600	100	50	–	–	–	–
KLKD 3/10	0.3	600	100	50	862.46	0.000101	0.067	–
KLKD 1/2	0.5	600	100	50	961.38	0.000141	0.197	–
KLKD 3/4	0.75	600	100	50	1675.55	0.000170	0.753	–
KLKD 1	1	600	100	50	1422.41	0.000247	1.827	0.008
KLKD 1 1/2	1.5	600	100	50	1256.92	0.000828	13.956	280
KLKD 2	2	600	100	50	2867.96	0.000291	3.919	0.012
KLKD 2 1/2	2.5	600	100	50	2820.44	0.000387	8.877	–
KLKD 3	3	600	100	50	2521.83	0.000449	14.835	–
KLKD 3 1/2	3.5	600	100	50	2762.89	0.000471	21.048	–
KLKD 4	4	600	100	50	2498.89	0.000507	30.76	0.019
KLKD 5	5	600	100	50	2397.30	0.000607	56.514	0.024
KLKD 6	6	600	100	50	2558.28	0.000735	96.824	0.035
KLKD 7	7	600	100	50	2433.04	0.000898	168.578	0.087
KLKD 8	8	600	100	50	2499.40	0.000945	210.595	0.656
KLKD 9	9	600	100	50	2191.16	0.000992	266.633	–
KLKD 10	10	600	100	50	2296.23	0.001200	454.628	211.667
KLKD 12	12	600	100	50	2114.97	0.001455	744.775	440
KLKD 15	15	600	100	50	1428.37	0.001721	351.24	–
KLKD 20	20	600	100	50	1436.40	0.006144	1151.185	2120
KLKD 25	25	600	100	50	1701.60	0.002085	1744.033	2085
KLKD 30	30	600	100	50	1353.76	0.002924	2021.801	3220

\*Test Circuit: 600 VDC / 20 kA

# KLKD SERIES 10x38 mm FUSES

600 VAC/600 VDC • Fast Acting

## Performance Characteristics 10 x 38 mm Solar Fuses

PART NUMBER	AMPERAGE	NOM COLD RESISTANCE (Ohm)	AVERAGE MELT TIME *	AVERAGE MELTING I <sup>2</sup> T *	WATTS LOSS AT 100% RATED CURRENT (W)	WATTS LOSS AT 80% RATED CURRENT (W)
KLKD 1/10	0.1	85.5	–	–	0.780	0.505
KLKD 1/8	0.125	65	–	–	0.975	0.659
KLKD 2/10	0.2	30.9	–	–	1.213	0.773
KLKD 1/4	0.25	22	–	–	1.364	0.870
KLKD 3/10	0.3	16.2	–	–	1.519	0.960
KLKD 1/2	0.5	8.16	–	–	1.961	1.237
KLKD 3/4	0.75	0.402	0.000063	0.234	0.361	0.199
KLKD 1	1	0.252	0.000094	0.678	0.388	0.273
KLKD 1 1/2	1.5	0.134	0.000153	2.890	0.409	0.229
KLKD 2	2	0.124	0.000145	2.379	0.823	0.606
KLKD 2 1/2	2.5	0.0989	0.000186	5.142	0.912	0.618
KLKD 3	3	0.0773	0.000211	7.821	0.957	0.654
KLKD 3 1/2	3.5	0.0613	0.000249	12.417	1.12	0.826
KLKD 4	4	0.0511	0.000284	18.945	1.367	0.891
KLKD 5	5	0.0363	0.000347	34.163	1.4	0.938
KLKD 6	6	0.0261	0.000423	62.951	1.516	0.998
KLKD 7	7	0.0205	0.000505	105.143	1.577	1.066
KLKD 8	8	0.0194	0.000541	130.266	1.824	1.205
KLKD 9	9	0.0166	0.000587	164.221	2.208	1.428
KLKD 10	10	0.0128	0.000701	278.390	1.893	1.3
KLKD 12	12	0.0103	0.000822	445.010	2.296	1.584
KLKD 15	15	0.00782	0.000544	137.333	2.045	1.57
KLKD 20	20	0.0045	0.000826	462.056	2.133	1.593
KLKD 25	25	0.003532	0.001007	834.529	2.55	1.933
KLKD 30	30	0.002776	0.000819	452.465	2.99	2.16

\*Test Circuit: 600 VDC / 20 kA

# Interruptores termomagnéticos



FE81/...

## INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS UNIPOLARES CURVA C

Esquema	Tipo	N° polos	Vn (V)	Icu*	In (A)	Código
	1P	1	230/400	6kA 6	FE81/6	
					10	FE81/10
					16	FE81/16
					20	FE81/20
					25	FE81/25
					32	FE81/32
					40	FE81/40
					50	FE81/50
63	FE81/63					

\* 230V a.c. (IEC 60898)



FE82/...

## INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS BIPOLARES CURVA C

Esquema	Tipo	N° polos	Vn (V)	Icu*	In (A)	Código
	2P	2	230/400	10kA	FE82/6	
					10	FE82/10
					16	FE82/16
					20	FE82/20
					25	FE82/25
					32	FE82/32
					40	FE82/40
					50	FE82/50
63	FE82/63					

\* 230V a.c. (IEC 60898)



FE83/...

## INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS TRIPOLARES CURVA C

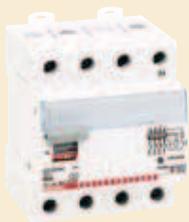
Esquema	Tipo	N° polos	Vn (V)	Icu*	In (A)	Código
	3P	3	230/400	10kA	FE83/6	
					10	FE83/10
					16	FE83/16
					20	FE83/20
					25	FE83/25
					32	FE83/32
					40	FE83/40
					50	FE83/50
63	FE83/63					

\* 230V a.c. (IEC 60898)

# Interrupidores diferenciales



GE723/...



GE743/...

## INTERRUPTORES DIFERENCIALES

Esquema	Versión	Vn (V)	Nº polos	In (A)	Sensibilidad	Tipo AC
	2P	230/400	2	16	10 mA	GE722/16AC
				25	30 mA	GE723/25AC
				40	30 mA	GE723/40AC
				63	30 mA	GE723/63AC
				25	30 mA	GE723/25AH*
				40	30 mA	GE723/40AH*
	4P	230/400	4	25	30 mA	GE743N/25AC
				40	30 mA	GE743N/40AC
				63	30 mA	GE743N/63AC

\* Diferencial HPI (alta resistencia al disturbio)

## INTERRUPTORES TERMODIFERENCIALES PARA BT DIN® 60/100 TIPO AC - CURVA C



F82/...



F83/...

Esquema	Nº polos	Vn (V)	Sensibilidad	In (A)	Poder de ruptura a 400V a.c.	
					6kA	10kA
	2P	230/400	30 mA	16	F82/16G23AC	F82H/16G23AC
				20	F82/20G23AC	F82H/20G23AC
				25	F82/25G23AC	F82H/25G23AC
				32	F82/32G23AC	F82H/32G23AC
				40	F82/40G23AC	F82H/40G23AC
				50	F82/50G23AC	F82H/50G23AC
				63	F82/63G23AC	F82H/63G23AC
	3P	230/400	30 mA	16	F83/16G33AC	F83H/16G33AC
				20	F83/20G33AC	F83H/20G33AC
				25	F83/25G33AC	F83H/25G33AC
				32	F83/32G33AC	F83H/32G33AC
				40	F83/40G33AC	F83H/40G33AC
				50	F83/50G33AC	F83H/50G33AC
				63	F83/63G33AC	F83H/63G33AC

# Simplificando la Protección contra Picos de Voltaje

## Aplicaciones Fotovoltaicas

### Soluciones Modulares SPD con riel DIN



#### Descripción

El Dispositivo de Protección contra Picos de Voltaje (SPD) modular, multipolar, con dispositivo de conmutación de CD de tres pasos, de Cooper Bussmann®, cuenta con indicación visual easyID™ y señalización de contacto remoto opcional, para uso en sistemas fotovoltaicos.

Estos dispositivos Cooper Bussmann® son adecuados para todos los sistemas fotovoltaicos, de acuerdo con la UL 1449, 3ª edición, y la IEC 60364-7-712. Además, cuentan con garantía de cinco años.

Los SPD constan de una base y tres módulos acoplados, lo cual representa un dispositivo combinado de desconexión y desviación con aislamiento eléctrico seguro para evitar los daños originados por el fuego debido a los arcos de CD. Un fusible para CD integrado permite el reemplazo seguro del módulo, sin generar ningún arco eléctrico.

En caso de falla de aislamiento en el circuito generador, un circuito "Y" confiable y resistente a fallas evita el daño a los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias.



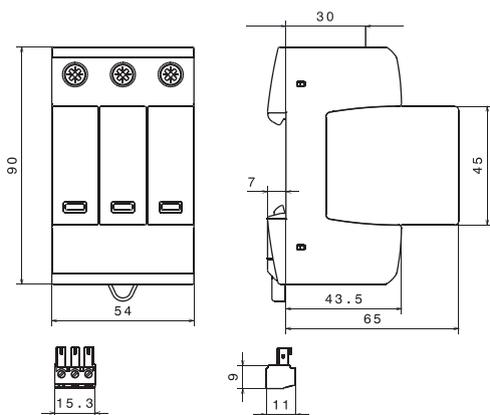
BSPH \_\_\_\_\_ YPV(R)

**easyID™**  
Indicación Visual de estatus de operación

Contacto Remoto Disponible

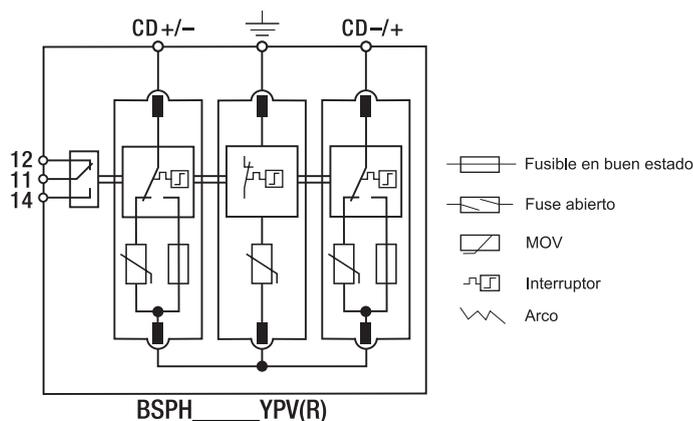


#### Dimensiones - mm



Se muestra con señalización de contacto remoto (opcional)

#### Diagrama del circuito de los módulos

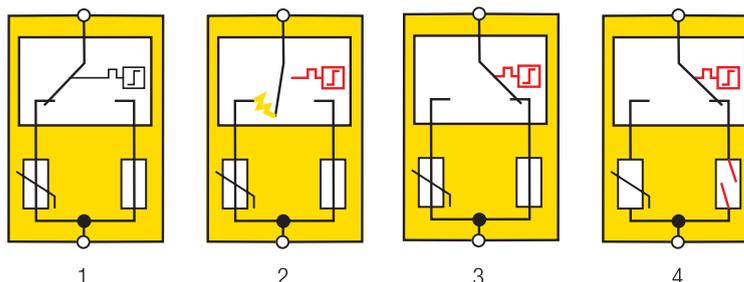


Se muestra con señalización de contacto remoto (opcional)

#### Tecnología de Interrupción de Cortocircuito (SCI)

La indicación visual muestra el estatus del módulo: verde = buen estado, roja = reemplazar. Además de la indicación visual, la opción de señalización remota tiene un contacto flotante de conmutación de tres terminales, que puede usarse para establecer o interrumpir el contacto, dependiendo del diseño del sistema de monitoreo empleado

1. Estado inicial
2. Respuesta del dispositivo de desconexión
3. Se extingue el arco
4. Aislamiento eléctrico seguro



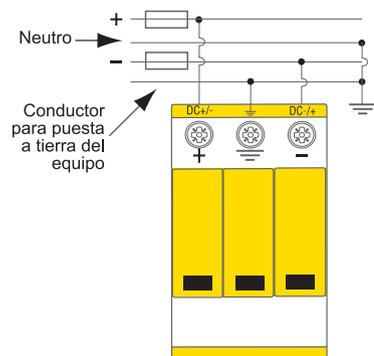
Información para ordenar el producto				
Tensión máxima del Sistema		600Vcd	1000Vcd	1200Vcd
Números de Catálogo: (Base + Módulos)	Sin señalización remota	BSPH3600YPV	BSPH31000YPV	BSPH31200YPV
	Con señalización remota	BSPH3600YPVR	BSPH31000YPVR	BSPH31200YPVR
Módulos para reemplazo:	Exteriores (2)	BPH300YPV	BPH500YPV	BPH600YPV
	Central (1)	BPM300YPV	BPM500YPV	BPM600YPV
Especificaciones				
Tensión máxima de operación continua para aplicaciones PV [U <sub>CPV</sub> ]		600V	1000V	1200V
MCOV*		700Vcd	1170Vcd	1200Vcd
Corriente total de descarga (8/20 μs) [I <sub>total</sub> ]		40kA	40kA	30kA
Nivel de tensión de protección [U <sub>p</sub> ]		≤2.5kV	≤4.0kV	≤4.5kV
Nivel de tensión de protección a 5 kA [U <sub>p</sub> ]		≤2.0kV	≤3.5kV	≤4.0kV
Capacidad de interrupción del fusible incluido		30kA/1000Vcd	30kA/1000Vcd	30kA/1200Vcd
Tecnología		Protección contra sobrecorriente: Interrupción de Cortocircuito (SCI)		
Rango de temperatura de operación [T <sub>U</sub> ]		-40°C to +80°C		
Corriente nominal de descarga (8/20 μs) [(CD+/CD-) --> PE] [I <sub>n</sub> ]		12.5kA		
Corriente máxima de descarga (8/20 μs) [(CD+/CD-) --> PE] [I <sub>max</sub> ]		25kA		
Tiempo de respuesta [t <sub>A</sub> ]		≤25ns		
Indicación de falla/estado de operación		Verde (buen estado)/Rojo (reemplazar)		
Clasificaciones del conductor: y área de la sección transversal	Mínima	60/75°C 1.5mm <sup>2</sup> /14AWG alambre/cable		
	Máxima	60/75°C 35mm <sup>2</sup> /2AWG trenzado/25mm <sup>2</sup> /4AWG cable		
Montaje		Riel DIN de 35 mm, según la EN 60715		
Material de la carcasa		Termoplástico UL 94V0		
Nivel de protección		IP20		
Capacidad		3 Módulos, DIN 43880		
Normas:	UL	UL 1449 3 <sup>ra</sup> Edición (Tipo 2)**		
	IEC	IEC 61643-11 Tipo 2, IEC 61643-1 Clase II		
Periodo de garantía del producto		Cinco Años***		
Señalización de Contacto Remoto				
Tipo de señalización de contacto remoto		Contacto de conmutación		
Capacidad de conmutación de CA (Volts/Amperes)		250V/0.1A		
Capacidad de conmutación de CD (Volts/Amperes)		250V/0.1A; 125V/0.2A; 75V/0.5A		
Clasificaciones del conductor y área de la sección transversal para las terminales		60/75°C Max. 1.5mm <sup>2</sup> /14AWG alambre/cable		
Información para ordenar el producto		Pedir con los números de catálogo mencionados		

\* Tensión máxima entre dos conductores.

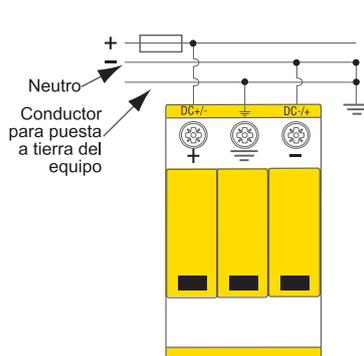
\*\* No aplica para 1200Vcd.

\*\*\* Ver Cláusula de Garantía Limitada (3A1502) para SPD Cooper Bussmann en [www.cooperbussmann.com/surge](http://www.cooperbussmann.com/surge).

### Diagramas de aplicaciones típicas



Aplicación A  
Sistemas 600, 1000 y 1200Vcd



Aplicación B  
Sólo sistemas 600Vcd

### Módulos de Reemplazo

Tensión Sistema	600Vcd	1000Vcd	1200Vcd
Izquierda	BPH300YPV	BPH500YPV	BPH600YPV
Central	BPM300YPV	BPM500YPV	BPM600YPV
Derecha	BPH300YPV	BPH500YPV	BPH600YPV

La única copia controlada de esta Hoja de datos de producto es la versión electrónica, sólo de lectura, que se encuentra en la Unidad de la Red Cooper Bussmann. Cualquier otra copia de este documento es, por definición, una copia no controlada. Este documento tiene por objeto presentar de manera clara los datos completos del producto y proporcionar información técnica que servirá de apoyo al usuario final en las aplicaciones de diseño. Cooper Bussmann se reserva el derecho de cambiar, sin previo aviso, el diseño y construcción, y discontinuar o limitar la distribución de cualquier producto. Cooper Bussmann también se reserva el derecho de cambiar o actualizar, sin previo aviso, cualquier información técnica contenida en este documento. Una vez seleccionado un producto, el usuario deberá probarlo en todas las aplicaciones posibles.

Cables solares con reticulación por bombardeo de haz de electrones ("electro-beam") conforme al diseño PV1-F

### Descripción del producto

Gran capacidad térmica, para uso continuado en los sistemas fotovoltaicos en cualquier estación del año.;Previene la propagación del fuego en caso de incendio y no emite gases tóxicos en caso de incendio;Los distintos colores de aislamiento del conductor simplifican el proceso de diferenciación de polaridad durante la instalación.;Resistente frente a impactos mecánicos.;Marcado métrico en la cubierta que permite el control exacto de las cantidades instaladas.



### Ámbito de uso

- Para el cableado posterior de paneles solares, la interconexión de grupos de paneles y como cable de conexión entre los grupos de paneles y el inversor CC/CA.
- Instalaciones fotovoltaicas en cubiertas.
- Instalaciones en huertas solares
- Para el cableado de generadores fotovoltaicos móviles o integrados en el edificio.

### Beneficios

- Gran capacidad térmica, para uso continuado en los sistemas fotovoltaicos en cualquier estación del año.
- Previene la propagación del fuego en caso de incendio y no emite gases tóxicos en caso de incendio
- Los distintos colores de aislamiento del conductor simplifican el proceso de diferenciación de polaridad durante la instalación.
- Resistente frente a impactos mecánicos.
- Marcado métrico en la cubierta que permite el control exacto de las cantidades instaladas.

### Diseño

- Conductor de hilos finos de cobre estañado trenzados.
- Aislamiento de copolímero reticulado mediante haz de electrones ("electro-beam")
- Color del conductor: Negro, rojo o azul
- Cubierta exterior de copolímero reticulado por haz de electrones ("electro-beam")
- Cubierta exterior de color negro.

## Aprobaciones (normas de referencia)

- Con certificación TÜV (2PFG 1169/08.07)
- Libre de halógenos, conforme a EN 50267-2-1/-2.
- Resistente al ozono, según EN 50396.
- Resistente a todo tipo de condiciones climáticas y a radiación UV, conforme a HD 605/A1.
- Resistente a la salinidad y a los ácidos, conforme a EN 60811-2-1.

## Características de producto

- Excelente resistencia a todo tipo de condiciones climáticas, temperatura y radiación UV.
- Gran resistencia a los cortes y a la abrasión.
- Gran resistencia a la presión y al calor.
- Libre de halógenos y no propagador de la llama.
- XLR-R = X-Linked Radiated - Reduced

## Datos técnicos

### Aprobaciones

PV1-F (Tipo TÜV reconocido conforme a 2 PfG 1169/08.2007)

### Formación del conductor

Hilos finos trenzados conforme a VDE 0295 Clase 5 / IEC 60228 Clase 5

### Radio de curvatura mínimo

Instalación fija: 4 x diámetro exterior

### Tensión nominal

CA U0/U : 600/1.000 V CC U0/U : 900/1.500 V

Máxima tensión de servicio admisible: 1.800 V CC (conductor - conductor, sistema no puesto a tierra)

### Tensión de prueba

AC 6500 V

### Gama de corriente

Según las especificaciones TÜV 2 PfG 1169/08.2007 tabla 1

### Rango de temperaturas

Temperatura máx. del conductor: De -40 °C a +120°C basada en EN 60216-1 Rango de temperatura ambiente según TÜV 2 PfG 1169/08.2007: -40°C a +90°C

## Lista de artículos

Artikel-nummer	Sección transversal del conductor en mm <sup>2</sup>	Diámetro exterior en mm	Índice de cobre kg/km	Peso kg/km
ÖLFLEX® SOLAR XLR Aislamiento de conductor: negro/ Cubierta exterior: negra				
0025906	2,5	6.0	24.0	58

0025907	4	6.5	38.4	77
0025908	6	7.1	57.6	102
0025909	10	8.9	96.0	163
0025910	16	9.8	153.6	225
Aislamiento de conductor: rojo / Cubierta exterior: negra				
0025912	2,5	6.0	24.0	58
0025913	4	6.5	38.4	77
0025914	6	7.1	57.6	102
0025915	10	8.9	96.0	163
0025916	16	9.8	153.6	225
Aislamiento de conductor: azul/ Cubierta exterior: negra				
0025918	2,5	6.0	24.0	58
0025919	4	6.5	38.4	77
0025920	6	7.1	57.6	102
0025921	10	8.9	96.0	163
0025922	16	9.8	153.6	225

**Nota de pie de página:**

Todos los valores de los productos mostrados son valores nominales a menos que se especifique lo contrario. Otros valores, como por ejemplo tolerancias, pueden obtenerse bajo solicitud.

Base de precio de cobre: 150 € / 100 kg; para uso y definición de la "base de precio de metal" e "índice de metales", consulte apéndice T17

Tamaño de empaquetado: bobina

Las fotografías no son a escala ni deben considerarse representaciones fieles de los respectivos productos.



# ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E INSTALACIONES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Fecha emisión: Junio 2012.

Página: 1 de 29.

Clasif: ESP-ANCE-02.

Fecha emisión: Junio 2012.

Edición: 2.

## I. OBJETIVO

Establecer las especificaciones mínimas que deben cumplir los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red, SFV-IR, para su uso en la vivienda (electrificación doméstica) las que contemplan los requisitos de seguridad en la instalación, pruebas de funcionamiento del sistema, garantía al usuario y el cumplimiento con las especificaciones emitidas por la Comisión Federal de Electricidad, CFE, para su interconexión a la red.

## II. ALCANCE

Es aplicable a todos los Desarrolladores de Vivienda que deseen participar en el programa del INFONAVIT y/o cualquier otro programa que oferten viviendas con SFV-IR y se extiende a los Proveedores de sistemas fotovoltaicos que deseen participar en el suministro, instalación y puesta en operación de SFV-IR para su uso en la vivienda (interés social, popular, económica y residencial) limitados hasta una capacidad de 30 kW.

Este documento será utilizado como procedimiento normativo por el INFONAVIT en el proceso de selección de sistemas y aplicado a los Desarrolladores de Vivienda y/o Proveedores participantes en el proceso de suministro, instalación y puesta en operación de SFV-IR de baja tensión, para aplicaciones domésticas en la vivienda.

Estas especificaciones técnicas serán de observancia obligatoria a partir de la fecha de su distribución oficial y hasta que se emitan otras instrucciones al respecto.

## III. REQUISITO A CUMPLIR

### III.1. SEGURIDAD

Todas las instalaciones de sistemas fotovoltaicos deben de cumplir con las especificaciones de seguridad que, sobre la instalación, se indican en el presente documento.

### III.2. CERTIFICACION DE COMPONENTES

Todos los componentes del Sistema Fotovoltaico deben cumplir en primera instancia con las Normas Oficiales Mexicanas, las Normas Mexicanas o en su defecto, las Normas Internacionales aplicables.

### III.3. PRUEBAS DE DESEMPEÑO

El SFV-IR debe producir la potencia eléctrica para la cual fue diseñado, especificado por el fabricante en su placa de identificación y certificado por ANCE, con base en pruebas de laboratorio y certificados de producto emitidos en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y su reglamento.



# ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E INSTALACIONES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Fecha emisión: Junio 2012.

Página: 2 de 29.

Clasif: ESP-ANCE-02.

Fecha emisión: Junio 2012.

Edición: 2.

## III.4 INTERCONEXIÓN A LA RED DE SUMINISTRO.

Ya que la interconexión a la red de suministro se realizará mediante el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala contemplado en la Resolución No. RES/054/20101 de la Comisión Reguladora de Energía, CRE, el sistema fotovoltaico debe cumplir con los Requisitos técnicos para la interconexión de fuentes distribuidas de generación en pequeña escala y las especificaciones técnicas solicitadas por la Comisión Federal de Electricidad CFE G0100-04 con capacidad hasta 30 kW vigente, o hasta que se publiquen nuevas reglas de interconexión.

## III.5. DOCUMENTOS TÉCNICOS, INSTRUCCIONES Y GARANTÍAS

Los Proveedores de SFV-IR incluidos en el alcance de la presente especificación deben entregar la documentación técnica, instructivos y garantías del sistema fotovoltaico instalado al desarrollador, y a su vez, éste debe ceder los derechos de garantía junto con la información técnica e instructivos al usuario final. Así mismo deben cumplir con las cláusulas de garantías y los tiempos indicados.

## IV. REFERENCIAS

Para la correcta aplicación de esta especificación deben consultarse las siguientes normas oficiales mexicanas, normas mexicanas o especificaciones vigentes.

- NOM 001-SEDE 2005 Instalaciones Eléctricas (utilización), especialmente el Art. 690.
- NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida.
- NMX-J-618/1-ANCE-2010, Evaluación de la seguridad en Módulos Fotovoltaicos (FV) – Parte 1: Requisitos generales para Construcción.
- NMX-J-643/1-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 1: Medición de la característica corriente - tensión de dispositivos fotovoltaicos.
- NMX-J-643/2-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia.
- NMX-J-643/3-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 3: Principios de medición para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres (FV) con datos de referencia para radiación espectral.
- NMX-J-643/5-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de tensión de circuito abierto.
- NMX-J-643/7-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 7: Cálculo de la corrección del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos.
- NMX-J-643/9-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 9: Requisitos para la realización del simulador solar.
- NMX-J-643/10-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 10: Métodos de mediciones lineales.



## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E INSTALACIONES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Fecha emisión: Junio 2012.

Página: 3 de 29.

Clasif: ESP-ANCE-02.

Fecha emisión: Junio 2012.

Edición: 2.

- NMX-J-643/11-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 11: Procedimientos para corregir las medidas de temperatura e irradiancia de la característica corriente – tensión.
- NMX-J-643/12-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos – Parte 12: Términos, definiciones y simbología.
- Normas IEC 61215, IEC 61646, IEC 61730-2 e IEC 61853-1.
- CFE G0100-04, “Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW.
- NMX-J-508-ANCE-2010,Artefactos eléctricos – Requisitos de seguridad – Especificaciones y métodos de prueba”
- NMX-J-656/1-ANCE – “Evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos (FV)- Seguridad en equipos de conversión de energía para uso en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Requisitos generales”
- NMX-J-656/2-ANCE “Evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos (FV)- Parte 2: Evaluación de seguridad en dispositivos inversores de energía para uso en sistemas fotovoltaicos (FV) - Requisitos particulares”.
- Y las que sean aplicables.

### V. DEFINICIONES

Para los propósitos de esta especificación aplican las definiciones del Art. 690-2 de la Norma NOM 001-SEDE vigente, las expuestas en la Especificación CFE G0100-04 que se enlistan para pronta referencia y las que se consideran a continuación:

**Celda solar fotovoltaica:** El dispositivo fotovoltaico básico o unidad básica de conversión que genera energía eléctrica en corriente directa cuando es expuesto a la luz solar.

**Tecnologías fotovoltaicas:** Son las diferentes celdas solares disponibles comercialmente: silicio cristalino, silicio amorfo, telurio de cadmio, cobre-indio-galio-selenio, y las celdas de concentración.

**Sistema eléctrico nacional (SEN):** Sistema eléctrico disponible en toda la república y que entrega energía eléctrica a las redes eléctricas locales.

**Módulo fotovoltaico (MFV):** Generador de electricidad construido por la conexión eléctrica de celdas solares, en serie, que incluye, entre otros elementos, un medio de protección a éstas desde el punto de vista mecánico y contra la acción del ambiente, una caja de conexión con las terminales positiva y negativa de salida, y puede tener un marco metálico que permite su instalación mecánica en una estructura en campo.

**Estructura de soporte (E):** Pieza o conjunto de piezas unidas que forman el apoyo mecánico para los módulos fotovoltaicos.

**Sistema de protección (SP):** Todos aquellos componentes diseñados y calculados para dar protección a la instalación eléctrica contra sobrecarga o sobre corrientes, fusible o interruptor termomagnético.

**Tablero de distribución o interfaz (TAB):** Panel grande sencillo, estructura o conjunto de paneles donde se montan, ya sea por el frente, por la parte posterior o en ambos lados, desconectadores, dispositivos de protección contra sobrecorriente y otras protecciones, barras conductoras de conexión común y usualmente instrumentos. Los tableros de distribución de fuerza son accesibles generalmente por la parte frontal y la posterior, y no están previstos para ser instalados dentro de gabinetes.

**Medidor bidireccional (MB):** Es un dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico en Watts (W), del SEN hacia las cargas eléctricas locales y del GFV hacia el SEN (M2)

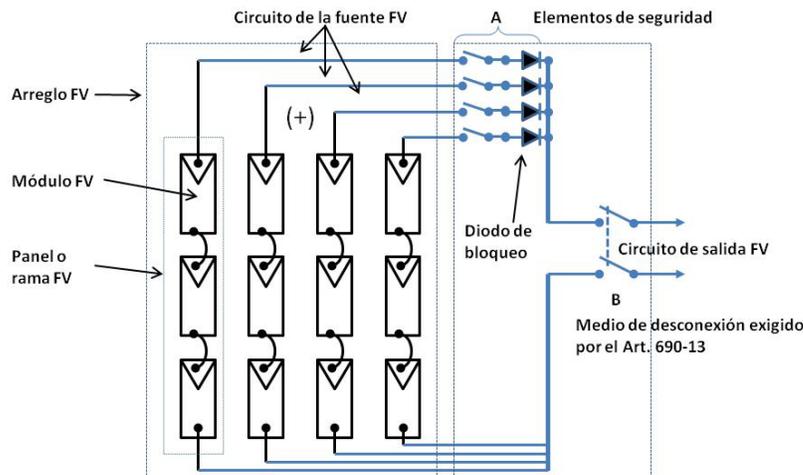
**Cargas eléctricas locales (CEL):** Es la potencia instalada o demandada por el usuario

**Panel fotovoltaico o rama fotovoltaica:** conjunto de módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente en serie y unidos mecánicamente para proporcionar una tensión y potencia requerida.

**Arreglo fotovoltaico (AFV):** Un ensamble eléctrico y mecánicamente integrado de módulos o paneles con una estructura soporte y cimentación, pudiendo ser esta fija o con seguimiento solar, según se requieran para formar una unidad de producción de energía en corriente directa.

**Circuito de la fuente fotovoltaica:** Los conductores entre módulos y desde los módulos hasta el o los puntos de conexión común del sistema de corriente directa (ver Fig. No. 1).

**Circuito de salida fotovoltaica:** Los conductores del circuito entre el o los circuitos de la fuente fotovoltaica y el inversor o el equipo de utilización de corriente directa (ver Fig. No. 1).



**FIGURA 1.-** Diagrama simplificado de una Fuente de Energía Fotovoltaica (FEFV). No se muestra el circuito de puesta a tierra del sistema.



**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD  
Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E  
INSTALACIONES DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS**

Fecha emisión: Junio 2012.  
Página: 5 de 29.  
Clasif: ESP-ANCE-02.  
Fecha emisión: Junio 2012.  
Edición: 2.

**Generador Fotovoltaico (GFV):** es sinónimo de módulo, panel y arreglo fotovoltaico

**Fuente de Energía Fotovoltaica (FEFV):** Integración de un generador fotovoltaico con los sistemas de seguridad requeridos, acondicionadores y almacenamiento de energía, según sea el caso, los cuales proporcionan energía eléctrica en corriente directa a la tensión y potencia eléctrica requerida.

**Diodo de paso:** elemento electrónico que se instala en los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino que impide la formación de puntos calientes que se forman en las celdas solares por el efecto de sombreado en las mismas.

**Diodo de bloqueo:** Un diodo usado para impedir el flujo inverso de corriente eléctrica hacia el circuito de la fuente fotovoltaica.

**Equipos de conversión de energía o inversor (ECE):** Equipo que es usado para cambiar el nivel de tensión eléctrica de la energía, su forma de onda o ambos. Usualmente un inversor (también conocido como unidad de acondicionamiento de potencia o sistema de conversión de potencia) es un dispositivo que cambia una entrada de corriente directa a una salida de corriente alterna, el cual debe contar con las protecciones siguientes: sobretensión, baja tensión, frecuencia, anti-isla y sincronismo.

**Inversor interactivo:** Inversor que incluye la electrónica necesaria para interactuar con la red eléctrica de distribución.

**Microinversor Interactivo.** Inversor cuya potencia nominal es menor o igual que 250 W.

**Circuito de entrada al inversor:** Los conductores entre el inversor y los circuitos de salida fotovoltaica.

**Circuito de salida del inversor:** Los conductores entre el inversor y las cargas eléctricas y/o el equipo de acometida u otra fuente de producción de energía eléctrica tal como la compañía suministradora en sistemas interconectados a la red.

**Sistema solar fotovoltaico:** El total de componentes y subsistemas que, en combinación, convierten la energía solar en energía eléctrica apropiada para la conexión a una carga de utilización.

**Sistema solar fotovoltaico interconectado a la red (SFV-IR):** Un sistema solar fotovoltaico que opera en paralelo conectada a la misma carga y que puede estar diseñado para entregar energía a dicha fuente. La fuente puede ser el Sistema Eléctrico Nacional SEN.

Para el propósito de esta definición, un subsistema de almacenamiento de energía de un sistema solar fotovoltaico, tal como una batería, no es otra fuente de producción de potencia eléctrica.

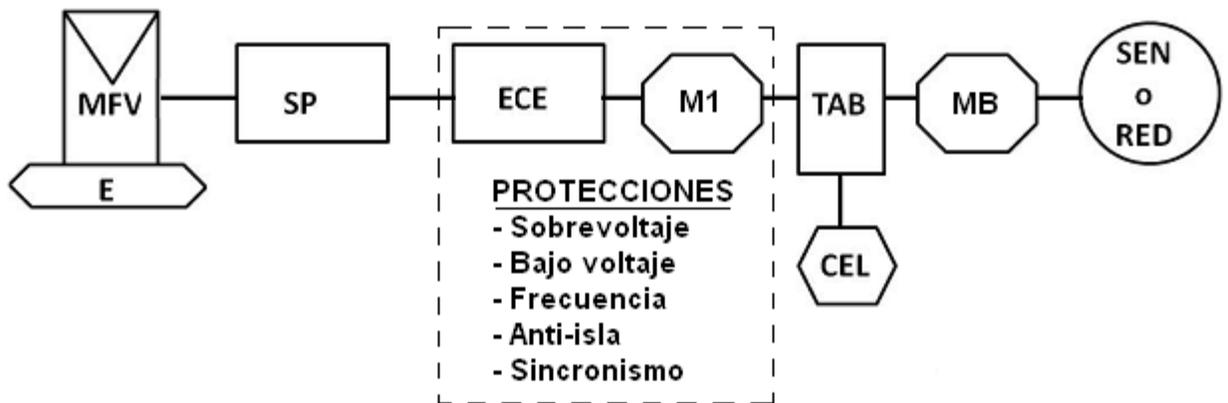
**Caja de paso, de conexión o desconexión:** Parte de un sistema de canalización con tubería de cualquier tipo para proveer acceso al interior del sistema de alambrado por medio de una cubierta o tapa removible. Podrá estar instalada al final o entre partes del sistema de canalización

**A prueba de lluvia:** Construido, protegido o tratado para impedir que la lluvia interfiera con la operación satisfactoria del aparato bajo condiciones de prueba específica.

**A prueba de polvo:** Construido de tal forma que el polvo no interfiera en su operación satisfactoria.

## VI. COMPONENTES

El siguiente diagrama a bloques (Figura No. 2) muestra los componentes principales de un Sistema Solar Fotovoltaico Interconectado a la RED.



**FIGURA 2.- Diagrama de bloques de un Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red (SFV-IR)**

La nomenclatura en dicho diagrama es la siguiente:

MFV: Módulo, arreglo o Generador fotovoltaico.

E: Estructura de soporte para el MFV.

SP: Sistema de protección para seguridad.

ECE: Inversor ó Equipo de conversión de energía.

M1: Medidor de energía generada por el MFV.

TAB: Tablero de distribución o interfaz entre el MFV y el SEN (Red de Distribución Eléctrica).

MB: Medidor bidireccional de energía.

CEL: Cargas eléctricas locales.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional (Red de Distribución Eléctrica)

## **VI.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO (MFV)**

El módulo fotovoltaico (generador de potencia eléctrica básico) debe cumplir con lo siguiente:

- Ser nuevos.
- Tener placa de identificación original indicando: especificaciones eléctricas, fabricante, marca, modelo y número de serie.
- Los módulos pueden ser flexibles o rígidos; de silicio cristalino o de película delgada. Si tienen marco metálico, éste debe ser de aluminio anodizado. En caso de que el módulo esté encapsulado en vidrio, éste debe ser del tipo templado.
- Deben satisfacer los requisitos de la norma IEC 61215(NMX-J-618/4-ANCE) (módulos FV de silicio cristalino) o la IEC 61646(NMX-J-618/3-ANCE) (módulos FV de película delgada - silicio amorfo, cobre-indio-galio-selenio y telurio de cadmio), según corresponda al tipo de módulo FV.
- Tener caja de conexiones para servicio en intemperie para índice de protección IP65 (a prueba de lluvia y polvo) con las terminales de salida debidamente marcadas identificando la terminal negativa y la positiva. Si tiene cables de salida, éstos deben ser idóneos para servicio en intemperie, el área de la sección transversal debe corresponder a la capacidad de conducción de corriente calculada en términos de la corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico (1,56 veces la corriente de corto circuito del panel bajo condiciones normalizadas de prueba según NOM-001-SEDE), estar marcados identificando la terminal positiva y negativa, y tener conectores rápidos para servicio en intemperie con las siguientes características mínimas: sistema de bloqueo, tensión eléctrica de aislamiento mínimo 600 V, temperatura de operación hasta de 90°C, índice de protección para el enchufado IP65 o superior, y estar certificados bajo estas características (por ejemplo conectores del tipo MC4 o MC3) u otro equivalente.
- Los módulos FV de silicio cristalino deben tener diodos de paso dentro de la caja de conexiones para reducir el efecto de sombreado parcial, que deben ser provistos por el fabricante del módulo FV.
- Tener el certificado de conformidad de producto emitido por un organismo de certificación acreditado en términos de la Ley Federal de Metrología y Normalización, LFMN, y su reglamento o dictamen de cumplimiento en las normas:
  - NMX-J-618/1-ANCE-2010, Evaluación de la seguridad en Módulos Fotovoltaicos (FV) – Parte 1: Requisitos generales para Construcción.
  - NMX-J-643/1-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 1: Medición de la característica corriente - tensión de dispositivos fotovoltaicos.
  - NMX-J-643/2-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 2: Requisitos para dispositivos solares de referencia.
  - NMX-J-643/3-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 3: Principios de medición para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres (FV) con datos de referencia para radiación espectral.



# ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E INSTALACIONES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Fecha emisión: Junio 2012.

Página: 8 de 29.

Clasif: ESP-ANCE-02.

Fecha emisión: Junio 2012.

Edición: 2.

NMX-J-643/5-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la celda (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de tensión de circuito abierto.

NMX-J-643/7-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 7: Cálculo de la corrección del desajuste espectral en las mediciones de dispositivos fotovoltaicos.

NMX-J-643/9-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 9: Requisitos para la realización del simulador solar.

NMX-J-643/10-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos –Parte 10: Métodos de mediciones lineales.

NMX-J-643/11-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos–Parte 11: Procedimientos para corregir las medidas de temperatura e irradiancia de la característica corriente – tensión.

NMX-J-643/12-ANCE-2011, Dispositivos fotovoltaicos–Parte 12: Términos,Definiciones y simbología.

En caso de no existir infraestructura en el país para las normas mencionadas anteriormente, se debe demostrar el cumplimiento con las normas IEC 61215 para MFV de silicio cristalino y la IEC 61646 para MFV de película delgada (silicio amorfo, cobre-indio-galio-selenio y telurio de cadmio). Lo anterior, mediante el certificado correspondiente emitido por un organismo NCB (National Certification Body), miembro de IECEE, CB Scheme, así como el informe de pruebas emitido por un laboratorio (CBTL Certification Body Testing Laboratory) que sea acreditado bajo ISO/IEC 17025. La verificación del certificado será por medio de la página web [www.iecee.org](http://www.iecee.org).

- La placa de identificación debe tener el sello del organismo de certificación que certifica las características y seguridad del producto. En caso de carecer de sello, presentar el certificado de conformidad.

## VI.2. ESTRUCTURA

La estructura debe cumplir con lo siguiente:

- Pueden ser fijas o con seguimiento (uno o dos ejes).
- Ser de metal: aluminio anodizado, acero al carbón galvanizado en caliente o con un recubrimiento anticorrosivo y pintura acrílica anticorrosiva o acero inoxidable
- Para su aplicación en regiones de ambiente salino debe de ser de aluminio anodizado o acero inoxidable.
- La estructura puede contar con un sistema de ajuste  $\pm 15^\circ$  de acuerdo a la latitud del lugar
- La estructura debe de estar diseñada para soportar bajo condiciones de trabajo, corrosión, deformaciones mecánicas tanto estáticas como dinámicas con un anclaje que soporte cargas de viento de acuerdo a las características climatológicas del sitio de instalación (máxima carga permisible para vientos de hasta 180 km/h).

### **VI.3. CABLES**

El cableado debe cumplir con lo requerido en el Art. 690 y 705 de la Norma NOM-001-SEDE vigente dentro del cual se destaca lo siguiente:

- Todo el cable que se use en la instalación fotovoltaica debe ser de cobre, certificado para 600 V o de mayor tensión, con doble aislamiento y contar con certificación NOM-063-SCFI vigente.
- Para cables con área de sección transversal de 13 mm<sup>2</sup> o mayor, se puede usar cable de aluminio grado eléctrico de la serie AA 8000 según el Art 310.14 de la NOM-001-SEDE vigente, siempre que los conectores para la interconexión de los circuitos eléctricos sean del tipo CO/ALR; o bien, que tengan un recubierto metálico que permita la compatibilidad con conectores tradicionales de cobre tipo tornillo. Deben ser del tipo USE-2, RHH, RHHW-2 con aislamiento XLPE para servicio en intemperie.
- El área de la sección transversal debe de ser seleccionado para evitar una caída de tensión mayor al 3 % para tensiones eléctricas nominales menores o iguales que 48 V y no mayor a 5 % para tensiones eléctricas mayores que 48 V, para los circuitos eléctricos desde el punto de generación hasta el punto de consumo.
- No se acepta cable uso rudo en ningún circuito del sistema fotovoltaico.
- En los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la capacidad de conducción del cableado debe seleccionarse con un valor de 1.25 x1.25 veces la corriente de corto circuito, I<sub>sc</sub>, del módulo FV, panel FV o arreglo fotovoltaico.
- Todo cableado expuesto a la intemperie, además de satisfacer la Norma NOM-063-SCFI, debe estar certificado para soportar a la radiación solar (del tipo USE, UF, TWD-UV, o equivalente).
- Todo cable que no sea para servicio en intemperie debe estar contenido en tubería conduit idónea al tipo de instalación, interior o exterior. Puede ser del tipo flexible de aluminio con recubrimiento de PVC (para longitudes máximas de 3 m) o rígida de PVC ó metálica galvanizada cables cuya longitud es mayor que 3 m.
- Para el cableado en general, no expuesto a la intemperie, el cable debe ser seleccionado con aislamiento para 90°C, por ejemplo del tipo THW-2, THWN-2, THHW-LS o equivalente.
- Para temperaturas ambiente mayor que 30°C, la capacidad de conducción de corriente debe corregirse con los factores dados por la Tabla No. 690-31 c de la NOM-001-SEDE vigente, que para referencia rápida se presenta en la siguiente tabla.

Temperatura (°C)	Temperatura ambiente máxima de operación del conductor		
	60°C	75°C	90°C
30	1,0	1,0	1,0
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76

#### **VI.4. INVERSOR O EQUIPO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA**

El inversor o el equipo de conversión de energía debe cumplir con lo siguiente:

- Satisfacer los requisitos técnicos exigidos en la Especificación contemplada en los Requisitos técnicos para la interconexión entre una fuente de energía distribuida en pequeña escala y el sistema eléctrico nacional.
- Tener certificado de conformidad de producto emitido por un organismo de certificación acreditado en términos de la Ley LFMN (Ley Federal de Metrología y Normalización) y su reglamento ó dictamen de cumplimiento en las normas:
  - NMX-J-656/1-ANCE – “Evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos (FV)-Seguridad en equipos de conversión de energía para uso en sistemas fotovoltaicos (FV)-Parte 1: Requisitos generales”
  - NMX-J-656/2-ANCE “Evaluación de la seguridad en dispositivos fotovoltaicos (FV)-Parte 2: Evaluación de seguridad en dispositivos inversores de energía para uso en sistemas fotovoltaicos (FV) - Requisitos particulares”.

En caso de no existir infraestructura en el país para la norma mencionada anteriormente, se debe demostrar el cumplimiento con las normas internacionales IEC 62109-1 (NMX-J-656/1-ANCE) e IEC 62109-2 (NMX-J-656/2-ANCE) (o alternativamente de la Norma UL 1741 basada en la Norma IEEE 1547), mediante el certificado de conformidad emitido por un organismo de certificación NCB (National Certification Body), miembro de IECEE, CB Scheme, así como el informe de pruebas emitido por un laboratorio (CBTL Certification Body Testing Laboratory) que sea acreditado bajo NMX-EC-17025-IMNC. La verificación del certificado será por medio de la página web [www.iecee.org](http://www.iecee.org).
- Contar con el certificado correspondiente que garantice el cumplimiento de los requerimientos eléctricos para la función anti-isla de acuerdo a la Norma IEC 62116:2008 Ed 1, o la Norma UL 1741 que permite su conexión a la red, emitido por un organismo nacional o internacional del NCB (National Certification Body), miembro de IECEE, CB Scheme, así como el informe de pruebas emitido por un laboratorio (CBTL Certification Body Testing Laboratory) que sea acreditado bajo NMX-EC-17025-



## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E INSTALACIONES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Fecha emisión: Junio 2012.

Página: 11 de 29.

Clasif: ESP-ANCE-02.

Fecha emisión: Junio 2012.

Edición: 2.

- IMNC-2006. La verificación del certificado será por medio de la página web [www.iecee.org](http://www.iecee.org).
- Tener una eficiencia igual o mayor que 95 % a la potencia nominal del sistema.
  - Tener una placa de identificación que incluya información de la marca, modelo, especificaciones, fabricante o importador responsable.
  - Tener la capacidad para el manejo de energía de acuerdo al diseño del sistema fotovoltaico. La potencia de salida del inversor no debe ser menor a la potencia pico del arreglo FV.
  - El suministrador del equipo debe garantizar que la tensión eléctrica en el punto de máxima potencia de la Fuente de Energía FV, a cualquier temperatura ambiente, se ajusta al intervalo de tensión eléctrica de operación del inversor.
  - Debe contar con un envolvente con índice de protección IP54 si su uso es en interiores, IP65 o superior si es para uso en intemperie.
  - Contar con tablilla de conexión con terminales, enchufes o conectores rápidos con índice de protección IP65 y protección contra descargas eléctricas y conexión a tierra.

En el caso del uso de microinversores, estos deben contar también con las certificaciones correspondientes de las normas antes mencionadas (IEC 62109-1 (NMX-J-656/1-ANCE), IEC 62109-2 (NMX-J-656/2-ANCE) o UL 1741) tanto en el desempeño, durabilidad, grado de protección IP65 y seguridad como las características eléctricas exigidas por CFE respecto de su intervalo de tensión eléctrica, frecuencia, comportamiento anti-isla.

### VI.5. DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD

#### VI.5.1: Medios de desconexión

De acuerdo a la NOM 001-SEDE vigente, los circuitos de entrada y salida deben contar con un medio de desconexión, respectivamente. En consecuencia tanto el circuito de salida fotovoltaica como el del inversor deben satisfacer dicho requisito.

Los medios de desconexión deben estar contenidos en una Caja de Desconexión CD con índice de protección IP65 o superior. Alternativamente, pueden instalarse en o dentro del inversor siempre y cuando se pueda garantizar la desconexión eléctrica para realizar trabajos de servicio y mantenimiento.

Los medios de desconexión pueden ser interruptores de cuchilla, interruptor termomagnético, interruptor de palanca y deben de seleccionarse de acuerdo al tipo de corriente a manejar, pudiendo ser monopolares, bipolares o trifásicos según sea la necesidad.

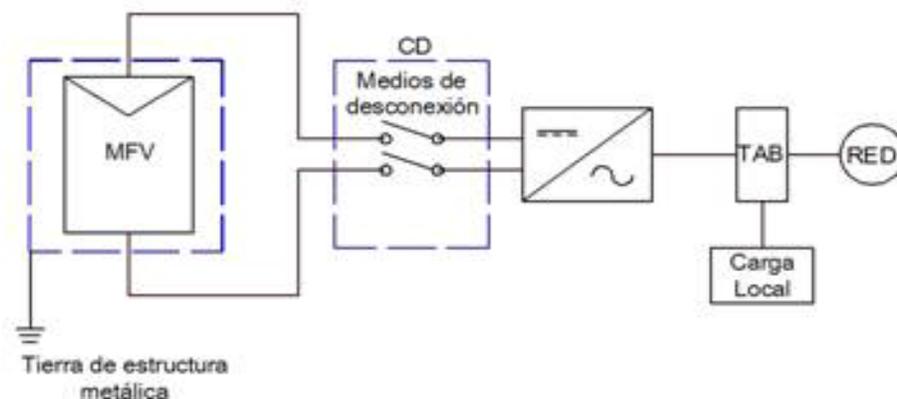
La Capacidad de conducción de los medios de desconexión debe seleccionarse de acuerdo a la Norma NOM 001 SEDE vigente.

Contar con certificación NOM-003-SCFI-vigente.

Si en el circuito de salida fotovoltaica (circuito de entrada al inversor), el conductor negativo debe estar aterrizado, ambos conductores deben tener el medio de

desconexión y la puesta a tierra del conductor negativo debe hacerse entre el medio de desconexión y el inversor ó dentro del inversor.

Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema FV del circuito de salida estará aterrizado, ambos conductores deben tener un medio de desconexión (ver diagrama en las figuras No. 3).



**FIGURA 3.- Localización de medios de desconexión en un sistema flotante.**

En el caso de microinversores que tienen integrados conectores (por ejemplo del tipo MC4) o equivalente, para la terminal positiva y terminal negativa en el circuito de entrada, se acepta al enchufe como medio de desconexión para el circuito de salida fotovoltaica.

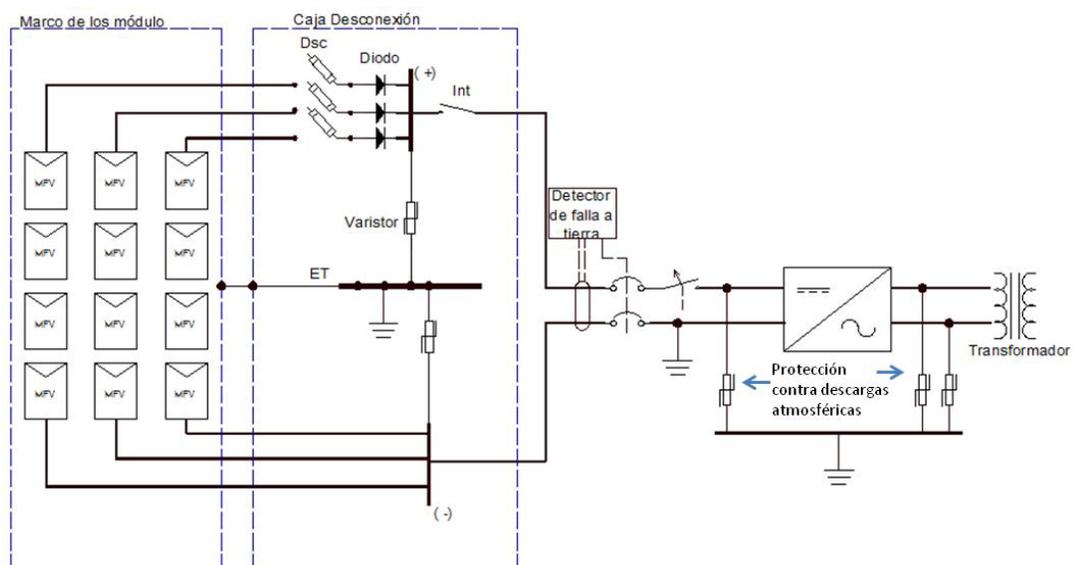
Para el caso de microinversores se aceptan los conectores para aplicaciones fotovoltaicas (por ejemplo MC4 o similar uso intemperie) como medios de desconexión para el circuito de salida fotovoltaica.

Cuando el inversor se encuentre ubicado en el interior del inmueble se debe contar con un sistema de desconexión de emergencia que conste de un contactor o interruptor y un *botón de paro* cuya función es desconectar el generador fotovoltaico del resto del sistema en caso de una emergencia (incendio o temblor). El interruptor o contactor se debe colocar en la Caja de Desconexión, en los conductores de salida del arreglo FV, mientras que el *botón de paro*, debe estar instalado tan cerca como sea posible del Tablero de distribución o de la acometida del suministrador de potencia eléctrica (CFE).

Excepción: No se requiere dicho sistema de desconexión de emergencia cuando la tensión eléctrica a circuito abierto del módulo FV, panel FV o arreglo fotovoltaico sea menor que 40 V, cuando se usen microinversores que se instalan debajo de los módulos, o cuando la distancia de los conductores del circuito de salida de la Fuente de Energía Fotovoltaica a la entrada del inversor sea menor que 2 m.

### VI.5.2: Protección contra descargas atmosféricas

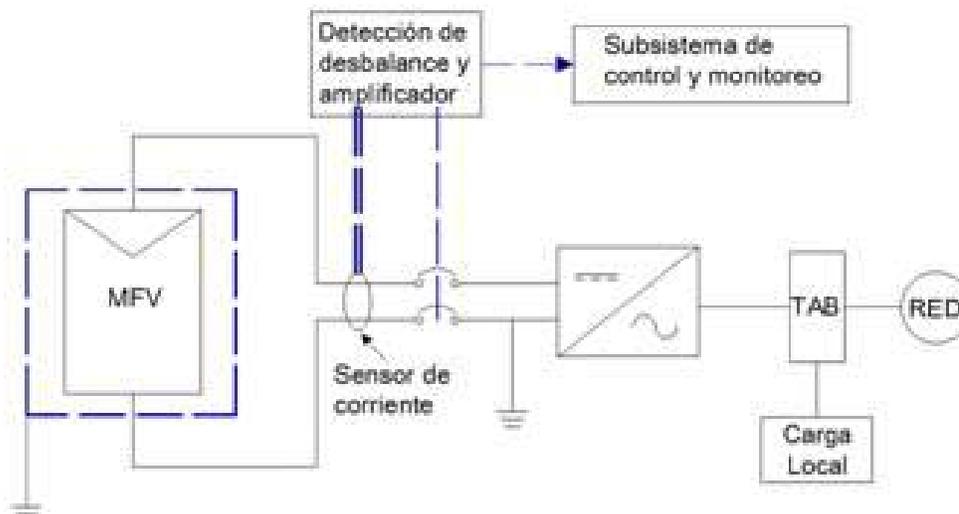
- El circuito de salida fotovoltaica debe tener instalado un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas.
- La protección contra descargas atmosféricas debe estar ubicada físicamente en la caja que contiene al medio de desconexión del circuito de salida fotovoltaica, es decir, en la Caja de Desconexión.
- El dispositivo de protección contra descargas atmosféricas debe instalarse antes del medio de desconexión principal del circuito de salida fotovoltaico.
- Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema FV del circuito de salida está aterrizado, ambos conductores deben tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas. Si uno de los conductores de electricidad esta puesto a tierra en la terminal de puesta a tierra de la caja de desconexión, el otro conductor debe tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas. En caso contrario, ambos deben tener el dispositivo de protección contra descargas atmosféricas.
- El dispositivo contra descargas atmosféricas debe seleccionarse de tal forma que actúe a un tensión eléctrica mayor que 1,25 la tensión eléctrica a circuito abierto de la fuente fotovoltaica bajo condiciones de temperatura ambiente local mínima anual, con una capacidad mínima de 5 kA,
- Excepción: No se requiere de dicho dispositivo en el caso de microinversores que ya tengan integrado dicho dispositivo en el circuito de entrada fotovoltaica; pero se requiere en el circuito de salida del inversor (ver Figura No. 4).



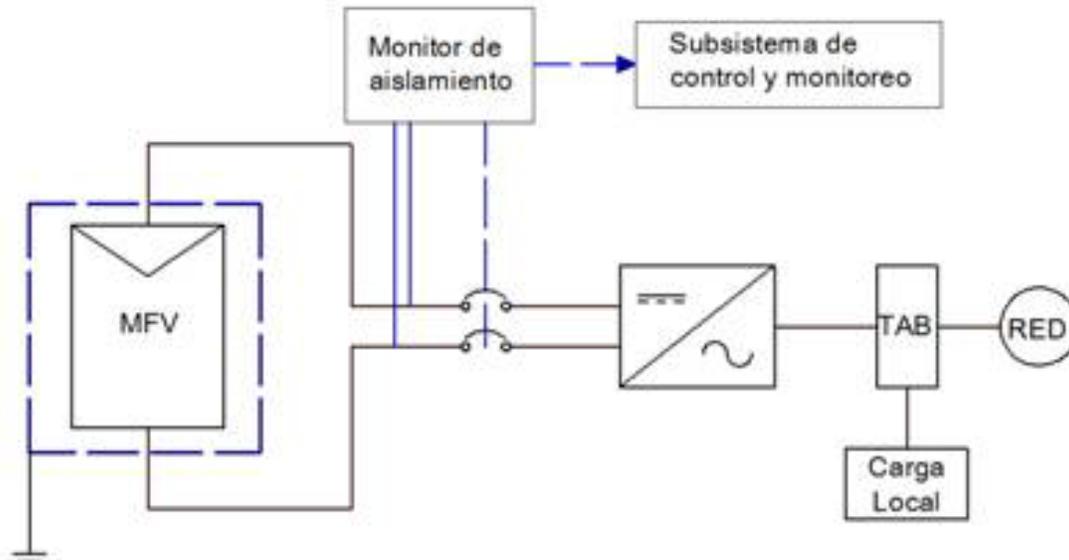
**FIGURA 4.-** Diagrama eléctrico de un sistema solar fotovoltaico. Se muestra la posición de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas (varistores).

### Vi.5.3: Protección contra fallas a tierra

- Todo Sistema Solar fotovoltaico debe contar con un Sistema de Protección de Fallas a Tierra (SDFT) de acuerdo al Art. 690-5 de la Norma NOM 001-SEDE.
- El SDFT debe constar de un sensor de corriente, un sistema de detección con indicador del tipo de falla y un contactor o interruptor automático.
- El sensor de corriente debe instalarse entre la salida del arreglo FV y el punto de conexión a tierra para un arreglo FV aterrizado mientras que el contactor o interruptor debe instalarse entre el arreglo FV y el inversor (Figura No. 5 y 6).
- Para un GFV flotante se puede instalar un dispositivo “monitor de aislamiento” permanente que verifique la resistencia a tierra de ambos polos con una frecuencia predeterminada o instalar un dispositivo de corriente residual a la salida del subsistema de acondicionamiento de potencia según se especifica en CFE G0100-04 (Figura 5). Excepción: se puede omitir el dispositivo de detección de falla a tierras si todos los componentes del GFV cuentan con doble aislamiento (clase II) y si se ha realizado un buen cableado de acuerdo a lo especificado en la NOM-001-SEDE-vigente y por CFE.



**FIGURA 5.- Dispositivo para detectar fallas a tierra en un MFV aterrizado.**

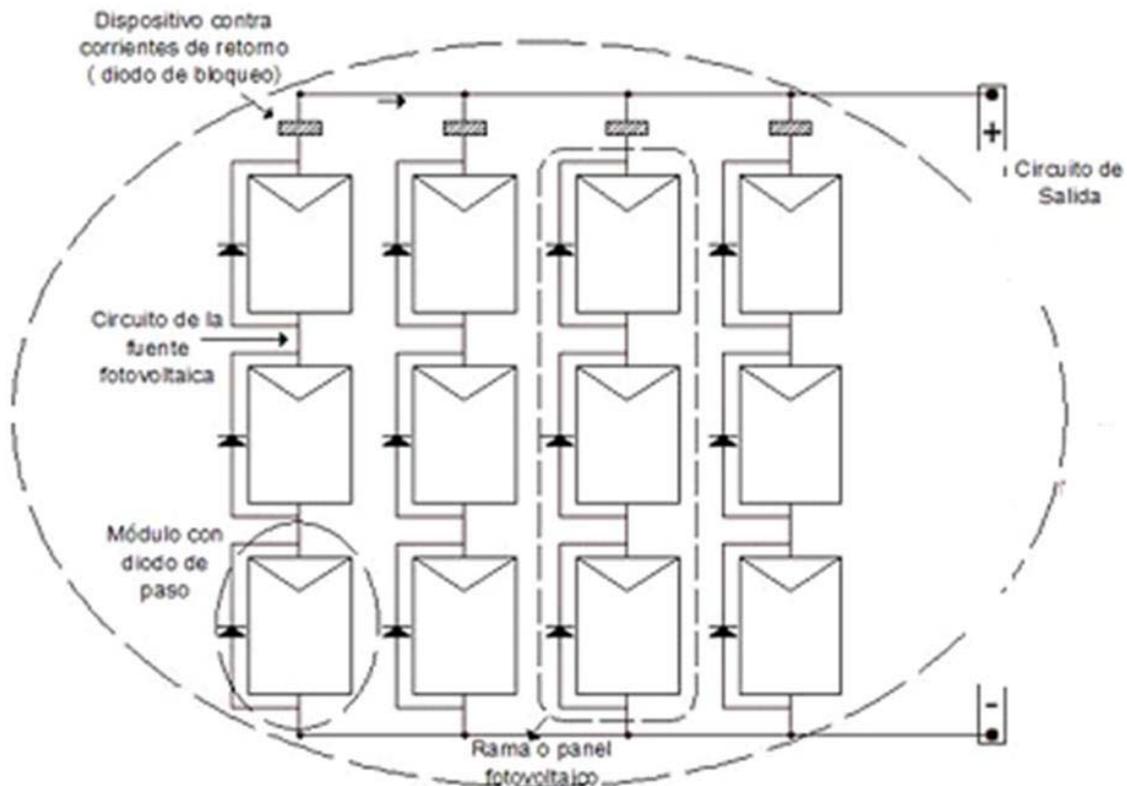


**FIGURA 6.- Dispositivo para detectar fallas a tierra en un MFV flotante.**

Excepción: En el caso de microinversores instalados debajo de los módulos fotovoltaicos o que la distancia del circuito de salida fotovoltaica al inversor sea menor que 2,0 m no se requiere del SDFT.

#### **VI.5.4: Protección contra corrientes de retorno**

- En sistemas que incluyan más de dos módulos o panel o rama o arreglo FV en paralelo, se debe de instalar un dispositivo protector contra corrientes de retorno que pueden provenir de módulos sombreados, cortos circuitos o fallas a tierra en un panel.
- El dispositivo protector contra corrientes de retorno puede ser un diodo de silicio que bloquee las corrientes de retorno, por lo que se le conoce como Diodo de Bloqueo; puede ser un fusible o un interruptor termomagnético bidireccional.
- El dispositivo protector contra corrientes de retorno debe instalarse en el circuito de salida de cada módulo o panel fotovoltaico conectado en paralelo.
- En sistemas FV con un conductor de corriente aterrizado, el otro conductor debe tener la protección contra corrientes de retorno.
- En sistemas FV flotantes (ningún conductor de corriente aterrizado), ambos conductores de corriente deben tener la protección contra corrientes de retorno.
- La capacidad de conducción del dispositivo contra corrientes de retorno debe seleccionarse al 80 % de la capacidad de conducción del cable de salida del módulo, panel o arreglo FV; es decir, 1.25 veces la corriente de corto circuito del módulo, panel o arreglo fotovoltaico a una tensión de 1.25 veces la tensión eléctrica a circuito abierto del arreglo FV.



**FIGURA 7.- Posición del dispositivo contra corrientes de retorno.**

#### **VI.6. SISTEMA DE TIERRA**

- El Sistema Solar fotovoltaico debe contar con un Sistema de Tierra con una resistencia no mayor a  $25 \Omega$  según se especifica en el Art. 250-84 de la NOM 001-SEDE.
- El instalador tiene la responsabilidad de entregar un sistema de tierra con la resistencia solicitada la cual debe ser verificada con un instrumento de medida para resistencia del sistema de tierra física (telurómetro).
- El sistema de tierra debe componerse de uno o varios electrodos de puesta a tierra y conductores de puesta a tierra.
- Toda fuente de energía fotovoltaica de más de 50 V de dos conductores (positivo y negativo), debe tener un conductor sólidamente puesto a tierra; o en sistemas de tres conductores (positivo, negativo y neutro), el neutro debe estar puesto a tierra sólidamente, según lo indica en Art. 690-41 de la NOM 001-SEDE.



**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD  
Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E  
INSTALACIONES DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS**

Fecha emisión: Junio 2012.  
Página: 17 de 29.  
Clasif: ESP-ANCE-02.  
Fecha emisión: Junio 2012.  
Edición: 2.

**VI.6.1: Electrodo de puesta a tierra. (Sistema de puesta a tierra)**

El electrodo sistema de puesta a tierra, según se establece en el Art. 250-81 de la NOM 001-SEDE-vigente, puede ser uno o alguna combinación de los que se indican a continuación. En ningún caso se permite que el valor de resistencia a tierra del sistema de electrodos de puesta a tierra sea superior que 25  $\Omega$ .

- a) Una varilla de acero cobrizada del tipo Copper Weld de 15 mm de diámetro (5/8") y 3 m de longitud enterrada de manera vertical por lo menos 2,4 m, si no se puede enterrar por ser el terreno material rocoso, se debe clavar a un ángulo oblicuo que no forme más de 45° con la vertical; o bien, enterrarla en una zanja que tenga como mínimo 80 cm de profundidad, según se establece en el Art. 250-83-3 de la NOM 001-SEDE vigente.
- b) Estructura metálica de un edificio si éste está puesto a tierra eficazmente.
- c) Electrodo empotrado en concreto como se especifica en el Art. 250-83-3 de la NOM 001-SEDE Vigente.
- d) Cualquier elemento metálico enterrado, varilla, tubería, placa, o combinación de ellas, que no sea de aluminio, cuya resistencia a tierra no sea mayor a 25  $\Omega$  según se especifica en el Art. 250-84 de la NOM 001-SEDE.

**VI.6.2: Conductores de puesta a tierra.**

- Los materiales de los conductores de puesta a tierra pueden ser de cobre o de cualquier material resistente a la corrosión.
- El conductor puede ser: alambre o cable, aislado, forrado o desnudo; y debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones.
- Si el conductor de puesta a tierra esta forrado, el color del forro de aislamiento debe ser verde, o verde con franjas amarillas.
- En circuitos de corriente directa, el calibre del conductor de puesta a tierra no debe ser inferior al calibre del conductor que tiene la mayor capacidad de conducción (cable más grueso) según se establece en el Art. 250-93 de la NOM 001 SEDE vigente. En ningún caso menor que 8.37 mm<sup>2</sup> de sección transversal (calibre 8 AWG) para conductores de cobre. Para el caso de los equipos, el tamaño nominal de los conductores de puesta a tierra de equipo, de cobre o aluminio, no debe ser inferior a lo especificado en la siguiente Tabla (Tabla 250-95 de la NOM 001 SEDE vigente):

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. Sin ser mayor que:	Calibre Nominal mm <sup>2</sup> (AWG)
15 A	2.08 (14)
20 A	3.31 (12)
30 A a 60 A	5.26 (10)
40 A	5.26 (10)
100 A	8.37 (8)
200 A	13.3 (6)



**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD  
Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E  
INSTALACIONES DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS**

Fecha emisión: Junio 2012.  
Página: 18 de 29.  
Clasif: ESP-ANCE-02.  
Fecha emisión: Junio 2012.  
Edición: 2.

NOTA: Para utilizar esta tabla es necesario calcular las corrientes de los circuitos de acuerdo a 6.14.

Para circuitos en corriente alterna, el calibre nominal del conductor del electrodo de puesta a tierra de una instalación puesta o no puesta a tierra, no debe ser menor que lo especificado en la tabla siguiente (Tabla 250-94 de la NOM).

Calibre nominal del mayor conductor de entrada a la acometida o circuito equivalente de conductores en paralelo mm <sup>2</sup> (AWG). Conductor de cobre.	Calibre Nominal del conductor al electrodo de puesta a tierra mm <sup>2</sup> (AWG)
33.6 (2 o menor)	8.37 (8)
42.4 o 53.5 (1 ó 1/0)	13.3 (6)
67.4 o 85.0 (2/0 ó 3/0)	21.2 (4)
Más de 85 a 177 (3/0 a 350 kcmil)	33.6 (2)
Más de 177 a 304.0 (350 a 600)	53.5 (1/0)

## VII. INSTALACIÓN

### VII.1 Los accesorios utilizados para la instalación mecánica deben cumplir con lo siguiente:

- Tornillos, tuercas, arandelas, rondanas y otros accesorios de fijación como las abrazaderas deben ser metálicos, de un material que no se oxide en el ambiente del sitio de instalación, de preferencia tropicalizados (recubrimiento con zinc y cromo) ó de acero inoxidable. En ambiente salino, deben ser de acero inoxidable.

### VII.2 Los accesorios utilizados para la instalación eléctrica deben cumplir con lo siguiente:

El cuerpo, caja o material aislante de los artefactos eléctricos como el de los interruptores o desconcertadores, dispositivos de seguridad, porta fusibles, terminales de conexión, barra de conexión, accesorios metálicos, etc., que se usen para facilitar el cableado y/o conexiones eléctricas, debe ser de un material con aislamiento certificado para una tensión nominal de 600 V o superior.

- Todos los accesorios como conectores, terminales, etc., deben satisfacer el aislamiento a la temperatura de operación considerada, tolerancia a la corriente de falla en el método de cableado empleado y ser resistentes a los efectos del ambiente en el cual se usen según lo marca la NOM-001-SEDE vigente (art.690-32).
- Las cajas de conexión que se usen para contener empalmes de cables deben estar certificadas para sus usos requeridos (interiores o exteriores, según el caso). Si son para exteriores, las cajas deben tener índice de protección IP65 o superior.

- Las zapatas terminales o terminales de ojillo o espada que se usen para la conexión de cables en terminales deben ser de cobre estañado y estar certificadas para la capacidad de conducción de corriente del circuito al que pertenezcan.
- Las barras o bus de paralelismo lo mismo que la barra o bus de tierra deben ser de cobre estañado y se deben de proveer con agujeros y tornillos de opresión adecuados al calibre del cable que recibirán.

### VII.3 Instalación del cableado.

#### Cableado entre módulos

- Para módulos que no incluyen cables de conexión el instalador debe proveer el cable requerido según la Sección VI.3.
  - a) Si la terminal de conexión no es del tipo con conectores de opresión por tornillo, la conexión eléctrica del cableado tanto en la configuración serie entre módulos ó para el cableado de salida, debe hacerse con terminales tipo ojillo. La unión entre la terminal y el conductor debe hacerse con la herramienta adecuada para tal efecto, unión por opresión, no aplastada.
  - b) En caso de que la terminal del módulo tenga conectores de presión con tornillo, la conexión del cable en dicha terminal debe hacerse al momento torsional (torque) que se recomienda por el fabricante del módulo o según valores recomendados en la tabla siguiente provista por la norma NMX-J-508-ANCE-2010.

Diámetro nominal del tornillo (mm)	Momento torsional mínimo (Nm)	Momento torsional máximo (Nm)
Hasta 2,8	0,20	0,40
Mayor que 2,8 hasta 3,0	0,25	0,50
Mayor que 3,0 hasta 3,2	0,30	0,60
Mayor que 3,2 hasta 3,6	0,40	0,80
Mayor que 3,6 hasta 4,1	0,70	1,2
Mayor que 4,1 hasta 4,7	0,80	1,8
Mayor que 4,7 hasta 5,3	0,90	2,0
Mayores que 5,3	1,10	2,5 <sup>(1)</sup>
<sup>(1)</sup> Para diámetros del tornillo mayores que 5,3 mm puede aplicarse el <b><u>Momento Torsional (Par de apriete)</u></b> máximo que indique en el producto, instructivo o empaque.		

Para realizar las conexiones anteriores la punta del cable debe pelarse (eliminación de una porción del aislante que lo protege) una distancia igual a la distancia de penetración del cable tanto en la terminal de ojillo como en la terminal de opresión, según sea el caso.

- Para módulos que incluyan cables de conexión con conectores especiales (el más común es el MC 4) para su interconexión provistos por el fabricante, la conexión en serie entre ellos se hará conectando el “macho” de un módulo con la “hembra” del siguiente, y así sucesivamente hasta terminar la configuración, garantizando siempre que dichas conexiones se realicen tanto eléctrica como mecánicamente seguras. La conexión en paralelo de GFV's que tienen integrado cables con conectores debe hacerse en un bus metálico de paralelismo usando los tornillos de opresión para tal caso.
- El cableado entre módulos debe sujetarse a la estructura metálica usando cinchos de amarre especiales para intemperie.
- Los conductores de salida del módulo, panel o arreglo fotovoltaico, positivo y negativo, deben estar marcados e identificados, y satisfacer el requerimiento de la sección VI.3. Estos, deben llegar a una caja de conexión desde donde se conecte hasta el TAB.
- Si los cables de salida del módulo, panel o arreglo fotovoltaico no son para intemperie, estos deben seleccionarse de acuerdo a la Sección VI. 3 y canalizarse en una tubería de aluminio con recubrimiento de PVC para intemperie (del tipo Liquid Tight para intemperie) con un diámetro adecuado al número de cables que contendrá.
- Las canalizaciones deben sujetarse a la estructura con abrazaderas metálicas del tipo “tornillo sin fin” especiales para intemperie.
- En ningún caso se aceptan empalmes de cables ni en el circuito de salida fotovoltaica o salida del inversor. Los cables que se utilizan deben tener la longitud necesaria para llevar a cabo la conexión y no realizar empalmes dentro de canalizaciones cerradas, por lo que todos los cables deben ser continuos y sin empalmes intermedios.
- En todos los puntos de conexión se dispondrá de un excedente de cable para evitar tensiones mecánicas. El tamaño del excedente no debe ser mayor a 15 cm.
- El proveedor deberá proporcionar una terminal con conector opresor en cada módulo para el cable de puesta a tierra.
- El cable de puesta a tierra para los módulos deberá ser continuo hasta el punto general de conexión a tierra del sistema y este punto debe ser lo más cercano posible al arreglo fotovoltaico.
- No se acepta conexión en “*margarita*” en la caja de conexión de los módulos para la conexión en paralelo de módulos, paneles o arreglos fotovoltaicos.
- Las conexiones en paralelo de módulos, paneles o arreglos fotovoltaicos debe hacerse en una barra metálica de paralelismo ó “bus” que este contenido en una caja de conexión. La capacidad de conducción del “bus” de paralelismo debe seleccionarse con una magnitud de 1.56 veces la suma de las corrientes de corto circuito de cada módulo, panel o arreglo fotovoltaico que se tengan que conectar en paralelo en el bus.
- Las barras o bus de conexión deben estar soportados en una base aislante y certificados para los tensión eléctricas que se manejen en el circuito.



**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD  
Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E  
INSTALACIONES DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS**

Fecha emisión: Junio 2012.

Página: 21 de 29.

Clasif: ESP-ANCE-02.

Fecha emisión: Junio 2012.

Edición: 2.

---

### **Colores de aislamiento en los cables**

- Los colores de aislamiento en los conductores, tanto para sección en corriente alterna como en corriente directa deben satisfacer lo requerido por la Norma NOM-001-SEDE-vigente:
  - a) Corriente directa: negro o rojo para el positivo; blanco para el negativo.
  - b) Corriente alterna: para la fase, cualquier color excepto blanco, gris claro, o verde; para el neutro, blanco o gris claro.
  - c) Para el conductor de puesta a tierra: se permite el uso de conductores sin aislamiento, o con aislamiento color verde o verde con franja amarilla.
- Se debe respetar código de colores para los cables a usar entre MFV, controlador, inversor, caja de desconexión y puesta a tierra.
- En el caso de conexión de módulos en serie, el cable entre módulos FV puede ser del mismo color que no sea rojo, verde o blanco.

### **VII.4 Cajas de conexión o desconexión**

- Las cajas de conexiones deben instalarse de forma segura y en sitios accesibles.
- Las cajas de conexión y envoltentes utilizadas deben estar certificados para su uso específico por la NOM-003-SCFI vigente. Todas las cajas de conexión deben sellarse de manera que se evite la entrada de humedad, agua, polvo, insectos o agentes extraños.
- Las entradas de cables o tubería conduit a las cajas de conexión deben quedar selladas usando los conectores apropiados para ellos.
- Exceptuando por la barra o bus para tierra física, todos los artefactos que estén contenidos en la caja de desconexión deben estar montados sobre una base aislante certificada para 600 V.
- En la caja de desconexión se debe instalar: el interruptor que aísla el arreglo fotovoltaico del acondicionador de energía (Controlador y/o Acondicionador de energía), las barras o bus de paralelismo positiva y negativa, el dispositivo protector contra corrientes de retorno, el dispositivo supresor contra descargas atmosféricas y la barra metálica o bus para un punto de puesta a tierra local o general, según sea el caso.
- Los cables de entrada y salida en la caja de desconexión deben llegar o salir en canalizaciones según se indica en la Sección VI.3 usando conectores apropiados para dicha tubería que impidan la entrada de polvo, agua y animales.



**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD  
Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E  
INSTALACIONES DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS**

Fecha emisión: Junio 2012.  
Página: 22 de 29.  
Clasif: ESP-ANCE-02.  
Fecha emisión: Junio 2012.  
Edición: 2.

## **VII.5 PUESTA A TIERRA**

### **VII.5.1 Partes Metálicas**

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

- El marco metálico de cada uno de los módulos del arreglo fotovoltaico debe conectarse a tierra con un conductor continuo, es decir, sin empalmes.
- El conductor de puesta a tierra para los marcos de módulos debe ser conectado en cada uno de ellos con una zapata terminal tipo compresión de cobre estañado ó aluminio estañado. Dicha zapata debe sujetarse al marco metálico con un tornillo de acero inoxidable tipo pija o tornillo con tuerca mecánico con arandela de presión y de “estrella”, todo el conjunto en acero inoxidable.
- La unión mecánica entre el marco del módulo y la zapata terminal, así como la conexión del conductor de puesta a tierra y la zapata terminal deben protegerse con un líquido retardador de corrosión galvánica.
- El cable de puesta a tierra del marco de módulos debe llegar y conectarse en la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso.
- Las partes metálicas que compongan a la estructura de soporte deben tener un conductor de puesta a tierra.
- El conductor de puesta a tierra de las partes metálicas para la estructura debe atornillarse a ésta usando una zapata terminal idéntica a la que se use en los marcos de los módulos, usando la misma técnica y protección anticorrosiva recomendada.
- Los conductores de puesta a tierra para el marco de los módulos y de la estructura deben llegar a la caja de desconexión en donde se encuentre la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso.
- La conexión del cable de puesta a tierra en la barra o bus de tierra local o general debe hacerse mediante el tornillo de opresión del bus o usando una zapata terminal, en donde el cable este debidamente aprisionado con el par de apriete recomendado en la tabla provista en la Sección VII.3

### **VII.5.2 Conductores de corriente**

- Si el circuito de salida fotovoltaico tiene un conductor de corriente puesto a tierra, la conexión de puesta a tierra debe hacerse en un solo punto que corresponda a la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso. De ahí parte el conductor de puesta a tierra general hacia el electrodo de puesta a tierra
- Por conveniencia en la instalación, el “bus” general de puesta a tierra debe estar contenido en la misma caja que contiene a los medios de desconexión del circuito fotovoltaico.

### **VII.5.3 Conexión en el electrodo de puesta a tierra.**

La unión entre el electrodo de puesta a tierra y el conductor principal de puesta a tierra será soldada con soldadura tipo exotérmica o de alta temperatura.

### **VII.5.3 Dispositivo de protección contra descargas atmosféricas.**

- Si la distancia entre la caja de desconexión y el inversor es mayor a 10 metros se debe colocar un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas a la entrada del inversor. En caso de que el inversor tenga integrado el dispositivo ya no es necesario.
- Si la distancia entre la salida del inversor y el tablero de cargas es mayor que 10 m se debe colocar un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas a la entrada del tablero de distribución.
- Los conductores empleados para la conexión de los dispositivos contra descargas atmosféricas a las líneas y a tierra no debe ser más largos de lo necesario y deben evitarse dobles innecesarios.
- La conexión de la protección contra descargas atmosféricas se debe realizar de acuerdo a la NOM-001-SEDE vigente.

### **VII.5 El arreglo de Módulos Fotovoltaicos, debe de cumplir con:**

- Se debe evitar obstáculos que proyecten sombra sobre los GFV's a lo largo del día y del año, en caso necesario se ajustara la altura.
- El arreglo debe estar orientado hacia el sur verdadero con el ángulo de inclinación calculado para el mes critico considerando la latitud – 19 ° para México.
- Cuando no se indique el mes critico la inclinación del arreglo fotovoltaico respecto a la horizontal será igual a la latitud del lugar  $\pm 5^\circ$
- Las cajas de conexión de los MFV deben quedar accesibles, sin obstrucción por la estructura.
- Los MFV deben sujetarse cada uno al menos con 4 tornillos y cada tornillo con rondanas planas y de presión resistentes a la corrosión. En el caso de módulos individuales se debe de garantizar en su instalación una separación de al menos 7 mm entre ellos (que es el espesor de un tornillo de  $\frac{1}{4}''\Phi$ ).
- Los cables conductores o ductos de conducción deben quedar protegidos de la luz directa y ajustados firmemente a la estructura mediante cinchos de amarre (cinchos o corbatas de plástico de color negro) o abrazaderas tipo sin fin de acero inoxidable.
- El controlador y/o Acondicionador de energía no deberá quedar expuesto al sol, y, en caso de microinversores, estar situado en la parte más alta posterior del arreglo fotovoltaico. Asimismo, debe estar sujeto a la estructura mediante elementos metálicos inoxidables.

#### VII.6 Los sistemas de seguridad deben cumplir con:

- La caja de desconexión debe quedar situada en un lugar accesible al usuario
- La caja de desconexión debe ser de un tamaño tal que los componentes que se instalen como son interruptores, bus de conexión, etc. se distribuyan adecuadamente.
- Se sugiere que el Punto General de Conexión de Puesta a Tierra debe localizarse en la caja de desconexión que contiene al circuito de salida de la fuente de Energía Fotovoltaica.
- Utilizar componentes aprobados para la utilización en SFV.

#### VII.7 El wathorimetro del GFV, debe cumplir con lo siguiente:

- Indicar marca, modelo, especificaciones, fabricante o importador responsable
- Tener la capacidad para el manejo de energía de acuerdo al diseño del sistema fotovoltaico
- Debe ser compatible con la corriente y tensión eléctrica del arreglo fotovoltaico.
- Contar con un gabinete grado IP65 o superior, contar con tablilla de conexión y protección contra descargas eléctricas y conexión a tierra.
- Contar con un 0,2% mínimo de exactitud
- Contar con certificación NOM, NMX o norma internacional\*
- Hacer referencia al M1 y solamente para inversores que no integren un wathorimetro.

\*Sólo si la certificación del producto puede ser verificada con el organismo de certificación que emite el certificado.

#### VII.8 El Dimensionamiento y capacidad de conducción de corriente eléctrica de los circuitos, debe de ser de acuerdo a lo siguiente:

- La capacidad de conducción de corriente eléctrica de los conductores y la especificación o ajuste de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no deben ser menores que 125 % de la corriente eléctrica calculada de acuerdo a lo siguiente:
- **Excepción:** Los circuitos que contengan un ensamble cuyo conjunto de dispositivos de protección contra sobrecorriente están especificados para operación continua a 100 % de su capacidad.
- NOTA: Se permite usar el dispositivo de protección contra sobrecorriente del valor nominal inmediato superior a la capacidad de conducción de corriente de los conductores que proteja
- **Cálculo de la corriente eléctrica de los circuitos.** La corriente eléctrica para cada circuito individual debe calcularse como sigue:
  - o **Circuitos de la fuente fotovoltaica.** La suma de la corriente eléctrica especificada de corto circuito de los módulos en paralelo multiplicado por 1.56 de acuerdo a la Norma NOM 001-SEDE vigente.



## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E INSTALACIONES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Fecha emisión: Junio 2012.

Página: 25 de 29.

Clasif: ESP-ANCE-02.

Fecha emisión: Junio 2012.

Edición: 2.

- **Circuito de salida fotovoltaica.** La corriente eléctrica especificada de corto circuito de la fuente de energía fotovoltaica multiplicada por 1.56 de acuerdo a la Norma NOM 001-SEDE vigente.
- **Circuito de salida del inversor.** La corriente eléctrica de salida especificada del inversor o de la unidad de acondicionamiento de potencia.
- **Circuito de entrada de un inversor autónomo.** La corriente eléctrica especificada de entrada del inversor autónomo cuando el inversor está produciendo su potencia especificada a la menor tensión eléctrica de entrada.
- **Sistemas con tensiones eléctricas múltiples de corriente directa** En una fuente fotovoltaica que tiene múltiples tensiones eléctricas de salida y que emplea un conductor común de retorno, la capacidad de conducción de corriente del conductor de retorno no debe ser menor que la suma de las capacidades de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos individuales de salida.

### VIII. PRUEBAS DE SEGURIDAD Y DESEMPEÑO.

Todos los sistemas fotovoltaicos deben cumplir satisfactoriamente con las pruebas de desempeño establecidas en el presente documento, las cuales son las siguientes:

- Medición de la característica corriente tensión de dispositivos fotovoltaicos de acuerdo a la NMX-J-643/1-ANCE-2011(Aplica únicamente al Modulo Fotovoltaico). Obtenida por el laboratorio de ANCE y/o laboratorio nacional evaluado y aprobado por ANCE. En caso de no haber infraestructura en el país se acepta la curva otorgada por el fabricante, sin embargo, al contar con la infraestructura (laboratorio) se dará un plazo de 180 días para obtener el dictamen de cumplimiento correspondiente. Lo anterior se llevará a cabo de acuerdo al numeral XII del presente documento
- Prueba de rendimiento de energía (caracterización del sistema) de los módulos fotovoltaicos y de eficiencia de la conversión Corriente Directa / Corriente Alterna realizado por un laboratorio nacional evaluado y aprobado por el organismo de certificación
- Prueba de aceptación técnica y de funcionamiento realizada por un laboratorio nacional evaluado y aprobado por el organismo de certificación

### IX. PERSONAL

Todo el personal involucrado con el dimensionamiento e instalación de los Sistemas Fotovoltaicos debe contar con la capacitación necesaria para llevar a cabo sus actividades correctamente, por lo que deben presentar evidencia aprobatoria de cursos de capacitación con un mínimo de 40 h. Asimismo, cuando se cuente con el estándar de competencia laboral en la instalación de sistemas fotovoltaicos el personal responsable de llevar a cabo la instalación de los sistemas Fotovoltaicos debe contar con el Certificado de competencia laboral emitido por CONOCER.



**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD  
Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E  
INSTALACIONES DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS**

Fecha emisión: Junio 2012.  
Página: 26 de 29.  
Clasif: ESP-ANCE-02.  
Fecha emisión: Junio 2012.  
Edición: 2.

---

**X. DOCUMENTOS TÉCNICOS A ENTREGAR, INSTRUCCIONES Y GARANTIAS.**

El vendedor o proveedor está obligado a presentar al usuario final lo siguiente:

- a) Relación de partes y componentes del sistema fotovoltaico.
- b) Dimensionamiento del sistema, memoria de cálculo incluyendo curvas de eficiencia de operación del sistema
- c) Manual de operación del sistema y de recomendaciones de uso, incluyendo protocolo de inspección y mantenimiento, información técnica relevante del equipo y relación de posibles causas de falla
- d) Diagrama eléctrico simplificado de la instalación. Un ejemplo se muestra en la Figura No. 8.
- e) Resultados de la prueba de aceptación
- f) Capacitación al usuario final, dando una explicación clara sobre el funcionamiento, operación y mantenimiento preventivo del sistema, indicando las partes y componentes del mismo, así como las posibles falla y corrección inmediata.

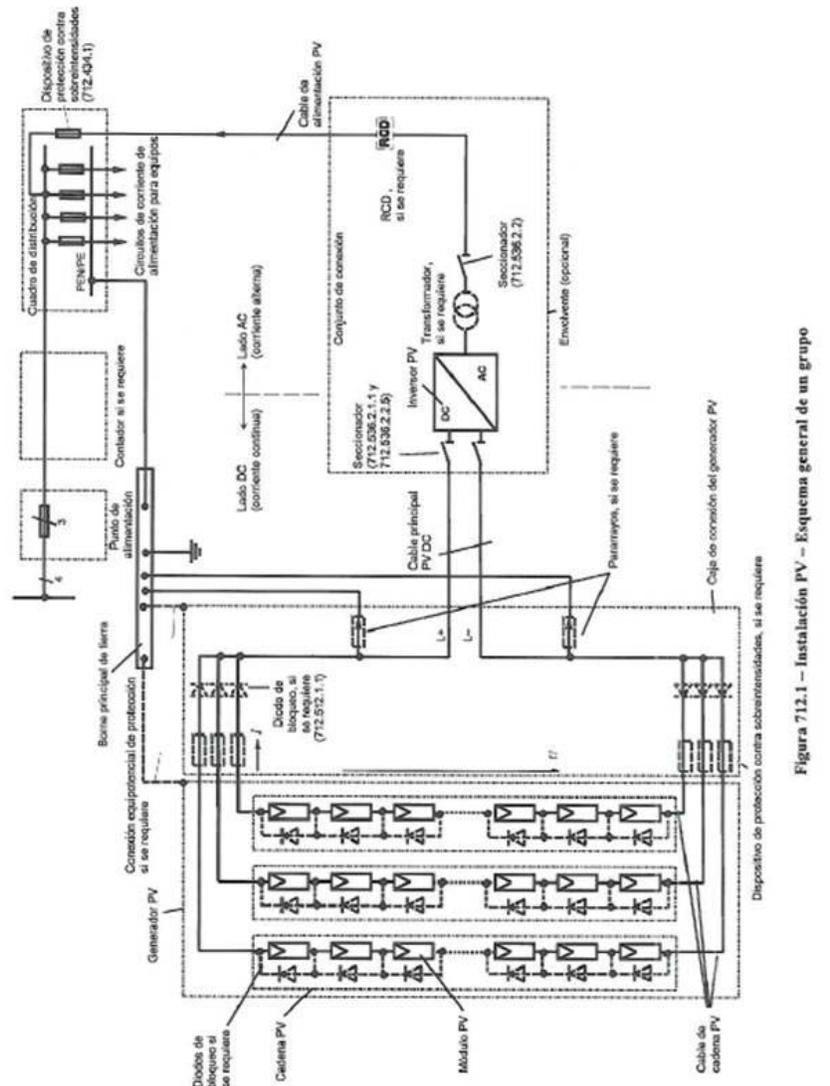


Figura 712.1 – Instalación PV – Esquema general de un grupo

**FIGURA 8.-** Diagrama eléctrico de un Sistema Solar Fotovoltaico interactivo.

- g) Garantía por escrito al usuario final de los componentes del sistema, de acuerdo a la NOM 024-SCFI y a lo siguiente:

**Panel fotovoltaico:** 10 años con al menos 90 % de la potencia máxima de salida y a los 20 años con al menos 80 % de la potencia máxima de salida.

**Inversor, controlador y/o acondicionador de energía (garantía):** 5 años.

**Estructura para módulos fotovoltaicos (vida útil):** de 20 años

**Instalación eléctrica (vida útil):** 20 años



**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD  
Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E  
INSTALACIONES DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS**

Fecha emisión: Junio 2012.

Página: 28 de 29.

Clasif: ESP-ANCE-02.

Fecha emisión: Junio 2012.

Edición: 2.

---

## **XI. EMISIÓN DE DICTAMENES.**

La información ingresada a ANCE será analizada para verificar que este a acuerdo a lo que se indica en la presente especificación, en caso de no cumplir con lo solicitado (información técnica y legal) se emitirá un comunicado al solicitante del servicio en el que se le indica las desviaciones encontradas. Por otra parte, de estar la información completa y concisa se emitirá un aviso de visita en campo para llevar a cabo una inspección en las instalaciones del solicitante con la finalidad de cuenta con la infraestructura indicada para dar servicio y garantía de los sistemas fotovoltaicos. Una vez que se lleve a cabo el análisis documental, de pruebas y de visita en sitio se podrá emitir el documento correspondiente. Dictamen de Cumplimiento, si se cumple satisfactoriamente con todo lo solicitado en el presente documento ó Dictamen Negativo en caso de que no se cumpla con alguno o algunos de los requisitos solicitado en el presente documento. Asimismo, de tener sistemas previamente instalados, estos serán verificados para ver el grado de cumplimiento con las especificaciones solicitadas y poder emitir el dictamen correspondiente.

El Dictamen de Cumplimiento tiene una vigencia de 1 año sin embargo el dictamen de cumplimiento podrá cancelarse por cualquiera de las siguientes causas:

- I.** Cuando el titular no proporcione en forma oportuna y completa a la ANCE la información o las muestras para el seguimiento, que le sean requeridas respecto a su dictamen;
- II.** Cuando los productos cubiertos dejen de cumplir con alguno de los requisitos de la presente especificación;
- III.** Cuando el titular impida u obstaculice las funciones de seguimiento, verificación o vigilancia;
- IV.** Cuando se dejen de cumplir las condiciones y requisitos bajo los cuales se otorgó el dictamen;
- V.** Cuando lo solicite su titular;
- VI.** Cuando su titular haya proporcionado información falsa; o

La cancelación conllevará la prohibición de que sus sistemas fotovoltaicos se ostenten como sistemas dictaminados así como la prohibición de utilizar cualquier tipo de información que sugiera que los sistemas en cuestión están dictaminados.



**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, DE SEGURIDAD  
Y FUNCIONAMIENTO DE PROYECTOS E  
INSTALACIONES DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS**

Fecha emisión: Junio 2012.  
Página: 29 de 29.  
Clasif: ESP-ANCE-02.  
Fecha emisión: Junio 2012.  
Edición: 2.

## **XII. VIGILANCIA**

La vigilancia del cumplimiento con las especificaciones, está a cargo de ANCE quien emite el Dictamen de cumplimiento, por lo cual el solicitante está obligado a recibir al menos una visita de verificación durante la vigencia de su dictamen, para lo cual debe de dar todas las facilidades para llevar a cabo la visita, la cual se programa de manera aleatoria en cualquier instalación hecha por el solicitante, por lo que se debe enviar al organismo un listado con numero de sistemas instalados, fecha, dirección completa, cuando le sea requerido por ANCE. De demostrar el cumplimiento, el dictamen podrá ser renovado con un año más de vigencia, caso contrario, el dictamen será cancelado, de acuerdo al numeral XI del presente documento.

## **XIII. REVISIÓN DE LAS ESPECIFICACIONES**

La presente especificación es susceptible de tener revisiones de acuerdo a los requerimientos tecnológicos, entrada en vigor de normas, actualización de referencias, etc. Para lo cual se avisará a los interesados al respecto de los cambios para adecuarse a ellos, otorgando un plazo para evidenciar el cumplimiento con la nueva especificación.

<b>IDENTIFICACIÓN DE CAMBIOS</b>	
<b>Incisos</b>	<b>Observaciones</b>
IV	Se agregan normas de referencia
V	Se cambia: Acondicionador de Potencia (AP) por Equipo de Conversión de Energía (ECE) acorde a la norma NMX-J-656/1-ANCE
Varios	Se modifican términos para aclarar o ser conforme a normas de referencia.
<b>OBSERVACIONES GENERALES</b>	Ninguna