



TÍTULO

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA
RED PARA UNA CASA HABITACIÓN EN LA CIUDAD DE
CÓRDOBA, VERACRUZ, MÉXICO

AUTOR

Ricardo Ezequiel Zamario Herrera

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2019

Tutor Jorge Aguilera Tejero

Curso Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica
(2013/2014)

© Ricardo Ezequiel Zamario Herrera

© De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía

Fecha
documento 2014



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 licenciadore (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.*



TÍTULO
DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA
RED PARA UNA CASA HABITACIÓN EN LA CIUDAD DE
CÓRDOBA, VERACRUZ, MÉXICO

AUTOR
RICARDO EZEQUIEL ZAMARIO HERRERA

TUTOR
JORGE AGUILERA TEJERO

MÁSTER
MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

CURSO ACADÉMICO
2013 – 2014



TRABAJO DE FIN DE MASTER

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED PARA UNA CASA HABITACIÓN EN LA CIUDAD DE CÓRDOBA, VERACRUZ, MÉXICO

AUTOR

RICARDO EZEQUIEL ZAMARIO HERRERA

TUTOR

JORGE AGUILERA TEJERO

RESUMEN

EL PRESENTE PROYECTO SE ENFOCA EN EL DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA CIUDAD DE CORDOBA, VERACRUZ, MÉXICO PARA ALIMENTACIÓN DE UNA CASA HABITACIÓN, APEGADO A LAS NORMATIVIDADES NACIONALES E INTERNACIONALES VIGENTES.

PALABRAS CLAVE

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, COMPONENTES, DIMENSIONADO, PROTECCIONES, HORAS SOLAR PICO, RECURSO SOLAR, IRRADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO, PRODUCCIÓN ENERGÉTICA, NORMATIVIDAD NACIONAL, NORMATIVIDAD INTERNACIONAL, MANTENIMIENTO Y ANALISIS ECONÓMICO.

VISTO BUENO DEL TUTOR

ÍNDICE GENERAL

| | Página |
|--|--------|
| 1. Introducción | 3 |
| 2. Objetivos | 4 |
| 3. Memoria Técnica del proyecto | 5 |
| 3.1 Ubicación de la Instalación | 5 |
| 3.2 Descripción del proyecto | 6 |
| 3.3 Componentes de la Instalación | 7 |
| 3.3.1 Módulos Fotovoltaicos | 7 |
| 3.3.2 Inversor | 8 |
| 3.3.3 Cableado | 9 |
| 3.3.3.1 Caja de Conexiones de Continua | 10 |
| 3.3.3.2 Conectores | 10 |
| 3.3.4 Protecciones | 11 |
| 3.3.5 Medidor Bidireccional (Wattorímetro) | 16 |
| 3.4 Dimensionado del proyecto | 17 |
| 3.4.1 Generador FV | 19 |
| 3.4.1.1 Distribución de los módulos FV en el sistema | 22 |
| 3.4.1.2 Horas solar pico (HSP) | 24 |
| 3.4.2 Inversor | 24 |
| 3.4.3 Cableado | 25 |
| 3.4.4 Protecciones | 31 |
| 3.5 Calculo de la estructura de soporte | 35 |
| 3.6 Principales Parámetros del Sistema | 36 |
| 3.6.1 Rendimiento global del sistema | 38 |
| 3.7 Planeación de las actividades del proyecto | 40 |
| 3.7.1 Diagrama de GANTT | 40 |
| 3.7.2 Diagrama PERT | 41 |
| 3.7.3 Planning | 42 |
| 3.7.4 Curva “S” | 42 |
| 4. Análisis económico del SFV | 43 |
| 5. Normatividad Española Aplicable a Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la Red | 47 |
| 6. Normativa Mexicana Aplicable a Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la Red | 48 |
| 7. Planos | 49 |
| 7.1 Recurso Solar Anual en la Instalación | 49 |
| 7.2 Diagrama Unifilar | 50 |
| 7.3 Diagrama de interconexión a la red | 51 |
| 8. Mantenimiento a las instalaciones | 53 |
| 9. Conclusiones | 57 |
| 10. Bibliografía | 58 |
| 11. Anexos | 60 |

1. INTRODUCCIÓN

Con las actuales reformas en materia energética, 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 así como daños a la salud entre otros. Es por esta razón que en México, recientemente, se han desarrollado diversas políticas, leyes, reglamentos y normatividades para fomentar un uso racional de recursos no renovables e incrementar la implementación de fuentes de energía que causen un menor impacto al medio ambiente, como las energías renovables. En el contexto de estas últimas, el uso de la energía solar fotovoltaica juega un papel importante a nivel mundial y en México, el recurso solar para su aprovechamiento es muy importante. Como bien sabemos, la energía solar es en la actualidad una de las técnicas más limpias de producción de energía. Los paneles solares constituyen uno de los métodos más simples que se pueden utilizar para convertir la energía del sol en energía eléctrica aprovechable, sin que ésta transformación sea una fuente de emisión de gases contaminantes. La implementación de tecnologías de energías renovables además de tener un sentido ecológico tiene sentido en el plano económico, es decir, algunos países europeos, Japón y los Estados Unidos de América (USA) entre otros, han establecido programas fotovoltaicos de gran escala dentro de su territorio, pero que contemplan la diseminación de la tecnología en todo el mundo, particularmente en países en vías de desarrollo como América Latina.

Hoy en día en México, la interconexión de sistemas FV con la red eléctrica convencional ha recibido creciente atención en la presente década; tanto en la forma de cogeneradores distribuidos como de estaciones centralizadas del orden de los Megawatts. El interés hacia esta tecnología obedece principalmente a dos factores. Por un lado sus costos han declinado significativamente en los últimos años y su eficiencia se ha incrementado de manera importante y por otra parte, el reconocimiento de la necesidad de disminuir la dependencia energética de los combustibles fósiles y su potencial contaminación al medio ambiente. Diversos documentos de planeación energética, elaborados y apoyados por diferentes actores nacionales e internacionales, han resaltado el enorme potencial de México para el aprovechamiento del recurso solar para la generación de electricidad por medios fotovoltaicos.

La experiencia internacional demuestra que los sistemas FV requieren, de alguna forma, de la 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 en las áreas de regulación, capacitación y normalización.

2. OBJETIVOS

El presente proyecto de fin de Máster muestra un sistema fotovoltaico conectado a la red para el suministro de energía eléctrica a una casa habitación en la ciudad de Córdoba, Veracruz, México.

Este proyecto se apega a los estándares nacionales e internacionales de diseño, dimensionamiento y configuración aplicables a este tipo de instalaciones con la finalidad de desarrollar una metodología que permita obtener la solución más factible en aspectos de economía y seguridad de los operarios, clientes y las instalaciones mismas.

El sistema se localizará en la azotea de la casa habitación con una orientación e inclinación óptimas que permitan obtener la potencia máxima suministrada por el subsistema generador – inversor mediante un cuidadoso diseño que hace posible una adecuada integración arquitectónica del sistema fotovoltaico en dicha vivienda.



Figura 1: Fotografía de la casa habitación

3. MEMORIA TÉCNICA DEL PROYECTO

3.1 Ubicación de la Instalación

El sistema fotovoltaico proyectado se localizará en una casa habitación ubicada en la avenida Azucena esquina calle Dalia en la colonia Córdoba 2000 dentro de la parte Noroeste de la ciudad de Córdoba, Veracruz, México.

La vivienda comprende una superficie total de 105m² con una superficie construida de 89m² con orientación al Sur de la ciudad lo que favorece la instalación de los módulos FV al momento tomar en cuenta su orientación con respecto a la edificación.

Los módulos serán instalados en la azotea a través de estructuras fijas con una orientación en inclinaciones óptimas. Dicha azotea es de una sola pieza con una superficie cubierta total de 84m² lo que nos permitirá la instalación correcta de este sistema en la misma.

Es importante mencionar que la ubicación en coordenadas de georeferencia de la casa habitación es la siguiente:

- Latitud: 18°52' 45.21"N
- Longitud: 96°58'10.15"O

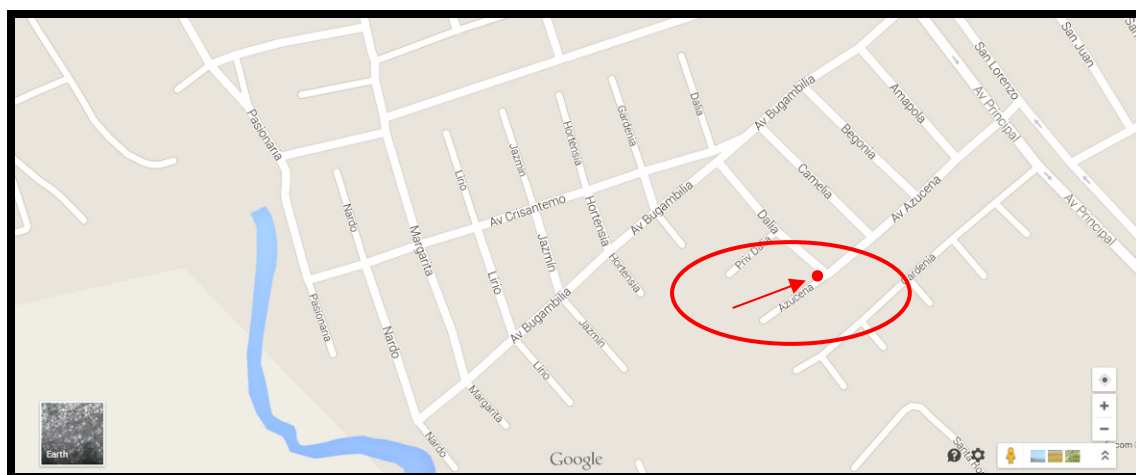


Figura 2: Ubicación geográfica del proyecto

3.2 Descripción del proyecto

La instalación fotovoltaica conectada a la red que se proyecta estará ubicada en la azotea de la vivienda con una superficie techada de 84m² tal y como se especificó en el apartado anterior.

Se ha considerado la utilización de módulos fotovoltaicos cuya finalidad de no sea solamente la generación de energía eléctrica, sino también la reducción de la incidencia de rayos solares sobre la misma con la finalidad de reducir el calor existente en la vivienda en los meses de primavera – verano y con ello reducir el consumo de energía eléctrica en esta temporada como consecuencia del uso de ventiladores y/o aires acondicionados que repercuten en el incremento de la facturación de la compañía eléctrica.

La configuración de los módulos fotovoltaicos utilizados en este proyecto se ha planeado sobre estructuras fijas de tal forma que su inclinación sea la óptima en función de su ubicación georeferenciada, es decir, de la latitud y longitud del lugar en el que se instalará el sistema.

Como se ha mencionado en el apartado anterior, la orientación de la casa habitación es con respecto al Sur, por lo que los módulos que componen al generador FV serán orientados en ese mismo tenor en forma paralela a la fachada de la vivienda.

En referencia al subsistema del inversor, se ha elegido un arreglo de inversor central ubicado en un gabinete especialmente fabricado para este fin conforme a las especificaciones vigentes y a los parámetros eléctricos del sistema en general.

En cuanto al cableado, tanto de corriente directa como de alterna, serán utilizados apegados a la normatividad aplicable y siempre de la sección adecuada utilizando, para su unión, conectores bajo especificaciones y de tipo plug MC4. Con respecto al cableado de continua que irá de los módulos FV al inversor, se concentrarán finalmente en una caja de conexión central de continua.

Las protecciones del sistema, asegurarán en todo momento, que las condiciones operación en continua y en alterna sean las óptimas, tanto para los usuarios como para las personas que posteriormente realicen el mantenimiento a los equipos y componentes del mismo, siempre apegadas a la normatividad vigente y a los requisitos de conexión exigidos por la empresa suministradora, en este caso la Comisión Federal de Electricidad (En adelante CFE)

Todos los componentes del sistema así como su configuración y arreglo, serán detallados en los siguientes apartados del presente proyecto.

3.3 Componentes de la Instalación

Antes de describir los componentes que integran nuestro sistema, es importante mencionar que dentro de la configuración eléctrica de los sistemas FV permitida por la CFE para su interconexión a la red se encuentran los sistemas flotantes y los aterrizados, sin embargo, se recomiendan los sistemas aterrizados por ser los normados por el Código Eléctrico Nacional de USA (NEC). Por lo tanto, en este proyecto se optó por un sistema aterrizado.

Para la implementación de este sistema, se aterrizará un polo del generador FV, así como las estructuras metálicas de los equipos. Con esto evitamos que se genere una diferencia de potencial entre el sistema eléctrico y la tierra física ya que al poner a tierra nuestro sistema, reducimos los riesgos de daño a los equipos por motivo de fallas, de voltajes inducidos por rayos y de interferencia electromagnética.

Ahora bien, sabemos que para llevar a cabo el diseño de un sistema FV interconectado a la red, es indispensable considerar tanto las metas en cuanto a la cantidad y distribución de la electricidad generada que nuestro sistema debe cumplir en referencia a la carga conectada (casa habitación), como las características particulares del sistema de distribución con el que se va a interconectar y la reglamentación que la empresa eléctrica (CFE) tiene con respecto a generadores independientes.

Por último debemos tener en consideración que en el diseño y dimensionamiento de nuestro sistema, la interconexión con la red debe ser segura en todo momento para los equipos y las personas en ambos lados de la interconexión, no debiendo causar perturbaciones significativas en las redes de distribución de la empresa eléctrica suministradora tal y como se contempla en la especificación CFE G0100-04.

3.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Para el dimensionamiento del generador FV de este proyecto se utilizaron módulos fotovoltaicos monocristalinos de la marca CANADIAN SOLAR modelo CS5P-260M (Ver Anexo I), los cuales serán colocados en la azotea de la casa habitación.

Dichos módulos tienen las siguientes características físicas:

- Está compuesto por 96 células (8 x 12),
- Tiene unas dimensiones de 1602 mm x 1061 x 40 mm (63.1 in x 41.8 in x 1.57 in),
- Un peso de 20.3 Kg (44.8 lb),
- Posee 4 diodos de bypass,
- Cada modulo está cubierto por un marco de aluminio anodizado
- Posee una cobertura frontal de cristal temperado de 3.2 mm,
- Las terminales de conexión son de tipo plug MC4,

En cuanto a parámetros eléctricos, a continuación se enlistan los valores en condiciones STC y NOCT:

| Condiciones de Medición | STC | NOCT |
|---|------------|-------------|
| Voltaje de Circuito abierto (Voc) | 60V | 55V |
| Voltaje en el Punto de Máxima Potencia (Vmpp) | 49.3V | 45V |
| Corriente de Corto Circuito (Isc) | 5.62A | 4.55A |
| Corriente en el Punto de Máxima Potencia (Impp) | 5.27A | 4.17A |
| Máxima Potencia (Pmax) | 260W | 188W |
| Eficiencia del Módulo | 15.30% | |

Los coeficientes de temperatura del módulo S60PC-240 son los siguientes:

| | |
|--|---------------|
| Isc (α) | + 0.060% / °C |
| Voc (β) | -0.35% / °C |
| Pmax (γ) | -0.45% / °C |
| Temperatura de Operación Normal de la Célula | 45+/- 2°C |

Cabe mencionar que la interconexión del sistema de generación FV con la red eléctrica será en todo momento segura para los equipos y las personas en ambos lados del punto de conexión, de conformidad a lo indicado en el capítulo 9 de la especificación CFE G0100-04. Así mismo se asegura que el SFCR no causará perturbaciones indeseables en la red de distribución.

3.3.2 Inversor

Para el dimensionamiento del inversor, debemos partir de la consideración de que el dimensionamiento de nuestro sistema estará basado en el esquema de inversor central, es decir, el arreglo modular estará conectado directamente a un inversor que transformará la corriente continua del generador FV en alterna para alimentar las cargas de la vivienda.

El inversor utilizado para este sistema fotovoltaico son de la marca Fronius del modelo IG20 (Ver Anexo II) con una potencia máxima de alterna de 2000 W, encargado de convertir la energía DC proveniente del generador FV, en energía en AC compatible con los requerimientos de la red del suministrador, en este caso CFE.

Dicho inversor tiene las siguientes características físicas:

- Posee carcasa exterior con un tipo de protección IP21 (IP45 Opcional)
- Dimensiones de 366mm x 344mm x 220mm (Indoor) ó 500mm x 435mm x 225mm (Outdoor)
- Posee un sistema de enfriamiento de aire forzado
- Tiene un rango de tensión de entrada que va de los 150V a los 500V
- Posee un transformador de alta frecuencia.
- Rendimiento de hasta el 94.3%

- Posee registro de datos (datalogger)
- Pantalla Gráfica LCD iluminada
- Peso de 9 Kg (Indoor) y 12 Kg (Outdoor)
- Posee un kit de conectores MC para su conexión tanto en el cableado del lado de continua como de alterna.
- Garantía de 5 años (opcional prolongarse a 10 años)

En cuanto a los parámetros eléctricos del equipo:

| | |
|--|-------------|
| Potencia del Generador (Wp) | 1800 a 2700 |
| Gama de tensión MPP (V) | 150 a 400 |
| Tensión Máxima de Entrada (V) | 500 |
| Corriente Máxima de Entrada (A) | 14.34 |
| Potencia Máxima CC (W) | 2170 |
| Potencia Máxima CA (W) | 2000 |
| Potencia Nominal CA (W) | 1800 |
| Rendimiento Máximo (%) | 94.3 |
| Distorsión Armónica No Lineal | < 3 |
| Tensión en la Red (V) | 196 a 253 |
| Frecuencia (Hz) | 48 a 52 |
| Consumo Propio (W) | 0.15 |
| Temperatura Ambiente para Operación (°C) | -20 a 50 |
| Factor de Potencia | 1 |

3.3.3 Cableado

Con respecto al cableado del sistema, tendremos tramos tanto de continua como de alterna que estarán apegados a la normatividad vigente y siempre del calibre adecuado con relación a la carga y la corriente conectada.

Dichos conductores serán seleccionados de acuerdo a las condiciones a las que va a ser sometidos, considerando la estabilidad mecánica, la estabilidad térmica, la degradación por radiación UV y la exposición a ambientes húmedos.

Los conductores de nuestro sistema FV siempre guardarán las siguientes características:

- La tensión del aislamiento no debe ser menor que 125 % de la tensión de circuito abierto del GFV en condiciones estándar de operación (STC).
- Para seleccionar la temperatura nominal del aislamiento de los conductores utilizados en este proyecto, consideramos un clima moderado en la ubicación de la vivienda, con temperaturas del arreglo FV pueden llegar hasta 60 °C.

La instalación eléctrica del proyecto se apegará al código de colores de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (Instalaciones Eléctricas (utilización), Artículo 690 - Sistemas Fotovoltaicos) donde especifica que el color del aislamiento de todos los conductores con potencial de tierra debe ser blanco o gris; los conductores para aterrizar

equipos deben ser desnudos, o con aislamiento color verde, o verde con franjas amarillas. En cuanto al color para el conductor no aterrizado (fases) no hay ningún requerimiento, sin embargo, la convención en sistemas de potencia es usar negro y rojo para los primeros dos conductores a energizar.

3.3.3.1 Caja de Conexiones de Continua

Para este proyecto, se utilizará una caja de conexiones central aprobada para el tipo de uso que se requiere, así mismo, dicha caja estará dividida para llevar a cabo la interconexión de cada módulo FV del SFCR.

Su conexión será de tal forma que se tenga un acceso fácil a las conexiones tanto para su operación como para el mantenimiento del sistema.

Así mismo se tendrá la precaución de conectar la caja de metal al sistema de tierras para evitar diferencia de potencial en ese punto y cumplir con la normatividad y especificaciones del suministrador para los sistemas FV aterrizados.

La caja de conexión guardará las siguientes características:

- Será del tipo NEMA 3 (Gabinete para uso exterior con grado de protección a efectos nocivos contra lluvia o polvo mediante el aire), con barreras de aislamiento entre polos para evitar cortocircuitos y se proveerá un medio de sujeción adicional a los tornillos de sujeción de las terminales de cada conductor para evitar corto circuito en cada punto de conexión.
- Los conductores de otros sistemas eléctricos no deben colocarse en la misma caja a menos que ésta esté dividida, o que en esa caja se lleve a cabo la interconexión de los sistemas.
- Invariablemente se conectará a la tierra general del sistema FV.
- En cuanto a las terminales utilizadas en la caja de conexiones, serán para utilización eléctrica, sin aislamiento y troqueladas tipo anillo. Además, se acoplarán utilizando pinzas para comprimir, sin embargo, como el clima de Córdoba, Veracruz es húmedo en los meses de Otoño, se van a comprimir y soldar dichas terminales conforme a la normatividad de CFE para evitar la aparición de par galvánico en esos puntos.

3.3.3.2 Conectores

Los conectores utilizados en nuestro sistema FV serán seleccionados con los mismos criterios de temperatura y capacidad de corriente que los conductores del sistema y cumplirán con las siguientes condiciones:

- Ser polarizados y no intercambiables con receptáculos de otros sistemas eléctricos en el inmueble.
- Proveer protección contra contacto accidental con partes vivas.
- Contar con mecanismo de seguro para evitar alguna desconexión accidental.
- Ser capaces de interrumpir la corriente del circuito sin riesgos para el operador.

Debemos recordar que como nuestro sistema es aterrizado, es decir, invariablemente el elemento a tierra debe ser el primero en hacer contacto y el último en romperlo, esto con la finalidad de mantener en todo momento aterrizado el sistema y evitar diferencias de potencial.

En cuanto a la unión de los conductores que van de los módulos FV a la caja de continua, de ésta al inversor y de este último a la carga conectada, se utilizarán conectores del tipo plug modelo MC4. Dichos conectores servirán además como medios de desconexión del arreglo en caso de ser necesario ya sea por mantenimiento o posible seccionamiento de alguna falla.

Ahora bien, por la sencillez del sistema FV de este proyecto, los ductos que contendrán el cableado tanto de continua como de alterna serán de PVC, el cual permite un aislamiento adicional sencillo pero eficaz ante posibles contactos eléctricos de los usuarios o personal de mantenimiento, así como una protección frente a condiciones meteorológicas adversas como lluvia excesiva o sol extremos que pudieran ocasionar agrietamiento y/o corto circuito en el aislamiento.

3.3.4 Protecciones

Las protecciones utilizadas en este sistema son las especificadas por la compañía suministradora como mínimas necesarias para permitir una interconexión segura con el sistema eléctrico nacional conforme a la normatividad CFE G0100-04 y a la norma oficial mexicana NOM 001 SEDE 2005.

Desde el punto de vista de operación de la propia protección se clasifican en:

➤ Protecciones al sistema de DC

a) Subsistema del Generador FV

- Diodos de paso

Estas protecciones están contenidas en los módulos FV, y se utilizan para la disipación de energía causada por el sombreado parcial o total de uno o varios de ellos. El sombreado puede ocurrir por obstrucción parcial de la radiación incidente en el arreglo FV o por defectos de fabricación de las celdas.

La utilización de diodos de paso se considera indispensable en este sistema para evitar daños mayores a los módulos y reducir considerablemente las pérdidas de potencia por concepto de sombreado ya que por la ubicación de la casa habitación hay postería propia del suministrador (CFE) cercana a la azotea de la vivienda.

Cabe mencionar que en los módulos utilizados en este sistema FV, el fabricante los adiciona de manera común.

- Diodos de Bloqueo

Un diodo de bloqueo es un dispositivo que controla el flujo de corriente dentro de un sistema fotovoltaico.

Un diodo de bloqueo es vital para mantener el aislamiento de los suministradores de corriente bajo situaciones normales de operación, así como en las fallas de circuitos eléctricos de emergencia.

Su función principal es:

1. Proteger a los módulos contra corriente inversa en caso de falla a tierra en el generador FV (Para sistemas conectados a la red) ó evitar que las corrientes eléctricas inversas fluyan desde un banco de baterías específico a través de paneles solares. Un diodo de bloqueo por lo regular se hace necesario únicamente cuando alguien no usa un controlador de carga (Para sistemas autónomos).
2. Proteger módulos fotovoltaicos de picos de voltaje que se forman debido al magnetismo permanente que algunos dispositivos producen.
3. Proteger el cableado de CD contra sobrecorriente

NOTA: La tensión de interrupción de estos diodos debe ser, como mínimo, igual al doble de la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico.

- b) Protecciones en tramo de continua (Generador – Caja de Continua – Lado DC del Inversor)

Estas protecciones garantizan prolongar la vida útil de nuestro generador fotovoltaico a través de las siguientes protecciones de nuestro sistema:

1. Fusible en circuito en serie.

Son una protección de respaldo contra fallas a tierra en caso de que algún diodo de bloqueo esté en corto. Siempre es conveniente instalar fusibles en cada rama sin importar el número de ellas en paralelo.

2. Descargadores de sobretensión

Como todo sistema FV, el nuestro no está exento de sobretensiones en la instalación FV debido a fallas internas de sistema como son fallas en componentes, errores de operación y transitorios por conmutación o causas externas como descargas atmosféricas, transitorios en la red y en la carga local, etc.

Ahora bien, para lograr una protección adecuada en este segmento, hemos implementado las medidas de protección que se establecen en la norma IEC 61173, IEC 61643-1 y EN 61643-11

Estas protecciones son diseñadas para dar confiabilidad a las barras de unión positivas y negativas de las instalaciones fotovoltaicas. Se recomienda su instalación en los límites de LPZ 0 A(B) -1 y superior en zonas de protección contra rayos, acorde a las normas IEC 1312-1 e IEC 62305. Los diferentes sectores del varistor conectados entre bornas L+,L- y

PE están provistos de desconectores internos que se activan cuando se averían los varistores (por sobrecalentamiento).

La indicación de avería de los desconectores es, por un lado mecánica y, por otro lado, por contacto de señalización a distancia libre de potencial.

3. Interruptores de Corriente Continua

En la parte de continua de nuestro sistema, se contará con medios para sacar de operación el generador FV, ya sea para realizar labores de mantenimiento o como protección contra fallas en alguno de sus componentes.

Debido a que nuestro sistema tiene una potencia superior a 2 kWp, en base a especificaciones de CFE, es recomendable contar con medios de desconexión para seccionar el arreglo en segmentos cuyo tensión de circuito abierto sea menor que 200 V c.d. y su corriente de cortocircuito no exceda 20 A.

Cada equipo contará con medios de desconexión para aislarlo de los demás equipos y de todas las fuentes de energía del sistema. Estos medios de desconexión serán interruptores que evitarán energizar la red de CFE en caso de licencias para mantenimiento. Los interruptores del sistema, serán localizados apropiadamente, con la calibración y capacidad de interruptora adecuadas, cumpliendo ampliamente con las funciones de desconexión y protección contra sobrecorriente y cortocircuito según la normativa vigente de la CFE.

Cabe mencionar que adicionalmente resultará conveniente que el subsistema de control nos pueda mandar la apertura de los interruptores de seccionamiento en caso de que sea detectada una falla en el arreglo FV.

Cabe destacar que aún cuando las protecciones son propiedad y responsabilidad del usuario, la CFE podrá verificar su funcionamiento cuando así lo considere apropiado, con el objeto de garantizar que el SFV no energice redes que CFE haya librado para mantenimiento.

➤ Protecciones al sistema de AC

La confiabilidad de nuestro sistema FV para operar de manera segura en paralelo con la red eléctrica de CFE dependerá en gran medida de las protecciones en la salida del inversor que tengamos y de la interfaz con la red que dimensionemos y configuremos.

Es por esto que el esquema de protecciones requerido para nuestro SFCR debe tener ciertas características particulares por el uso de un inversor y la capacidad propia del sistema.

Dentro de las protecciones necesarias para una interconexión segura para los equipos que conforman el SFV y la red eléctrica, así como para la protección de las personas que interactúan con el SFV y con la red de distribución a la cual se encuentra conectado tenemos las siguientes exigidas por la CFE:

a) Protecciones Contenidas en el Inversor

1. Protección contra operación en modo isla del inversor

Este sistema contará con protecciones que lo desconecten de la red en caso de pérdida de la red eléctrica, en un tiempo de 2 s, para evitar su operación en modo isla. Estas protecciones estarán autocontenidas en el inversor y se basarán en el método de detección de la tensión o de la frecuencia fuera de los límites especificados por la CFE.

2. Protección contra desviación de la frecuencia de la red

Si la frecuencia de la red está fuera del intervalo ($59,5 \text{ Hz} < f < 60,5 \text{ Hz}$) por un lapso de tiempo mayor a 0.16 s, esta protección debe desconectar nuestro sistema de la red eléctrica. Esta protección, al igual que la de desviación de tensión, reducirá la probabilidad de operación en modo isla y evitará daños a los equipos de la red y de sus usuarios; estará autocontenida en el inversor central.

3. Protección contra inyección de DC a la red

Para este fin, se utilizará un transformador de aislamiento (separación galvánica) para proveer protección contra inyección de DC en la red.

4. Protección contra reconexión con la red

Este sistema de protección, también autocontenido en el inversor, mandará la reconexión con la red hasta que la tensión y la frecuencia de esta última se haya restablecido a sus valores normales por un lapso no menor que un minuto.

b) Protecciones en tramo de alterna (Lado AC del Inversor – Carga Conectada)

1. Interruptores Termomagnético AC

Nuestro sistema FV contará con un medio de desconexión que permita su separación de la red en caso de falla o en caso de realizar labores de mantenimiento. Para este fin, se colocarán interruptores que evita la operación de nuestro sistema en modo isla, la cual implica riesgos al personal de la CFE. Por cuestiones de seguridad y flexibilidad en la operación del SFCR se deben emplearán dos interruptores de separación en la interfaz con la red (Uno antes u otro después de la carga conectada). Esta configuración del sistema, permitirá alimentar las cargas locales del inmueble cuando se tiene el SFVI fuera de servicio y permite también la separación completa de la red de distribución de la CFE.

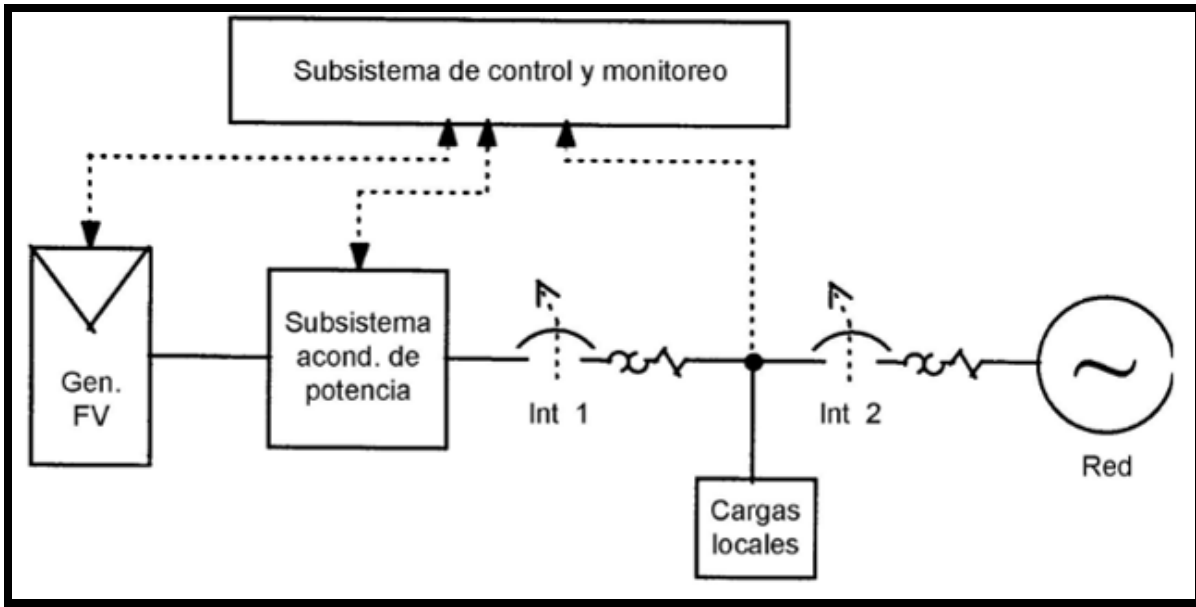


Figura 3: Conexión de interruptores Termomagnético AC

En la figura anterior se especifica como “Int 1” al interruptor de separación a la salida del inversor el cual será un interruptor termomagnético y permitirá la desconexión del SFV de la red y las cargas locales.

Mientras que el “Int 2”, se refiere al interruptor de separación a la salida del inversor, la CFE establecerá el uso de un interruptor de servicio para la acometida eléctrica en el inmueble. Este interruptor es propiedad del usuario y en todo momento estará accesible al personal de la CFE.

2. Interruptor automático diferencial

Nuestra instalación FV contará con un interruptor automático diferencial, también llamado disyuntor por corriente diferencial o residual, el cual es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas de corriente alterna, con el fin de proteger a las personas de las derivaciones causadas por faltas de aislamiento entre los conductores activos y tierra o masa de los aparatos.

En esencia, el interruptor diferencial consta de dos bobinas, colocadas en serie (una en cada extremo de la carga) con los conductores de alimentación de corriente y que producen campos magnéticos opuestos y un núcleo o armadura que mediante un dispositivo mecánico adecuado puede accionar unos contactos.

Es un dispositivo de protección es muy importante en toda instalación eléctrica, tanto doméstico, como industrial, que actúa conjuntamente con el conductor de protección de tierra, pues así desconectará el circuito en cuanto exista cualquier derivación. Si no existe la toma de tierra, o no está conectada en el enchufe, el diferencial se activará cuando ocurra tal derivación a través por ejemplo de una persona que toca sus partes metálicas, y está sobre un suelo conductor, recibiendo la persona entonces una descarga eléctrica, que será peligroso o incluso mortal si la corriente sobrepasa intensidades de alrededor de 30 mA. Los diferenciales que protegen hasta 30 miliamperios (mA) se denominan de alta sensibilidad.

3.3.5 Medidor Bidireccional

En base a la normatividad vigente de la CFE para conexión de sistemas FV a la red, especifica que para su medición, se deberá utilizar un medidor electrónico multifunción de 2.5 clase 20 Amperes o 30 clase 200 Amperes, según corresponda a la carga y tipo de medición del cliente, 3 fases, 4 hilos, 3 elementos, 120 volts, conexión estrella, base tipo "S", forma 9S o 16S. Además de lo anterior, deberá cumplir con los siguientes puntos:

1. Clase de exactitud de 0,2% de acuerdo a la Especificación CFE G0000-48.
2. Medición de kWh-kW y de kVARh inductivos y capacitivos.
3. Medición Bidireccional.
4. Con módem interno para comunicación remota a través de línea telefónica de velocidad mínima de 1200 bauds.
5. Con interface de puerto óptico tipo 2 en la parte frontal del medidor, para programar, interrogar y obtener todos los datos del medidor.
6. Programable para que cada fin de mes y estación realicen un restablecimiento de demanda, reteniendo en memoria las lecturas de tarifas horarias (congelamiento de lecturas), para su acceso tanto en pantalla, como mediante el software propietario.
7. Con memoria no volátil para almacenar los datos de programación, configuración y tarifas horarias.
8. Con pantalla que muestre tarifas horarias.
9. Programables para que proporcione valores de:
 - * Diferentes tarifas, 4 diferentes días, 4 diferentes horarios, 4 estaciones y cambio de horario de verano.
 - * Consumo de energía activa y reactiva, entregada y recibida, para cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones.
 - * Demanda rolada en intervalos de 15 minutos y subintervalos de 5 minutos, para la potencia entregada, en cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones.
 - * Valores totales por tarifa y total de totales.
10. Dispositivo para el restablecimiento de la demanda.
11. Compatible con computadora personal portátil.
12. Memoria masiva para almacenar un mínimo de 2 variables cada 5 minutos un mínimo de 35 días.
13. Reloj calendario programable en base a la frecuencia de la línea o al cristal de cuarzo.
14. Batería de respaldo para el reloj y la memoria masiva con vida útil mínima de 5 años y capacidad mínima para 30 días continuos o 365 días acumulables.
15. Capacidad para colocar el medidor en modo de prueba, ya sea por software o hardware indicando que está operando en este modo.
16. Pantalla para que mediante un dispositivo muestre en forma cíclica la información del modo normal, modo alterno y modo de prueba.

Es importante mencionar que cuando se instale el sistema FV y sea revisada la instalación por el departamento de planeación y de medición de CFE, se deberá acudir al departamento comercial a fin de generar la solicitud de contratación, realizar el contrato correspondiente de cogeneración y efectuar el pago del cambio del equipo de medición a uno bidireccional (Ver Anexo III)

3.4 Dimensionado del Proyecto

Como se hizo mención en el apartado anterior, el diseño de nuestro sistema FV está basado principalmente en los requerimientos especificados en la normatividad del suministrador para la interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 Kw (CFE G0100-04), sin embargo, en cuanto al dimensionamiento del sistema, no existe actualmente una normatividad mexicana vigente por lo que para nuestro proyecto, se han combinado los criterios manejados por las siguientes entidades:

- Instituto de Investigaciones Eléctricas (México)
- Código Técnico de la Edificación, sección HE5: Producción de electricidad con energía solar fotovoltaica y norma AENOR EA 0038 (España)
- IEC 61727-2004 e IEC 61836-1997 (Internacionales)

Estos criterios se han planteado de tal manera que optimicen tanto el diseño del sistema FV como la generación eléctrica del mismo en base a la ubicación geográfica y especificaciones de los componentes utilizados.

Antes de iniciar con el dimensionamiento del sistema FV, considero apropiado la determinación de los siguientes puntos que nos ayudaran en cálculos futuros:

- Determinación de las cargas DC y AC que se van a alimentar.

En este proyecto no se alimentarán cargas DC, es decir, todas las cargas serán AC por lo que para hacer más fácil este paso, tomamos simplemente del aviso recibo de energía eléctrica proporcionada por el suministrador el dato de consumo (kWh) facturado por bimestre.

En la parte del reverso del aviso recibo, encontramos el detalle de operaciones (Historia de consumos) a dos años, por lo tanto, tomamos el consumo bimestral más alto en ese periodo y lo dividimos entre los días de facturación de ese mismo periodo

Para este caso, el bimestre más alto durante los últimos dos años tiene un consumo de 430kWh, sin embargo, aumentaremos este valor un 15% con la finalidad de tener una holgura en un posible consumo excedente futuro. Por lo tanto consideraremos un consumo bimestral de 495kWh y si este lo dividimos entre los 58 días de facturación, tenemos un consumo promedio diario de 8.53kWh.

- Determinación de la irradiación promedio.

Como ya se comentó en párrafos anteriores, el sistema FV está emplazado en la ciudad de Córdoba, Veracruz, México donde se cuenta con una irradiación promedio de 3.7 kWh/m².

| Ciudad | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Min | Max | Med |
|----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Tuxpan | 3.1 | 3.8 | 4.4 | 4.8 | 4.7 | 4.4 | 4.7 | 5.5 | 4.4 | 4.1 | 3.4 | 3.1 | 3.1 | 5.5 | 4.2 |
| Córdoba | 3.1 | 3.3 | 3.6 | 3.8 | 4.1 | 4.4 | 4.6 | 4.5 | 4.1 | 3.5 | 3.1 | 2.8 | 2.8 | 4.6 | 3.7 |
| Orizaba | 3.3 | 3.5 | 3.9 | 4.2 | 4.9 | 4.4 | 4.5 | 4.6 | 4.3 | 3.6 | 3.3 | 3.1 | 3.1 | 4.9 | 4.0 |
| Jalapa | 3.2 | 3.5 | 3.8 | 4.3 | 4.6 | 4.4 | 4.9 | 5.0 | 4.4 | 3.7 | 3.3 | 3.0 | 3.0 | 5.0 | 4.2 |
| Veracruz | 3.7 | 4.5 | 4.9 | 5.1 | 5.1 | 4.8 | 4.7 | 5.1 | 4.6 | 4.8 | 4.1 | 3.6 | 3.6 | 5.1 | 4.6 |
| Mínima | 3.1 | 3.3 | 3.1 | 3.8 | 4.1 | 4.4 | 4.5 | 4.5 | 4.1 | 3.5 | 3.1 | 2.8 | 2.8 | 4.5 | 3.7 |
| Máximo | 5.4 | 6.3 | 6.6 | 7.5 | 8.3 | 8.6 | 7.0 | 6.6 | 6.7 | 6.0 | 5.7 | 5.6 | 5.4 | 8.6 | 6.7 |
| Promedio | 4.1 | 4.7 | 5.3 | 5.7 | 5.9 | 5.6 | 5.6 | 5.5 | 5.1 | 4.7 | 4.3 | 3.8 | 3.8 | 5.9 | 5.0 |

Tabla 1. Irradiación global medía de Córdoba, Veracruz, datos en kWh/m².

Fuente: Dirección de Promoción de la Cogeneración y Energías Renovables

- Determinación de la potencia requerida

Con base en lo anterior, obtuvimos la potencia obtenida requerida por el sistema para alimentar las cargas.

Nota: Debido a que los módulos de nuestro proyecto operan en condiciones diferentes a las nominales (STC), se considera un factor de corrección de 0.9 ya que las células que conforman los módulos son de silicio cristalino.

$$P_{requerida} = \frac{\text{Energía}(kWh / \text{día})}{(\text{Irradiación})(\text{Factor})}$$

$$P_{requerida} = \frac{8.53kWh / \text{día}}{(3.7kWh / m^2)(0.9)}$$

$$P_{requerida} = 2.562kWp$$

En resumen tenemos que:

| Irradiación (kWh/m ²) | Factor de Corrección | Consumo Promedio Diario (kWh) | Potencia requerida o Instalada (Wp) |
|-----------------------------------|----------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| 3.7 | 0.9 | 8.53 | 2562 |

Partiendo de lo anterior, a continuación se detalla el dimensionamiento de cada uno de los subsistemas del proyecto:

3.4.1 Generador FV

Antes de comenzar el dimensionamiento del generador FV, debemos tener en cuenta que en el punto 6.4 de la especificación CFE G0100-04 nos indica que la potencia pico (kWp) para uso residencial a instalar en nuestro sistema, debe ser de hasta 10kWp para sistemas monofásicos como es el caso de nuestro proyecto.

Con base en los requerimientos y normatividades del suministrador, para este tipo de proyectos, debemos llevar a cabo los siguientes pasos para un correcto diseño y dimensionamiento del generador FV:

1. Determinación del arreglo de módulos

Como primer punto, debemos determinar el número teórico aproximado máximo de módulos que se podrían instalar en la azotea de la vivienda de nuestro proyecto:

$$N = \text{Int} \left[\frac{P_{GFV}}{P_{MOD}} \right]$$

$$N = \text{Int} \left[\frac{2562W}{260W} \right]$$

$$N = 10$$

Ahora bien, determinaremos el número de módulos en serie y paralelo del arreglo tal y como se detalla a continuación:

➤ Módulos en Serie (Ns)

El número de módulos en serie ha de estar comprendido entre unos números máximo y mínimo.

$$V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ C)} = V_{MOD,OC,STC} - ((35^\circ C)(\beta V_{MOD,OC}))$$

$$V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ C)} = 60V - ((35^\circ C)(-0.35\% / ^\circ C))$$

$$V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ C)} = 72.25V$$

$$\max(N_s) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC(T=-10^\circ C)}} \right]$$

$$\max(N_s) = \text{Int} \left[\frac{500V}{72.25V} \right]$$

$$\max(N_s) = 6$$

$$V_{MOD,M(T_c=70^\circ C)} \approx V_{MOD,M,STC} + ((45^\circ C)(\beta V_{MOD,OC}))$$

$$V_{MOD,M(T_c=70^\circ C)} \approx 49.3V + ((45^\circ C)(-0.35V / ^\circ C))$$

$$V_{MOD,M(T_c=70^\circ C)} \approx 33.55V$$

$$\min(N_s) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M(T=70^\circ C)}} \right] + 1$$

$$\min(N_s) = \text{Int} \left[\frac{150V}{33.55V} \right] + 1$$

$$\min(N_s) = 5$$

De lo anterior se toma el menor valor para que represente un menor costo de inversión, por lo tanto el arreglo contendrá 5 módulos en serie.

➤ Módulos en paralelo (N_p)

$$N_p = \text{Int} \left[\frac{N}{N_s} \right]$$

$$N_p = \text{Int} \left[\frac{10}{5} \right]$$

$$N_p = 2$$

Ahora simplemente debemos verificar que el número de módulos en paralelo están asociados de tal manera que no sobrepase la intensidad máxima a la entrada del inversor y esto se determina con la siguiente fórmula:

$$(N_p)(I_{MOD,SC,STC}) \leq I_{INV,M,DC}$$

$$(2)(5.62A) \leq 14.34A$$

$$11.24A \leq 14.34A$$

En cuanto a la tensión, también podemos verificar que el número de módulos en serie estén asociados de tal manera que no sobrepase la tensión de entrada del inversor:

$$(N_s)(V_{MOD,OC,STC}) \leq V_{INV,M,DC}$$

$$(5)(60V) \leq 500V$$

$$300V \leq 500V$$

Con estos dos últimos puntos corroboramos que nuestro generador FV está correctamente dimensionado en base al inversor seleccionado previamente.

3.4.1.1 Distribución de los módulos FV en el sistema

Como podemos apreciar, el dimensionamiento técnico del generador FV ya está listo, sin embargo hay varios aspectos que debemos tomar en cuenta en cuanto a la instalación física de los módulos en la azotea de la vivienda tales como:

- Ubicación del sol en la bóveda celeste durante el año (Ver Anexo IV)
- Detalles arquitectónicos propios de la vivienda (m^2 disponibles para instalación) y
- La distancia mínima de separación entre filas de módulos a instalar para evitar sombreado entre los mismos.

Con lo anterior es importante calcular lo siguiente:

1. Distancia entre filas de módulos

Si partimos de que la vivienda donde se colocarán los módulos dentro de nuestro sistema FV tiene una latitud de $18^{\circ}52' 45.21''N$, debemos primero calcular β , la cual se calcula (para nuestro sistema FV) al mediodía solar cuya altura sea mínima; es decir para el 21 de diciembre, por lo que tenemos:

$$\beta = (90^{\circ} - \text{Latitud}) - 23.45^{\circ}$$

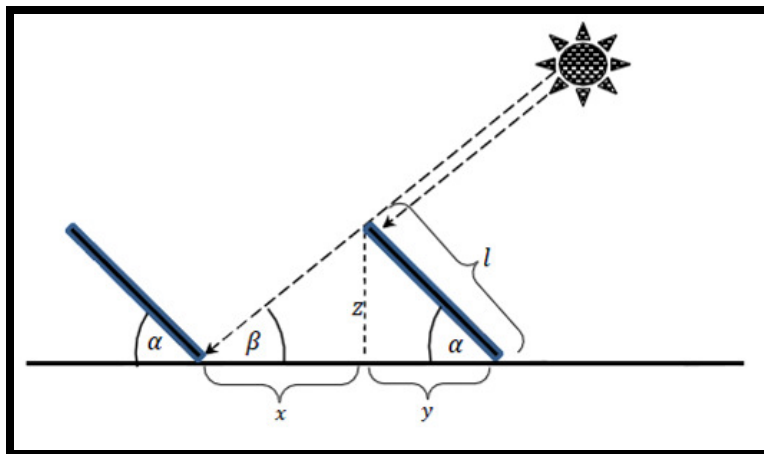


Figura 4: Distancia entre filas de módulos en serie

Si sabemos que “D” es la distancia entre parte inferior de dos filas de módulos FV consecutivos por lo tanto debemos calcular:

$$y = l * \text{Cos}\alpha$$

$$z = l * \text{Sen}\alpha$$

$$x = \frac{z}{\tan \beta}$$

$$D = x + y$$

$$\beta = (90^\circ - \text{Latitud}) - 23.45^\circ$$

$$\beta = (90^\circ - (\approx 19^\circ)) - 23.45^\circ$$

$$\beta \approx 47.55^\circ$$

Como el cálculo se lleva a cabo al mediodía solar, los rayos inciden de forma perpendicular sobre el módulo, por lo tanto, los ángulos y son ángulos complementarios son:

$$\alpha = 90^\circ - \beta$$

$$\alpha = 90^\circ - 47.55^\circ$$

$$\alpha = 42.45^\circ$$

Dado que las medidas del módulo es de 1602 mm x 1061 mm, el valor de que es ancho del módulo es de 1.061m, $\beta = 47.55^\circ$ y $\alpha = 42.45^\circ$, tenemos:

$$y = l * \text{Cos}\alpha$$

$$y = (1.061m)(\text{Cos}42.45^\circ)$$

$$y = 0.7829m$$

$$z = l * \text{Sen}\alpha$$

$$z = (1.061m)(\text{Sen}42.45^\circ)$$

$$z = 0.7161m$$

$$x = \frac{z}{\tan \beta}$$

$$x = \frac{0.7161m}{\tan(47.55^\circ)}$$

$$x = 0.6550m$$

$$D = x + y$$

$$D = 0.6550m + 0.7829m$$

$$D = 1.4379m \approx 1.5m$$

Por lo tanto, la distancia que debe existir de separación entre la parte inferior de dos filas de módulos FV para que no provoquen sombra unos sobre otros es de 1.5m

3.4.1.2 Hora Solar Pico (HSP)

A continuación se efectúa el cálculo de la HSP de la ciudad de Córdoba donde se colocará nuestro sistema FV con la finalidad de determinar el porcentaje de horas pico solar que se aprovecharán con relación a la radiación solar incidente en nuestro generador. Para calcular este valor hay que dividir la radiación total incidente sobre el módulo (kWh/m²) anual en el lugar de emplazamiento de nuestro sistema FV entre 1kW/m², que es la radiación estándar para el cual el módulo suministra su máxima potencia.

| Mes | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Anual |
|--------------------|------|------|-------|-----|-------|-----|-------|-------|-----|-------|-----|------|--------|
| kWh/m ² | 3.1 | 3.3 | 3.6 | 3.8 | 4.1 | 4.4 | 4.6 | 4.5 | 4.1 | 3.5 | 3.1 | 2.8 | |
| Días | 31 | 28 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | 365 |
| Mensual | 96.1 | 92.4 | 111.6 | 114 | 127.1 | 132 | 142.6 | 139.5 | 123 | 108.5 | 93 | 86.8 | 1366.6 |

Tabla 2. Radiación total incidente en un año sobre los módulos fotovoltaicos.

Fuente: Elaboración propia

$$HSP = \frac{G_{dm}(19^\circ) kWh / m^2 * año}{1kw / m^2}$$

$$HSP = \frac{1366.6}{1} = 1366.6$$

Como sabemos, al año se tiene 8760 horas, si tomamos únicamente las 12 horas de sol, tendremos 4380 horas de sol al año, esto significa que la HSP de la ciudad de Córdoba donde se colocará nuestro sistema FV es del 31.2% de la radiación solar incidente.

3.4.2 Inversor

Sabiendo la potencia requerida del sistema FV, es decir, la demanda de las cargas a conectar en nuestro sistema, podemos fácilmente dimensionar y seleccionar el inversor a utilizar.

Partiendo de suponer que manejamos un factor de seguridad de 0.85 en el subsistema del inversor, tenemos que:

$$P_{INV,DC,Li} = (Fs)(P_{GFV,M,STC})$$

$$P_{INV,DC,Li} = (0.85)(2.562kW)$$

$$P_{INV,DC,Li} = 2.178kWp$$

De lo anterior, tenemos que el inversor de la marca FRONIUS modelo IG20 es el más apropiado en cuanto a potencia se refiere, ya que se adapta a los requerimientos de demanda que tendrá nuestro sistema teniendo un rango de los 1800Wp a los 2700Wp (Ver Anexo II).

3.4.3 Cableado

Antes de empezar con este apartado del dimensionamiento de los conductores, es importante recordar que un correcto dimensionamiento de estos en un sistema eléctrico evita el calentamiento excesivo, daños al cableado, riesgos de arcos y cortocircuitos, y consecuentemente incendios. Así mismo, prolonga la vida útil de las instalaciones.

Es por esto que a la hora de dimensionar la sección de los conductores de los cables a utilizar tuvimos en cuenta dos criterios a respetar, imponiéndose el más restrictivo de ellos:

1. La máxima intensidad admisible por el cable
2. La máxima caída de tensión permisible en el cable

➤ Tramo de los módulos FV a la Caja de Continua

1. Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

De acuerdo con el estándar internacional IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo. En este caso:

$$\begin{aligned} &= (1,25)(I_{MOD,SC,STC}) \\ &= (1,25)(5.62A) \\ &= 7.025A \end{aligned}$$

De acuerdo con la tabla siguiente de la norma AENOR EA 0038 (Ver anexo V) y en base a que los cables en esta parte de la instalación están sobre la superficie, el cable con sección 1,5 mm² admite 29 A por lo que se considera correcto para este criterio.

2. Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable

La caída de tensión en este tramo de conductor se supondrá de un 1,5% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico (Valor máximo o más desfavorable recomendada por el IDAE).

Si sabemos que todas las ramas (Conductor del Modulo a la Caja de Continua) son de la misma longitud y que $L_{rama} = 20$ m y consideramos un conductor, para este tramo del sistema, de cobre cuya conductividad es de $56 \text{ m} \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$, tenemos que:

$$\begin{aligned} S_{\min,rama} &= \left[\frac{(2)(L_{rama})(I_{MOD,M,STC})}{(\Delta V_{rama})(N_s)(V_{MOD,M,STC})(\sigma)} \right] \\ S_{\min,rama} &= \left[\frac{(2)(20m)(5.27A)}{(0.015)(5)(49.3V)(56m \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2})} \right] \\ S_{\min,rama} &= 1.02 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta los dos criterios, ambos coinciden en que se debe utilizar el cable de sección 1.5 mm^2 , sin embargo, debemos de tener presente que, al ser una sección frágil y propensa a la ruptura en la manipulación, se ha generalizado el empleo de una sección de 4 mm^2 como mínima, por lo tanto, **como dimensionado del cable en el tramo de continua de los módulos a la caja de continua en cubierta, cuya longitud simple máxima de cable es de 20m, se adopta una sección de 4 mm^2 (12 AWG) ya que la norma AENOR EA0038 2008 señala que la sección del cable en esta parte del sistema debe ser entre 2.3 mm^2 y 35 mm^2 .**

De lo anterior, el cable a utilizar será un conductor de $1 \times 4 \text{ mm}^2$ de sección (Para cada tramo de continua del módulo FV a la caja de continua) denominado en el mercado como RZ1-K 0.6/1Kv (Ver Anexo VI). Así mismo, debemos de tener en cuenta que se adopto la sección de 4 mm^2 debido a que los módulos utilizados para este proyecto (CS5P-260M Canadian Solar) tienen integrado ya el cable de esa misma sección (Ver Anexo I).

➤ Tramo de la Caja de Continua al Inversor

Para el cálculo del calibre de este conductor debemos tener en cuenta que deberá soportar la carga de dos ramas de cinco módulos FV cada una y tiene 7m de longitud, por lo tanto:

1. *Criterio de máxima intensidad admisible por el cable*

De acuerdo con el estándar internacional IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo. En este caso debemos considerar el arreglo del sistema FV, es decir, que el $N_p = 2$.

$$\begin{aligned} &= (1,25)(N_p)(I_{MOD,SC,STC}) \\ &= (1,25)(2)(5.62A) \\ &= 14.05A \end{aligned}$$

De acuerdo con la tabla siguiente de la norma AENOR EA 0038 (Ver anexo V) y en base a que los cables en esta parte de la instalación están sobre la superficie, el cable con sección $1,5 \text{ mm}^2$ admite 29 A por lo que se considera correcto para este criterio.

2. *Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable*

La caída de tensión en este tramo de conductor se supondrá de un 1,5% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico (Valor máximo o más desfavorable recomendada por el IDAE).

Si sabemos que la línea (Conductor de la Caja de Continua al Inversor) tiene una longitud $L_{princ} = 7 \text{ m}$ y consideramos un conductor, para este tramo del sistema, de cobre cuya conductividad es de $56 \text{ m} \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$, tenemos que:

$$S_{\min, princ} = \left[\frac{(2)(L_{princ})(N_p)(I_{MOD,M,STC})}{(\Delta V_{rama})(N_s)(V_{MOD,M,STC})(\sigma)} \right]$$

$$S_{\min, princ} = \left[\frac{(2)(7m)(2)(5.27A)}{(0.015)(5)(49.3V)(56m * \Omega^{-1} * mm^{-2})} \right]$$

$$S_{\min, princ} = 0.71mm^2$$

Teniendo en cuenta los dos criterios, ambos coinciden en que se debe utilizar el cable de sección 1.5 mm^2 , sin embargo, la especificación AENOR EA 0038, en su sección 4.4.1, impone una sección mínima de conductor de 16mm^2 para el cable que une la caja de conexión continua DC con el inversor. ***Por lo tanto, se dimensiona el cable que se utiliza en el tramo desde la caja continua al inversor, es decir el cable principal de continua, con una sección de 16mm^2 con armadura para dar una protección extra.***

De lo anterior, el cable a utilizar será un conductor de $2 \times 16\text{mm}^2$ de sección denominado en el mercado como RZ1-K 0.6/1Kv (Ver Anexo VI).

➤ Tramo de alterna (Inversor – Carga)

Para este tramo de conductor, se consideró que la parte de alterna que va del inversor (lado AC) a la carga conectada en la casa habitación es alimentada por un cable de 15m de longitud, el cual se halla enterrado.

1. *Criterio de máxima intensidad admisible por el cable*

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor. Como el inversor es monofásico tenemos que:

$$I_{INV,AC} = \frac{P_{INV,AC}}{V_{INV,AC}}$$

$$I_{INV,AC} = \frac{1800W}{(230V)} = 7.83A$$

∴

$$(1.25)(7.83A) = 9.80A$$

En base al valor de corriente determinado anteriormente y a la tabla siguiente, podemos determinar la sección de conductor más adecuada:

| Sección (mm ²) | Intensidad admisible (A) |
|----------------------------|--------------------------|
| 6 | 66 |
| 10 | 88 |
| 16 | 115 |
| 25 | 150 |
| 35 | 180 |
| 50 | 215 |
| 70 | 260 |
| 95 | 310 |
| 120 | 355 |

Tabla 3. Máxima intensidad admisible de cables tripolares enterrados en función de la sección del conductor de cobre para una temperatura del terreno de 25°C y una profundidad de los cables de 0.7m

Fuente: RBT ITC-BT-07

Para este caso, la sección adecuada es de 6 mm², sin embargo, se deben tomar en cuenta dos consideraciones importantes antes de dar por hecho que esa sección es la adecuada:

- La sección es considerada a una temperatura del terreno de 25°C y puesto que en la ciudad del Córdoba la temperatura del suelo oscila entre los 18°C (Invierno) y 40°C (Primavera), tomaremos este último valor más desfavorable para selección el factor de corrección con la tabla siguiente.

| Temperatura de servicio θ_s (°C) | Temperatura del terreno θ_v en °C | | | | | | | | |
|---|--|------|------|----|------|------|------|------|------|
| | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 |
| 90 | 1,11 | 1,07 | 1,04 | 1 | 0,96 | 0,92 | 0,88 | 0,83 | 0,78 |
| 70 | 1,15 | 1,11 | 1,05 | 1 | 0,94 | 0,88 | 0,82 | 0,75 | 0,67 |

Tabla 4. Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinto de 25 °C

Fuente: RBT ITC-BT-07

- La sección es considerada cuando los conductores son enterrados a 0.7m y puesto que los conductores únicamente han sido enterrados 0.4m, se selecciona el factor de corrección con la tabla siguiente.

| Profundidad de instalación (m) | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,80 | 0,90 | 1,00 | 1,20 |
|--------------------------------|------|------|------|-----|------|------|------|------|
| Factor de corrección | 1,03 | 1,02 | 1,01 | 1 | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 0,95 |

Tabla 5. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación

Fuente: RBT ITC-BT-07

Por lo tanto, la corriente

$$I_z = (66A)(F_{c_{T=40^{\circ}C}})(F_c = 0.4m)$$

$$I_z = (66A)(0.82)(1.03)$$

$$I_z = 55.74$$

∴

$$55.74 > 1.25(I_{INV,AC})$$

$$55.74A > 9.80A$$

En resumen, podemos apreciar que en condiciones normales de operación de los conductores a emplear, SI es adecuada la sección de 6mm² para nuestro sistema FV.

2. Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable

Debido a que no se proporciona el valor del coseno, asumimos que es igual con 1, por lo tanto:

$$S_{m,AC} = \left[\frac{2(L_{AC})(I_{INV,AC})(\text{Cos}\theta)}{(\Delta V_{AC})(V_{INV,AC})(\sigma)} \right]$$

$$S_{m,AC} = \left[\frac{(2)(15m)(2.6A)(1)}{(0.015)(230V)(56)} \right]$$

$$S_{m,AC} = 0.40\text{mm}^2$$

Ahora bien, teniendo en cuenta los dos criterios para el dimensionado del cable de alterna, el cual se encuentra enterrado, será un cable tripolar (fase, neutro y tierra física).

De lo anterior, el cable a utilizar será un conductor de 3x6mm² de sección denominado en el mercado como RZ1-K 0.6/1Kv (Ver Anexo VI).

➤ Conductor de puesta a tierra

En la instalación de un sistema de tierras para un sistema FV es conveniente proveer una barra de tierra que sirva como referencia a tierra tanto al sistema de CD como a todos los equipos que se conectan a tierra. La localización más conveniente para esta barra de tierra en sistemas aterrizados es la caja de conexión principal del generador FV.

El (los) electrodo(s) de tierra se han conectado sólidamente a esta barra con un conductor cuyo calibre sea por lo menos el calibre del conductor de tierra del SFVI.

Adicionalmente, se ha provisto de barras de tierra auxiliares para los equipos que se encuentren a una distancia considerable de la barra principal de tierra. Esto nos permite establecer una referencia a tierra auxiliar para equipos que se encuentren agrupados en una misma área física. Para interconectar la(s) barra(s) de tierra auxiliar(es) con la barra de

tierra principal hemos utilizado un conductor con las mismas características que el utilizado para conectar la barra principal de tierra con el(los) electrodo(s) de tierra.

Para esta conexión a tierra se han seguido los siguientes lineamientos en base al punto 9.4 Condiciones de Puesta a Tierra de la especificación CFE G0100-04:

- Los “conduits” y estructuras metálicas del sistema se deben mantener a una distancia mayor o igual que 1,83 m del conductor de tierras del sistema interceptor de rayos, de lo contrario deben ser sólidamente conectados a este conductor en la zona en la que la separación es menor que 1,83 m.
- Los conductores de tierra de equipos no deben correr paralelamente o cerca de conductores de corriente para minimizar el acoplamiento de sobretensiones al sistema.
- Los conductores de tierra de los equipos deben ser lo más cortos posible, y se deben conectar directamente al electrodo de tierra más cercano o al bus de tierra.
- Se deben conectar a tierra todas las partes metálicas que no están designadas para conducir corriente eléctrica, como son marcos de MFV, gabinetes metálicos y estructuras metálicas en general. La puesta a tierra de equipos es una medida de protección a las personas, mantiene todas las partes metálicas que normalmente no están energizadas al potencial de tierra, aún en caso de que entren accidentalmente en contacto con algún circuito energizado. Con ello se evitan descargas eléctricas a las personas que puedan tener contacto con dichas partes.
- El conductor de tierra de los equipos es el que conecta las partes metálicas con la barra de tierras o con el electrodo de tierras.
- La conexión a tierra de los equipos no se debe interrumpir al remover cualquier módulo del arreglo FV.
- Si el sistema de DC está aterrizado se debe utilizar el mismo electrodo de tierra para equipos y para el sistema de DC del GFV. Dos o más electrodos unidos de manera efectiva se consideran como un sólo electrodo para este propósito.

Ahora bien, ya hemos visto los puntos importante a considerar en la conexión de la puesta a tierra del sistema FV, sin embargo, en cuanto al dimensionamiento de los conductores, tenemos que en base al capítulo 2 sección 4.2 “Alambrado y Protecciones” en su artículo 200: “Uso e identificación de los conductores puestos a tierra” de la norma NOM 001 SEDE 2005, tenemos que el calibre de conductor para este fin debe ser:

- Para interconectar los sistemas de tierra, electrodos y barras de tierra deben ser al menos del mismo calibre que el conductor de puesta a tierra del SFVI.
- Para interconectar los equipos al sistema de tierra, deben ser por lo menos igual al del conductor de mayor calibre del equipo en cuestión.

NOTA: Según la NOM 001 SEDE 2005 Artículo 921-18 nos indica que “...Se considera aceptable un valor de resistencia para el sistema de tierra de 10 Ω ; en terrenos con alta resistividad este valor puede llegar a ser hasta de 25 Ω .”

3.4.4 Protecciones

➤ Lado de Corriente Continua.

a) Fusible en circuito en serie.

Es aconsejable insertar fusibles ya que la existencia de estos componentes en el diseño facilita las labores de mantenimiento. A continuación se presenta el cálculo realizado para estas protecciones:

Los fusibles a insertar en serie con cada rama han de poseer una intensidad nominal (I_{fusible}) tal que:

$$(1,5)(I_{MOD,SC,STC}) \leq I_n \leq (2)(I_{MOD,SC,STC})$$

$$(1,5)(5.62A) \leq I_n \leq (2)(5.62A)$$

$$8.43A \leq I_n \leq 11.24A$$

Como podemos ver, el valor conveniente de fusible a utilizar en este caso debe estar dentro del rango anterior. De hecho, en la hoja de especificaciones del módulo, el fabricante recomienda utilizar un fusible cuya capacidad sea máxima en serie sea de 10A, por lo que comprobamos este hecho con el cálculo anterior.

Para el caso de nuestro sistema, utilizaremos un fusible $I_n = 10A$ que es el que cumple con la desigualdad antes calculada y se apega a las intensidades nominales de fusibles normalizadas según el estándar EN 60269. Estos fusibles se ubican dentro de la caja de continua, en serie con cada cable de rama de módulos que es asociada en esta caja.

En específico, se empleará el fusible modelo 30F10PV (10A 1000VDC) de GAVE Solartec™ (Ver Anexo VII)

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 CEM, comprobándose como sigue:

$$1000V_{DC} > (1.1)(N_s)(V_{MOD,OC,SCT})$$

$$1000V_{DC} > (1.1)(5)(60V)$$

$$1000V_{DC} > 330V_{DC}$$

Cabe mencionar que los fusibles utilizados estarán operando desde un portafusible de la marca GAVE (Ver Anexo VII)

b) Descargadores de sobretensión

Para su adecuada elección determinamos la tensión nominal de las ramas (igual en ambas), que debe ser superior a la tensión de circuito abierto a -10°C . Además dado que disponemos de protección externa elegiremos un dispositivo de corriente nominal de descarga mayor de 20 kA.

$$\begin{aligned}V_n &= N_s * V_{oc(T=-10^{\circ}\text{C})} \\V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}\text{C})} &= V_{MOD,OC,STC} - ((35^{\circ}\text{C})(\beta V_{MOD,OC})) \\V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}\text{C})} &= 60\text{V} - ((35^{\circ}\text{C})(-0.35\% / ^{\circ}\text{C})) \\V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}\text{C})} &= 72.25\text{V}\end{aligned}$$

$$V_n = (5)(72.25\text{V})(1.14)$$

$$V_n = 411.83\text{V}$$

Para el caso de nuestro proyecto podemos seleccionar algún protector contra sobretensiones de la clase 2, por ejemplo los de la marca Gave modelo PST25PV (Ver Anexo VIII) los cuales son muy utilizados en este tipo de instalaciones.

c) Interruptores de Corriente Continua

A la salida de la caja de conexión es obligatoria la instalación de un interruptor principal en continua entre el generador fotovoltaico y el inversor de acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712. Este interruptor ha de ser capaz de soportar tanto la tensión del generador para una temperatura de célula igual a -10°C como 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

1.- Son capaces de soportar la tensión máxima que le puede llegar del generador fotovoltaico, cuando las células trabajan a -10°C y están a circuito abierto:

$$\begin{aligned}V_n &= N_s * V_{oc(T=-10^{\circ}\text{C})} \\V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}\text{C})} &= V_{MOD,OC,STC} - ((35^{\circ}\text{C})(\beta V_{MOD,OC})) \\V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}\text{C})} &= 60\text{V} - ((35^{\circ}\text{C})(-0.35\% / ^{\circ}\text{C})) \\V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}\text{C})} &= 72.25\text{V}\end{aligned}$$

$$V_n = (N_s)(V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}\text{C})})$$

$$V_n = (5)(72.25\text{V})$$

$$V_n = 361.25\text{V}$$

2.- Debe de ser capaz de soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

$$= 1.25 * N_p * I_{MOD,SC,STC}$$
$$= (1.25)(2)(5.62A)$$

$$= 14.05A$$

Por lo tanto, seleccionamos un interruptor termomagnético que soporte 361.25V y 14.05A.

En este caso se optó por un interruptor seccionador SOLARTEC modelo ST031025PA (Ver Anexo IX). Este interruptor estará alojado en una caja de conexión en continua con protección de sobretensiones clase II.

➤ Lado de Corriente Alterna.

a) Interruptor Termomagnético AC

Se utilizará un interruptor en caja moldeada de la casa Legrand de 1 polo (nuestro inversor es monofásico) a 125A, con capacidad de trabajo nominal entre 16 y 125 A (regulado a 20 A) con un poder de corte de 16kA (Ver Anexo X)

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$10.875A \leq 20 \leq 29A$$

Este se situará en el cuadro de salida de alterna. Este interruptor automático estará preparado para desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia nominales de la red, accionado por relés de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente, y menos de 0,5 segundos de tiempo de actuación) y de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente durante más de 4 períodos).

Como ya se ha mencionado en el apartado de componentes del sistema, por cuestiones de seguridad y flexibilidad en la operación del SFCR se deben emplearán dos interruptores termomagnético de este tipo para la separación en la interfaz con la red (Uno antes u otro después de la carga conectada). Esta configuración del sistema, permitirá alimentar las cargas locales del inmueble cuando se tiene el SFVI fuera de servicio y permite también la separación completa de la red de distribución de la CFE.

b) Interruptor automático diferencial

En la normatividad mexicana actual, no se contempla la utilización del interruptor automático diferencial como medio de protección, sin embargo, en mi particular punto de vista, esta protección es muy importante para los sistemas FV, por lo tanto se toma en consideración para su instalación en base a las normatividades españolas e internacionales.

Como ya sabemos, la parte de continua y la de alterna de nuestro SFCR comparten la resistencia a tierra, que a su vez debe estar aislada de la puesta a tierra del neutro de la compañía eléctrica según se indica en el RD 1699/2011. Además, en los sistemas FV, estamos obligados a garantizar que nunca se supere, en la parte AC, los 24 V de tensión de contacto, según la ITC-BT-18 del REBT.

Por lo tanto, el interruptor automático diferencial que seleccionamos para nuestra instalación, cuyo valor de resistencia debe ser menor a 25Ω en base a la norma NOM 001 SEDE 2005, debe tener una sensibilidad, I_s , tal que garantice que la tensión de contacto, V_{contacto} , no sea superior a 24V, siendo entonces la máxima sensibilidad la siguiente:

$$I_s \leq \frac{V_{\text{contacto}}}{R_t}$$

$$I_s \leq \frac{24V}{25\Omega}$$

$$I_s \leq 960mA$$

En base al cálculo anterior, el interruptor diferencial seleccionado es de la marca ABB modelo F200AC de 230V / IV 63A / 30mA de sensibilidad de disparo (Ver Anexo XI), garantizando con esto la seguridad de las personas que lo utilizan así como el personal de mantenimiento del sistema.

3.5 Cálculo de la estructura de soporte

Las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos son un componente que debe ser elegido con criterios de seguridad y de cumplimiento con la normativa sobre este tipo de instalaciones.

Algunos de los aspectos más importantes que determinaron la elección de la estructura de soporte de los módulos que conformarán nuestro generador FV son los siguientes:

- Se tomo en consideración especial el parámetro de resistencia del soporte por sobre carga de vientos, es decir, que este se mantenga estable ante vientos fuertes propios de la zona del emplazamiento de la instalación (No se consideran parámetros como el sobrepeso por caída de nieve, ya que en la ciudad de Córdoba nunca ocurren estos fenómenos meteorológicos).
- Se decidió tener varios puntos de sujeción para módulos fotovoltaicos para asegurar su instalación sin que se produzca flexiones en los módulos de valor superior a las especificadas por el fabricante. Así mismo, esto nos permitirá fijar el ángulo de inclinación que corresponda de un modo seguro y sin alteraciones ante vientos.
- Por último, se seleccionó una estructura de soporte que estuviera protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales, mediante una estructura de aluminio conformado en frío cumpliendo con la norma NOM 001 SEDE 2005. En cuanto a la tornillería, esta será como mínimo del tipo galvanizado, excepto la empleada para sujetar los paneles fotovoltaicos, que será de acero inoxidable. Para anclar estos paneles a la loza de la vivienda, se usará hormigón y tornillos de rosca (acero inoxidable), siendo tanto la estructura como los soportes de aluminio anodinado, de un espesor de chapa 1mm y han de dejar una altura mínima entre el suelo y el panel de 30 cm, y en la zona de montaña (Caso de la ciudad de Córdoba, Veracruz donde se emplazara el sistema FV) deberá ser algo mayor, para evitar que sean alcanzados o enterrados por el agua.
- La estructura deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 Km/h.

Ahora bien, en cuanto al peso propio de cada módulo FV, que deberá ser capaz de soportar la estructura, se sabe que los módulos FV seleccionados para este proyecto tiene un peso de 20.3 Kg, Y, puesto que conocemos también las dimensiones de los mismos (1602 mm x 1061 x 40 mm), es posible determinar el peso por m² de cada uno de ellos, de la siguiente forma:

$$P_{m^2} = \frac{P_{\text{mod}}}{a_{\text{mod}}}$$

$$P_{m^2} = \frac{20.3Kg}{1.7m^2}$$

$$P_{m^2} = 11.94Kg / m^2$$

Con respecto a la inclinación a la que se colocarán los módulos FV de nuestro sistema, esta se tomará con base en la latitud del lugar, es decir, si la latitud donde se colocará el sistema FV es de 18°52' 45.21"N, por lo tanto la inclinación óptima de los módulos será de aproximadamente 19° con respecto a la horizontal de la azotea y en dirección al sur.

Para el caso particular de nuestro sistema, se instalará una estructura soporte triangular ajustable de la marca UISOLAR (Ver Anexo XII), que permite una inclinación de hasta 60°.

3.6 Principales Parámetros del Sistema

- Parámetros de carga

Con los parámetros de carga obtenidos en el diagnóstico energético se calculan los factores de demanda:

- ✓ Potencia instalada (PI) = 2.562 kWp
- ✓ Capacidad instalada del sistema (CIS) = 2.5981kWp

$$CIS = V_{MP} * I_{MP} * N_s * N_p$$

$$CIS = (49.3V)(5.27A)(5)(2)$$

$$CIS = 2598.11Wp = 2.5981kWp$$

- ✓ Demanda máxima diaria $D_M = 1.3 \text{ kW}$
- ✓ Demanda promedio diaria D_P

$$D_p = \frac{CPD(kWh)}{Tiempo(h)}$$

$$D_p = \frac{8.53Kwh}{24h}$$

$$D_p = 0.355kW$$

- ✓ Factor de carga F_c

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{max}}$$

$$F_c = \frac{0.355kW}{1.3kW}$$

$$F_c = 0.273kW$$

Esto significa que si el factor de carga se acerca a la unidad, la demanda promedio es constante durante todo el día, en el caso de nuestra instalación FV no llega ni a 0.3 por lo que nuestro sistema funcionará satisfactoriamente durante todo el día y que el sistema no tendrá saturación de carga.

✓ Factor de demanda F_D

$$F_D = \frac{D_{\max}}{PI}$$

$$F_D = \frac{1.3kW}{2.562kW}$$

$$F_D = 0.5074$$

Esto indica que el 51% de la carga instalada estará operando simultáneamente cuando el sistema este trabajando en el horario de las 18:00 hasta las 22:00 horas.

✓ Factor de utilización F_U

Es importante resaltar que mientras el factor de demanda, da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo considerado, es decir indica la utilización máxima de la instalación FV.

$$F_U = \frac{D_{\max}}{CSI}$$

$$F_U = \frac{1.3kW}{2.5981kW}$$

$$F_U = 0.5$$

Lo anterior nos indica que cuando la demanda es máxima, se están utilizando el 50% de la capacidad instalada del sistema (CIS), es decir indica la utilización máxima de los 10 módulos fotovoltaicos.

✓ Factor de la planta F_{PL}

Se define como la relación entre la energía real producida en un periodo de tiempo y la energía que pudo haber sido producida si la planta ha operado continuamente a la máxima capacidad nominal. También se conoce como factor de capacidad o factor de uso. Por lo tanto tenemos que:

$$F_{PL} = \frac{CPD}{(P_{nominal_max})(t)}$$

$$F_{PL} = \frac{8.53kWh}{(2.562kW)(24h)}$$

$$F_{PL} = 0.1387$$

Por lo tanto, el factor de planta da una indicación de la utilización promedio de la instalación, para este caso es del 13.68%

3.6.1 Rendimiento global del sistema

Para poder determinar el rendimiento global de nuestro sistema FV, es necesario determinar primero las pérdidas asociadas a los equipos y a la instalación en general tanto de manera interna como las asociadas a agentes externos.

A continuación presentamos las pérdidas inherentes a nuestro sistema y que en cierta medida merman su rendimiento:

- Pérdidas por distorsión

Como sabemos, todos los módulos FV que se obtienen a través de un proceso de fabricación no son todos idénticos, sino que la potencia nominal referida a las condiciones SCT presenta una determinada dispersión.

Las pérdidas por distorsión debidas a que los módulos fotovoltaicos no son homogéneos en cuanto a su potencia nominal, con lo que pueden registrar variaciones respecto al valor de potencia pico, en caso del Módulo Canadian Solar CS5P-260M tiene pérdidas del 4.5% por distorsión, esto significa un rendimiento de $n_{DP} = 0.955$

- Pérdidas por suciedad

Las pérdidas por acumulación de polvo en los módulos pueden oscilar entre un valor nulo después de llover y el 8% cuando están muy sucios. Se tomará un valor medio de pérdidas del 3% ya que la ubicación de la vivienda está cerca de una autopista. Por lo tanto, un rendimiento de pérdidas por suciedad de $n_{polvo} = 0.97$

- Pérdida por reflectancia angular

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral se dan sobre el vidrio y la superficie de los módulos, se pueden despreciar al mediodía solar. Su valor es más elevado en invierno que en verano y también para localidades de mayor latitud.

Por lo tanto, se toma el valor por defecto del rendimiento por reflectancia angular para los módulos fotovoltaicos fijos que es de $n_{reflectancia} = 0.97$

- Pérdidas por sombreado

Consideramos las pérdidas por sombreado prácticamente despreciables a lo largo del año, ya que se ha diseñado el generador fotovoltaico con la distribución de módulos adecuada en base a la distancia óptima y la inclinación de acuerdo a la latitud del emplazamiento así como la distancia entre filas correcta para evitar autosombreados. Además, sólo existe una posterior propiedad del suministrador que pudiera sombrear los módulos por lo que $n_{sombros} = 0.98$

- Rendimiento del inversor

Como ya se mencionó anteriormente, se utilizará un inversor DC/AC marca Fronius del modelo IG20 con un rendimiento de $n_{inv} = 0.943$

- Pérdidas en el cableado

Las pérdidas máximas en el cableado desde los módulos hasta los inversores, es de 1.5% y en el cableado de lado de AC se considero un 2%. Si tomamos como referencia las pérdidas consideradas para los cálculos del cableado, tenemos que para ambas secciones (continua y alterna) las pérdidas serán del 1.5% por lo que su rendimiento es de $n_{DC} = n_{AC} = 0.985$

De lo anterior, tenemos que el rendimiento global del sistema, también llamado Rendimiento Promedio (Performance Ratio “PR”) se calcula a partir de los rendimientos parciales de todo el sistema con la expresión:

$$PR = \eta_{DP} * \eta_{polvo} * \eta_{reflec\ tan\ cia} * \eta_{sombra} * \eta_{INV} * \eta_{DC} * \eta_{AC}$$

$$PR = 0.955 * 0.97 * 0.97 * 0.98 * 0.943 * 0.985 * 0.985$$

$$PR = 0.8$$

Por lo tanto, en base al PR teórico obtenido de 0.8, nuestro sistema estaría considerado como óptimo, sin embargo, habría que hacer una prueba anual en el sistema para poder determinar su comportamiento real y si este concuerda con el PR teórico determinado anteriormente.

3.7 Planeación de las actividades del proyecto

Para la realización de nuestra instalación fotovoltaica, es necesario ejecutar las siguientes actividades enlistadas, de tal manera que se realice en el menor tiempo posible generando el menor costo del proyecto.

| Nº | Actividad | Tiempo estimado (Días) | Actividades Previas | Coste Estimado | Coste Diario |
|----|--|------------------------|---------------------|----------------|--------------|
| 1 | Nivelado de azotea | 1 | 0 | \$ 500.00 | \$ 500.00 |
| 2 | Cimentación de placas de anclaje de los módulos FV | 2 | 1 | \$ 2,000.00 | \$ 1,000.00 |
| 3 | Excavación de zanjas de canalizaciones AC | 1 | 2 | \$ 500.00 | \$ 500.00 |
| 4 | Canalización de conductores | 1 | 3 | \$ 300.00 | \$ 300.00 |
| 5 | Instalación caseta de inversor (1) y caja de conexiones DC (1) | 1 | 4 | \$ 300.00 | \$ 300.00 |
| 6 | Montaje de soportes de los módulos FV (10) | 2 | 2 | \$ 2,000.00 | \$ 1,000.00 |
| 7 | Montaje de módulos FV | 2 | 6 | \$ 1,000.00 | \$ 500.00 |
| 8 | Montaje de inversor y caja de conexiones de continua | 1 | 5 | \$ 400.00 | \$ 400.00 |
| 9 | Montaje de protecciones DC Y AC | 2 | 7.8 | \$ 2,500.00 | \$ 1,250.00 |
| 10 | Montaje de sistema de tierras y aterrizaje de estructura | 2 | 6,7,8,9 | \$ 1,500.00 | \$ 750.00 |
| 11 | Cableado, pruebas y puesta en servicio | 2 | 6,7,8,9,10 | \$ 4,500.00 | \$ 2,250.00 |
| | | | | \$ 15,500.00 | \$ 8,750.00 |

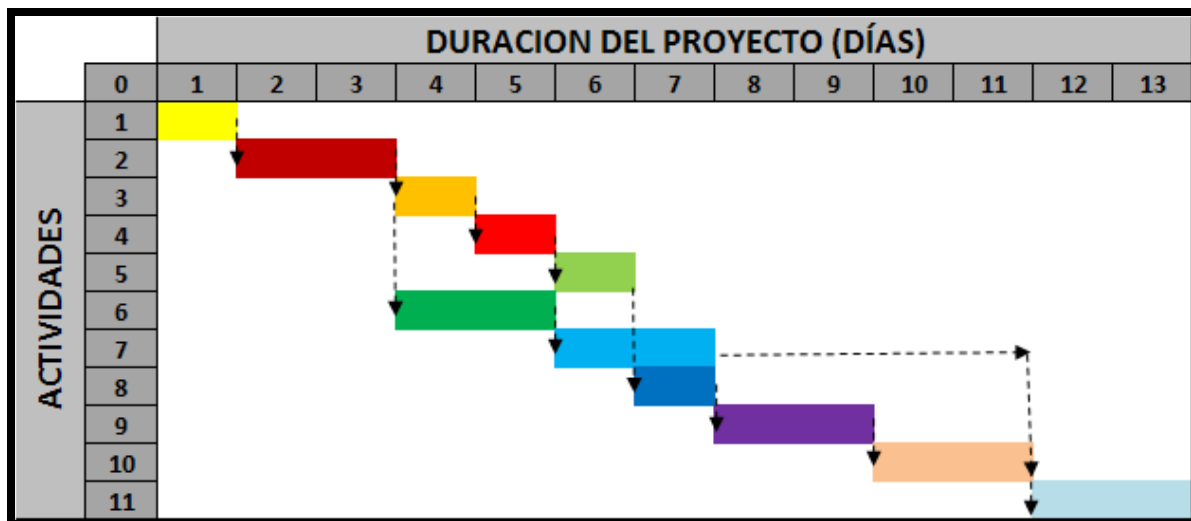
Tabla 6. Actividades del proyecto fotovoltaico y su costo de mano de obra

Fuente: Elaboración propia

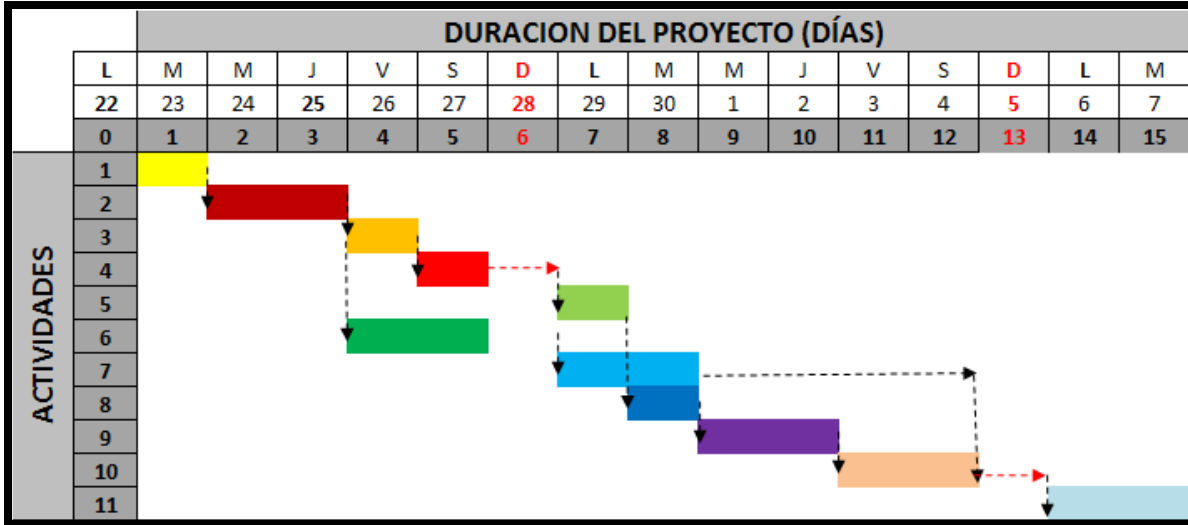
3.7.1 Diagrama de Gantt

Se considera como fecha de inicio de elaboración física del proyecto el lunes 22 de septiembre del año en curso (No son laborables únicamente los domingos).

- *Diagrama de Gantt (Sin considerar Descansos)*



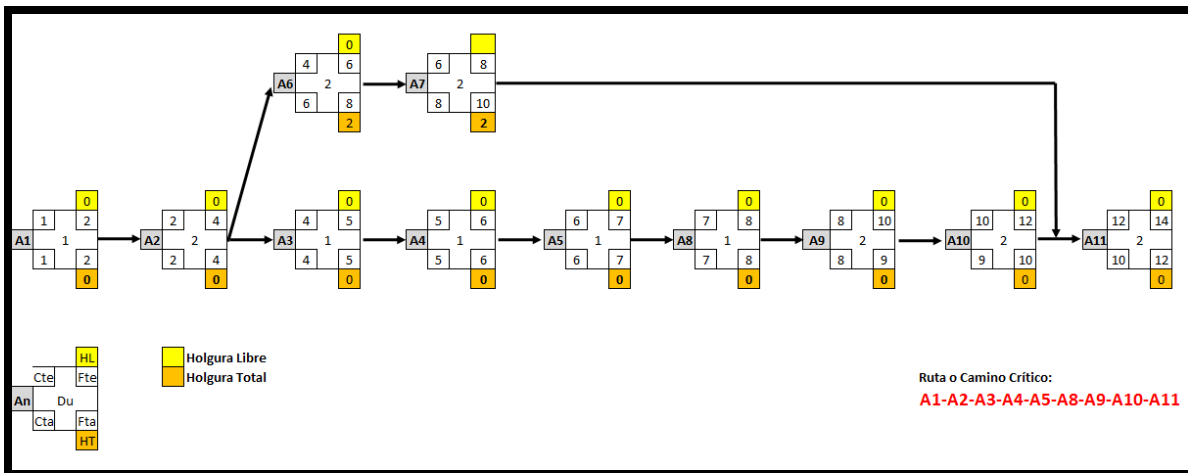
- *Diagrama de Gantt (Considerando Descansos)*



Duración del Proyecto: 13 días sin considerar descansos y 15 días considerando Domingos de descanso.

Fecha de fin de Proyecto: Martes 07 de Octubre de 2014

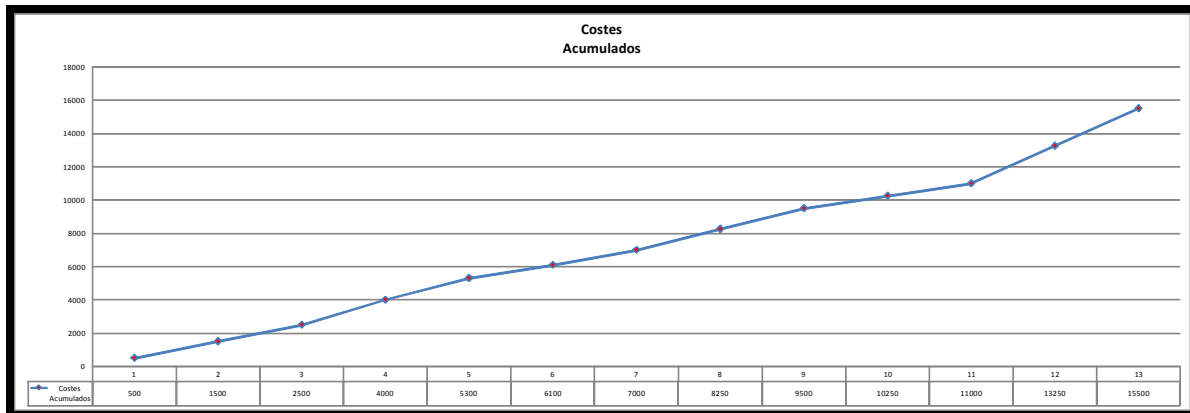
3.7.2 Diagrama de PERT



3.7.3 Planning

| No | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|--------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|--------------|
| 1 | 500 | | | | | | | | | | | | |
| 2 | | 1000 | 1000 | | | | | | | | | | |
| 3 | | | | 500 | | | | | | | | | |
| 4 | | | | | 300 | | | | | | | | |
| 5 | | | | | | 300 | | | | | | | |
| 6 | | | 1000 | 1000 | | | | | | | | | |
| 7 | | | | | | 500 | 500 | | | | | | |
| 8 | | | | | | | 400 | | | | | | |
| 9 | | | | | | | | 1250 | 1250 | | | | |
| 10 | | | | | | | | | | 750 | 750 | | |
| 11 | | | | | | | | | | | | 2250 | 2250 |
| Costes Semanales | 500 | 1000 | 1000 | 1500 | 1300 | 800 | 900 | 1250 | 1250 | 750 | 750 | 2250 | 2250 |
| Costes Acumulados | 500 | 1500 | 2500 | 4000 | 5300 | 6100 | 7000 | 8250 | 9500 | 10250 | 11000 | 13250 | 15500 |

3.7.4 Curva "S"



4. ANALISIS ECONOMICO DEL SFV

Si partimos de considerar que para nuestra instalación se debe adquirir:

- 10 módulo FV de la marca Canadian Solar modelo CS5P-260M,
- Un inversor central de la marca Fronius IG 20
- Accesorios tales como soportes de los módulos, cajas de paralelos, protecciones DC y AC, sistema de tierras, etc.

La inversión total asciende a \$ 92,212.74 tal y como se muestra en la tabla siguiente. Si consideramos que la potencia requerida en la vivienda es de 2.562 kW, el precio en pesos por W generados es de \$ 35.99.

| Equipo | Marca | Modelo | P.U. | Cantidad | Total (Euros) | Total (Pesos) |
|---|----------------|-----------|------------|----------|-------------------|---------------------|
| Módulo FV | Canadian Solar | CS5P-260M | 182.00 € | 10 | 1,820.00 € | \$ 32,760.00 |
| Inversor | Fronius | IG 20 | 1,149.50 € | 1 | 1,149.50 € | \$ 20,691.00 |
| Cable DC RZ1-K-06/1kV 1x4mm2 | | | 1.30 € | 55 | 71.50 € | \$ 1,287.00 |
| Cable DC RZ1-K-06/1kV 1x16mm2 | | | 2.22 € | 14 | 31.08 € | \$ 559.44 |
| Cable AC RZ1-K-06/1kV 4x6mm2 | | | 3.39 € | 15 | 50.85 € | \$ 915.30 |
| Otros (Caja de paralelos, soportes para módulos, conectores MC4, etc) | | | 2,000.00 € | 1 | 2,000.00 € | \$ 36,000.00 |
| | | | | | 5,122.93 € | \$ 92,212.74 |

Tabla 7. Tabla de costos de materiales de la instalación fotovoltaica

Fuente: Elaboración propia

Para realizar el análisis económico de este sistema FV, debemos partir de los siguientes datos relevantes:

- La capacidad instalada del sistema (CIS) es de 2.5981kWp
- La producción eléctrica anual es:

$$E_{\text{año}} = (CIS)(HSP)$$

$$E_{\text{año}} = (2.5981kWp)(1366.6h)$$

$$E_{\text{año}} = 3550.56kWh$$

- La energía excedente, es decir, la energía que no se consume por la carga conectada en la vivienda es vertida a la red. Por convenio con la CFE, esa energía no se vende, solamente se realiza un balance neto de la misma generando un crédito energético a favor del usuario.
- Los costos anuales totales son del 1% del costo de la inversión inicial
- El financiamiento es de un préstamo del 100% de la inversión inicial a un interés del 5% anual sobre saldos insolutos, con amortización lineal a 15 años

| Datos generales | |
|--|------------|
| Potencia de la instalación (kWp) | 2.60 |
| Coste instalación (€/kWp) | 2,303.24 € |
| Coste total de la inversión (€) | 5,984.05 € |
| Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial) | 0.00% |
| Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión) | 100.00% |
| Producción eléctrica (kWh*año) | 2,840.5 |
| Vida útil del proyecto en años | 25 |

| Datos de explotación | |
|--|--------|
| Tarifa de venta a la red eléctrica (€/kWh) | 0.11 € |
| Tasa de variación interanual precio electricidad (%) | 0.00% |
| Gastos Operación y mantenimiento, seguros, gastos generales (% de la inversión) | 1.00% |
| Tasa de variación interanual de los gastos/costes: Operación y Mantenim., gastos | 0.00% |

| Financiación | |
|--------------------------------------|------------|
| Préstamo | |
| Importe inicial de la deuda | 5,984.04 € |
| Amortización en años | 15 |
| Tasa de interes | 5.00% |
| Cuota amortización | 398.94 € |
| Capitales propios | |
| Importe inicial de la deuda | - € |
| Amortiz. al final de proyecto (años) | 0 |
| Dividendos sobre el CP | 0.00% |

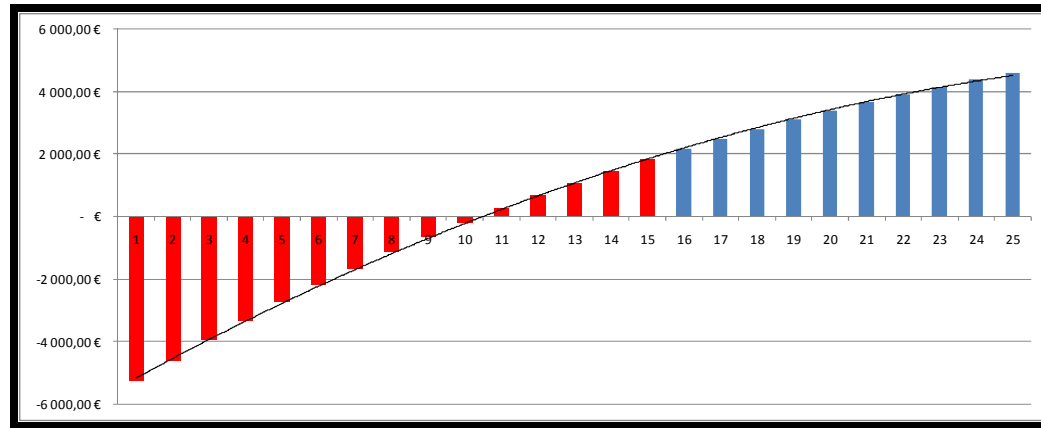
• **COSTE DE FINANCIACION Y ANALISIS ECONOMICO**

| Préstamo | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|-------------------------|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|-------|
| Periodo | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Saldo Inicial (1/1) | | 5,984.0 | 5,585.1 | 5,186.2 | 4,787.2 | 4,388.3 | 3,989.4 | 3,590.4 | 3,191.5 | 2,792.6 | 2,393.6 | 1,994.7 | 1,595.7 | 1,196.8 | 797.9 | 398.9 |
| Intereses | | 299.2 | 279.3 | 259.3 | 239.4 | 219.4 | 199.5 | 179.5 | 159.6 | 139.6 | 119.7 | 99.7 | 79.8 | 59.8 | 39.9 | 19.9 |
| Amortización Financiera | | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 |
| Saldo Final (31/12) | | 5,585.1 | 5,186.2 | 4,787.2 | 4,388.3 | 3,989.4 | 3,590.4 | 3,191.5 | 2,792.6 | 2,393.6 | 1,994.7 | 1,595.7 | 1,196.8 | 797.9 | 398.9 | 0.0 |

| Dimensión financiera de la financiación (pasivo) | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--|--|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| - Inversión | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | -5,984.0 | 698.14 | 678.19 | 658.24 | 638.30 | 618.35 | 598.40 | 578.46 | 558.51 | 538.56 | 518.62 | 498.67 | 478.72 | 458.78 | 438.83 |
| Coste del capital (pasivo) | | 5.00% | | | | | | | | | | | | | | |

| Cash-Flow de Explotación | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|---|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Periodo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ingresos explotación | | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 | 811.8 |
| VR de la inversión al final de su vida útil | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - Gastos Explotación | | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 | 59.8 |
| Cash-Flow Explotación | | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 |

| Dimensión Financiera de la Inversión | | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | Q5 | Q6 | Q7 | Q8 | Q9 | Q10 | Q11 | Q12 | Q13 | Q14 | Q15 | Q16 | Q17 | Q18 | Q19 | Q20 | Q21 | Q22 | Q23 | Q24 | Q25 |
|--------------------------------------|--|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|----------|----------|----------|----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| - A (Inversión) | | 5,984.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 |
| | | 1.02 | 1.10 | 1.16 | 1.22 | 1.29 | 1.34 | 1.41 | 1.48 | 1.55 | 1.62 | 1.71 | 1.80 | 1.89 | 1.98 | 2.08 | 2.18 | 2.29 | 2.41 | 2.53 | 2.65 | 2.79 | 2.93 | 3.07 | 3.22 | 3.39 |
| | | 716.13 | 682.03 | 649.55 | 618.62 | 589.16 | 561.11 | 534.39 | 508.94 | 484.70 | 461.62 | 439.64 | 418.71 | 398.77 | 379.78 | 361.69 | 344.47 | 328.07 | 312.45 | 297.67 | 283.40 | 269.90 | 257.05 | 244.81 | 233.15 | 222.05 |
| | | - 5,267.92 € | 4,985.89 € | 3,936.34 € | 3,317.72 € | 2,728.56 € | 2,167.46 € | 1,633.07 € | 1,124.13 € | 639.43 € | 177.80 € | 281.84 € | 680.35 € | 1,078.31 € | 1,459.09 € | 1,826.79 € | 2,185.28 € | 2,492.33 € | 2,805.77 € | 3,103.34 € | 3,386.74 € | 3,656.64 € | 3,913.69 € | 4,158.00 € | 4,391.65 € | 4,613.70 € |



| | |
|--|------------|
| Tasa Interna de Retorno (TIR) | 11,79% |
| Valor Actual Neto (VAN) | 4 613,70 € |
| Tasa Interna de Retorno neta (TIR _{net}) | 6,79% |
| Discount Pay Back Time (DPBT) | 10,4 años |

El **DPBT** es bueno ya que este debe ser menor que el tiempo de vida del proyecto, en este caso es de **10.4 años**

- ANALISIS FINANCIERO

| Tesorería | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Periodo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cash-flow explotación | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 | 751.9 |
| Intereses | 299.2 | 279.3 | 259.3 | 239.4 | 219.4 | 199.5 | 179.5 | 159.6 | 139.6 | 119.7 | 99.7 | 79.8 | 59.8 | 39.9 | 19.9 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Dividendos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Amortiz. Financiera ca | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | 398.9 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Amortiz. Financiera cp | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tesorería Neta | 53.8 | 73.7 | 93.7 | 113.6 | 133.6 | 153.5 | 173.5 | 193.4 | 213.4 | 233.3 | 253.3 | 273.2 | 293.2 | 313.1 | 333.1 | 353.0 | 372.9 | 392.8 | 412.7 | 432.6 | 452.5 | 472.4 | 492.3 | 512.2 | 532.1 | 552.0 |
| Tesorería Acumulada | 53.8 | 127.5 | 221.2 | 334.9 | 468.5 | 622.0 | 795.5 | 988.9 | 1,202.3 | 1,435.6 | 1,688.9 | 1,962.0 | 2,255.2 | 2,568.3 | 2,901.4 | 3,254.3 | 3,627.2 | 4,020.1 | 4,432.9 | 4,865.7 | 5,318.5 | 5,791.3 | 6,284.1 | 6,796.9 | 7,329.7 | 7,882.5 |

EN CONCLUSION:

- Este proyecto **SI se considera factible** desde el punto de vista económico debido que:
 - El VAN es positivo (**4613.70**) y
 - La TIR es mayor que el coste de financiación o coste del pasivo (**11.79% > 5%**), es decir, que la rentabilidad nominal (en conjunto de la inversión) es mayor que los costes propios del proyecto.
- Este proyecto **SI se considera factible** desde el punto de vista financiero ya que TODAS las tesorerías, tanto netas como acumuladas, son positivas, es decir, que este proyecto si presenta la suficiente liquidez al final de cada año para que con los flujos de caja se puedan hacer frente al pago de toda la financiación del mismo.

5. NORMATIVIDAD ESPAÑOLA APLICABLE A INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED

Para la elaboración de este proyecto, desde la planeación del mismo hasta el dimensionamiento de los equipos y componentes que lo conforman, se utilizaron tanto especificaciones mexicanas como normas españolas e internacionales.

En cada etapa del desarrollo de nuestra instalación FV, se aplican algunos puntos de las mismas en función de los requerimientos de aplicación a instalaciones eléctricas fotovoltaicas.

Esta mezcla de normativas y especificaciones se realiza en función de que en México no existe actualmente alguna norma que rija el cálculo y dimensionamiento de las instalaciones FV, así como su construcción, por lo que cual, a través de este proyecto se pretende sentar bases para una correcta metodología.

Las principales normas españolas utilizadas en el proyecto son:

- ✓ REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- ✓ INSTRUCCION de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria a la Instrucción de 21 de Enero de 2004, sobre procedimiento de puesta en servicio de las Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la red.
- ✓ ORDEN de 23 de mayo de 1988, en la que se establece las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- ✓ Código Técnico de la Edificación, sección HE5: Producción de electricidad con energía solar fotovoltaica y
- ✓ Norma AENOR EA 0038

Las principales normas internacionales utilizadas en el proyecto son:

- ✓ IEC 61727-2004
- ✓ IEC 61836-1997
- ✓ IEC 61173, IEC 61643-1 y EN 61643-11
- ✓ IEC 1312-1 e IEC 62305
- ✓ IEC 60364-7-712
- ✓ IEC 1277 (95): Terrestrial Photovoltaic (PV) Power Generating Systems General Guide, First Edition
- ✓ ANSI/IEEE 928 (86): IEEE Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems
- ✓ IEC 1173 (92): Overvoltage Protection for Photovoltaic (PV) Power Generating Systems
- ✓ IEC 555 (82): Disturbances in Supply Systems Caused by Household Appliances and Similar Electrical Equipment

6. NORMATIVIDAD MEXICANA APLICABLE A INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED

Para la realización de instalaciones eléctricas en viviendas y edificios públicos en México no existe una normativa para su construcción y cálculo, sin embargo, existe una especificación que nos sirve como guía general para el diseño de los sistemas FV.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) en conjuntos con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) están desarrollando normas que permitan un dimensionamiento adecuado de los sistemas fotovoltaicos apegados a las condiciones electrotécnicas mexicanas.

Además, para el caso de instalaciones de arreglos fotovoltaicos, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene reglamentos relativos para su instalación, protección y mantenimiento.

Para una instalación eléctrica de vivienda general, se debe de atender la Norma oficial mexicana NOM-001-SEDE 2005 Instalaciones eléctricas (utilización). Sin embargo, la CFE recomienda atender las siguientes normas y especificaciones para el caso de instalaciones fotovoltaicas:

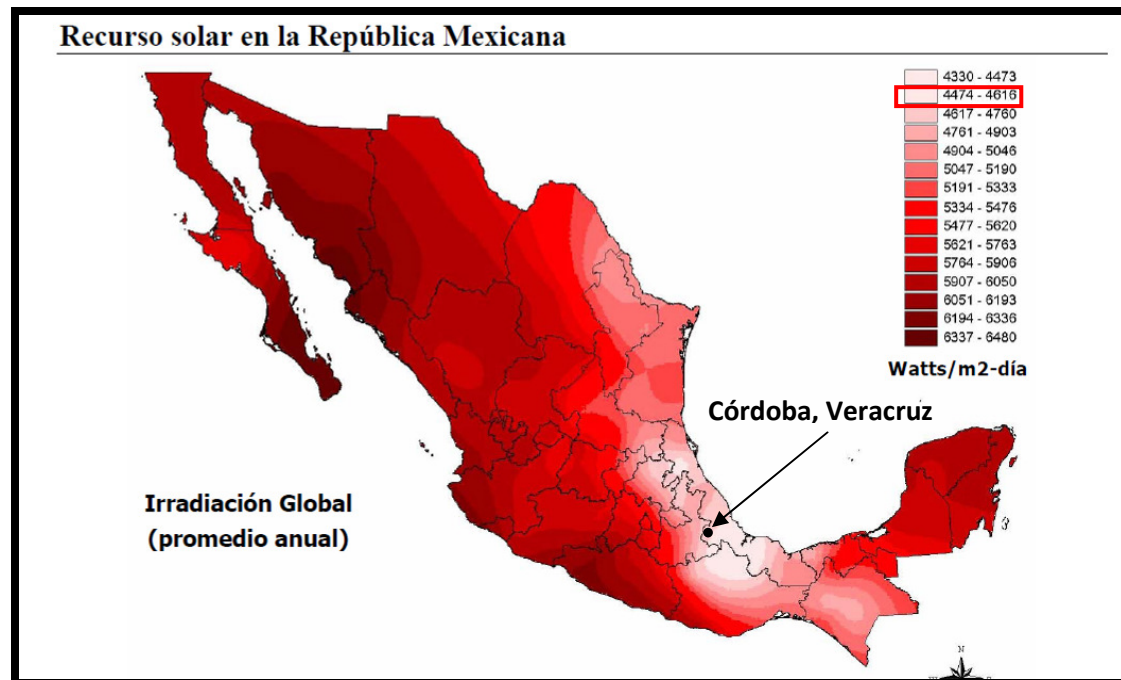
- Sistema de energía fotovoltaica y el Código Eléctrico Nacional (USA),
- Especificaciones para la interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 Kw (CFE G0100-04),
- NOM-001-SEDE 2005 Artículo 690 Sistemas Fotovoltaicos,
- Especificación CFE L0000-02 para el suministro de tensión,
- Especificación provisional CFE L0000-45 para perturbaciones en la red,
- Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores públicas NOM 013-ENER,
- Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad NOM-029 –STPS- 2011 y
- Especificación Técnica para Sistemas FV (≤ 25 kWp): Desarrollada por el IIE para la instalación de sistemas FV conectados a la red de baja tensión del Sistema Eléctrico Mexicano

Por último, no debemos olvidar el aspecto legal de las instalaciones FV, por lo que se analizaron las siguientes leyes a fin de no tener incongruencias legales con el suministrador:

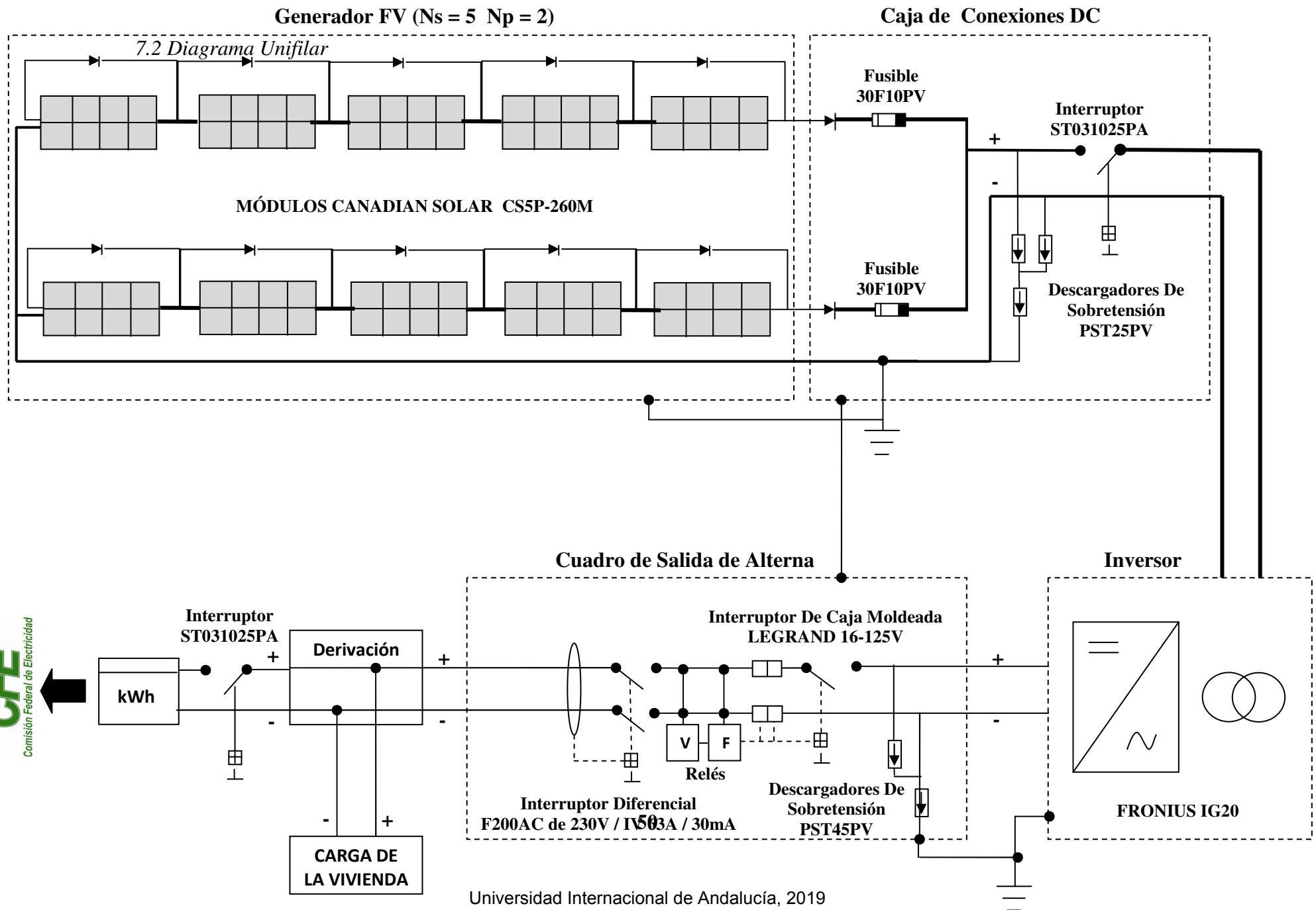
- Ley de servicio público de energía eléctrica y su reglamento.
- Reglamento de la ley del servicio público de energía eléctrica en materia de aportaciones.
- Ley de la comisión reguladora de energía.
- Ley para el aprovechamiento sustentable de la energía y
- Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética.
- Reglas de operación y despacho del sistema eléctrico nacional

7. PLANOS

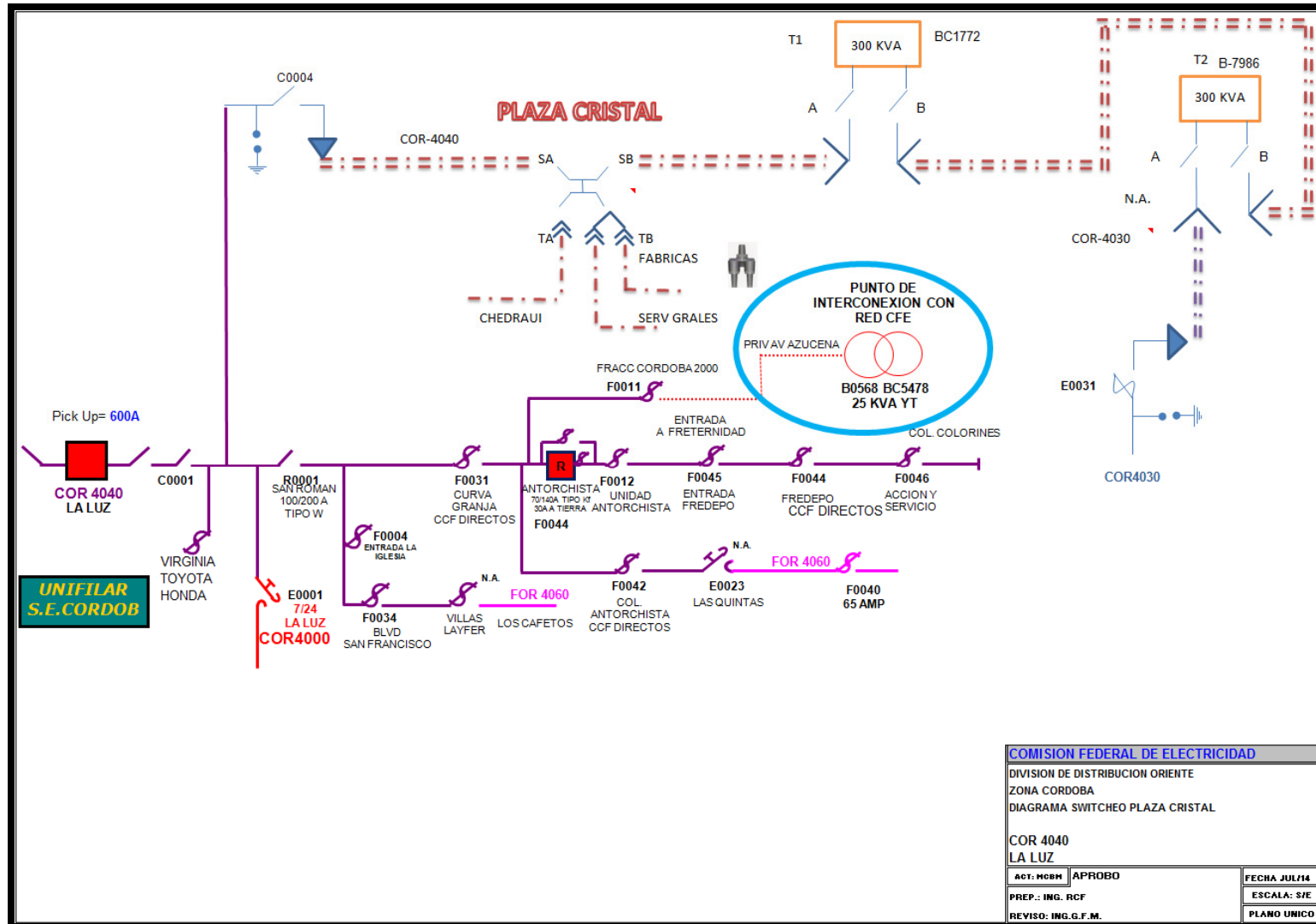
7.1 Recurso Solar Anual en la Instalación

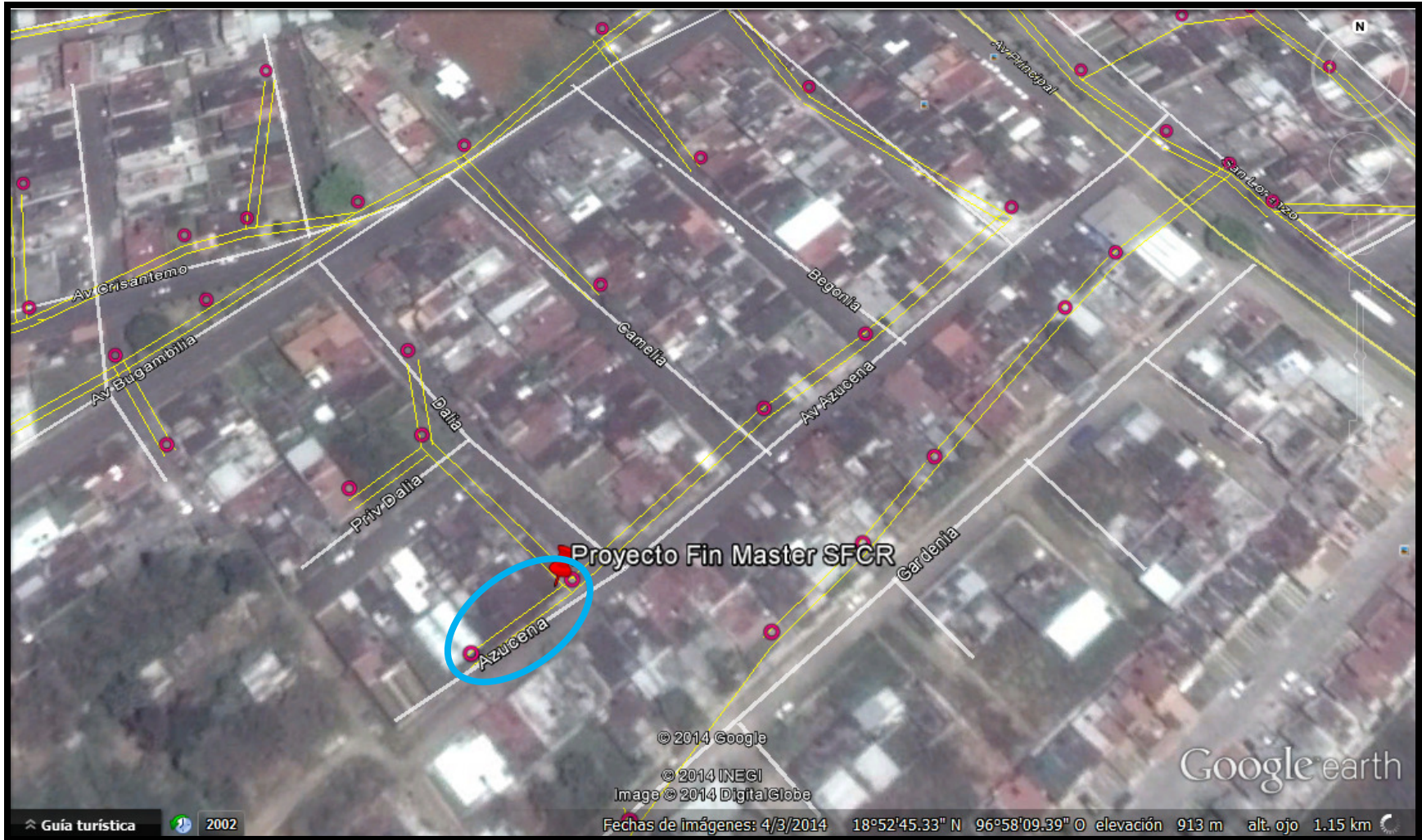


| Ciudad | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Min | Max | Med |
|----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Tuxpan | 3.1 | 3.8 | 4.4 | 4.8 | 4.7 | 4.4 | 4.7 | 5.5 | 4.4 | 4.1 | 3.4 | 3.1 | 3.1 | 5.5 | 4.2 |
| Córdoba | 3.1 | 3.3 | 3.6 | 3.8 | 4.1 | 4.4 | 4.6 | 4.5 | 4.1 | 3.5 | 3.1 | 2.8 | 2.8 | 4.6 | 3.7 |
| Orizaba | 3.3 | 3.5 | 3.9 | 4.2 | 4.9 | 4.4 | 4.5 | 4.6 | 4.3 | 3.6 | 3.3 | 3.1 | 3.1 | 4.9 | 4.0 |
| Jalapa | 3.2 | 3.5 | 3.8 | 4.3 | 4.6 | 4.4 | 4.9 | 5.0 | 4.4 | 3.7 | 3.3 | 3.0 | 3.0 | 5.0 | 4.2 |
| Veracruz | 3.7 | 4.5 | 4.9 | 5.1 | 5.1 | 4.8 | 4.7 | 5.1 | 4.6 | 4.8 | 4.1 | 3.6 | 3.6 | 5.1 | 4.6 |
| Mínima | 3.1 | 3.3 | 3.1 | 3.8 | 4.1 | 4.4 | 4.5 | 4.5 | 4.1 | 3.5 | 3.1 | 2.8 | 2.8 | 4.5 | 3.7 |
| Máximo | 5.4 | 6.3 | 6.6 | 7.5 | 8.3 | 8.6 | 7.0 | 6.6 | 6.7 | 6.0 | 5.7 | 5.6 | 5.4 | 8.6 | 6.7 |
| Promedio | 4.1 | 4.7 | 5.3 | 5.7 | 5.9 | 5.6 | 5.6 | 5.5 | 5.1 | 4.7 | 4.3 | 3.8 | 3.8 | 5.9 | 5.0 |



7.3 Diagrama de interconexión con la red





8. MANTENIMIENTO A LAS INSTALACIONES

Como es bien sabido, lograr que toda instalación a lo largo de su vida útil funcione correctamente, es responsabilidad de un mantenimiento periódico de los diferentes elementos que componen dicha instalación ya sean preventivos y/o correctivos.

Nuestra instalación FV es relativamente sencilla, sin embargo, esto no la exenta de tener un programa de mantenimiento sencillo pero bien definido. Para tal fin, se ha determinado que el mantenimiento deberá ser realizado por personal técnico calificado cuyas labores de mantenimiento deberán quedar registradas en un informe técnico que se irá completando, de forma periódica, en función del programa de mantenimiento que se establezca para la instalación y para sus componentes.

El alcance y periodicidad del mantenimiento preventivo necesario en nuestro sistema FV dependerá en gran medida de las condiciones ambientales específicas en la zona durante las estaciones del año, principalmente por la presencia de polvo, humedad en el ambiente e irradiación solar.

El mantenimiento correctivo del sistema, cuando se presente una falla que deshabilita su operación normal, siempre deberá ser atendido por personal técnico especializado.

A continuación se listan las principales labores (periódicas) de mantenimiento preventivo y verificación operacional en base a la normatividad vigente CFE G0100-04:

a) Instalación eléctrica

A la instalación eléctrica en general de nuestro proyecto, se le deberá realizar una verificación anual del estado que guarda el aislamiento de los conductores expuestos a la intemperie (Cables de Continua), buscando básicamente evidencia de resquebrajamiento del aislamiento o daño físico en los mismos. Asimismo, se debe verificar que todas las canalizaciones eléctricas se mantienen en buen estado y se encuentran debidamente soportadas.

En relación a las conexiones eléctricas en el circuito, la verificación física de que éstas se conservan firmemente sujetas (apretadas) en todos y cada uno de los puntos de conexión solamente se justifica cuando hay evidencia de que el conductor, la tubería “conduit” o el gabinete ha sido o está sometido a esfuerzos mecánicos y/o presenta un daño físico visible. Debemos recordar a la hora de la inspección que la causa más común que da lugar a este tipo de anomalía es la tensión de los cables originada por soportes sueltos o la ausencia de éstos.

Es muy importante verificar que la conexión a tierra del sistema y la de cada uno de los equipos, se mantiene firme y sin señales de corrosión (par galvánico).

En caso de presentar algunas de las anomalías antes mencionadas, se deberá de corregir inmediatamente a fin de poder evitar que el daño existente o potencial se propague dentro de nuestro sistema FV afectando su producción energética.

b) Módulos FV

Antes de dar mantenimiento al generador FV de nuestro proyecto, debemos seguir estrictamente las siguientes instrucciones indicadas y sustentadas en la normatividad de CFE poniendo especial interés en el apagado del mismo (desenergizarlo), tanto del lado de AC como de DC.

Para el óptimo desempeño del SFV se debe conservar siempre libre de polvo y/o suciedad la superficie que comprende los módulos. Por lo tanto, se debe:

- Limpiar la superficie de vidrio del módulo según sea necesario, utilizando agua y una esponja o paño suave para la limpieza. Se puede emplear un agente de limpieza suave y no abrasivo para quitar suciedad resistente. Esta operación es similar a la que demanda la limpieza de la carrocería de un automóvil.
- Verificar las conexiones eléctricas y mecánicas cada seis meses para asegurarse que se encuentren limpias, seguras y libres de daño.
- Realizar la limpieza únicamente cuatro veces al año debido a que en el lugar de emplazamiento de nuestro sistema FV no existe gran cantidad de polvo.

c) Diodos de by pass (derivación)

En base a la norma CFE G0100-04, se considera necesario probar los diodos de by pass en el generador FV cuando se pone en operación por primera vez o su tensión se ha caído muy por debajo de su valor especificado.

En referencia a los módulos empleados en nuestro sistema (CS5P-260M) estos diodos se encuentran dentro de las cajas de conexiones del módulo integrada en la parte trancera de cada uno de ellos.

Para extraerlos y probar su estado operativo es necesario únicamente:

- Destapar la caja de conexiones.
- Extraer el diodo respetando la marca de su polaridad.
- Verificar la conductividad del diodo. Este debe conducir electricidad cuando las conexiones de prueba están conectadas en una dirección y mostrar una alta resistencia en la dirección opuesta. Debemos recordar que si el diodo conduce en ambas direcciones, está defectuoso y debemos cambiarlo inmediatamente por otro de características similares respetando la posición de la polaridad original. De ser posible el diodo se debe soldar a los contactos.
- Finalmente, verifique la tensión de circuito abierto del módulo FV en base a especificaciones del fabricante y cierre la cubierta.

d) Inversor

Antes de dar mantenimiento al inversor de nuestra instalación FV se deben seguir estrictamente las instrucciones indicadas en base a la especificación CFE G0100-04, poniendo especial interés en el apagado del inversor (desenergizarlo), tanto del lado de AC como de DC. Se recomienda que al menos cada mes (o según se requiera en función del uso) se dé mantenimiento preventivo a:

➤ Disipador de calor.

La acumulación de polvo y suciedad en las aletas del disipador de calor y en el cuerpo y las rejillas de protección del ventilador, si el equipo está provisto de uno, decrecerá la capacidad de transferencia de calor de nuestro equipo, lo cual puede originar la salida de operación del inversor al operarse la protección contra sobrettemperatura. Por lo tanto, se debe inspeccionar la acumulación de suciedad en las aletas del disipador de calor y en la rejilla de protección del ventilador y limpiarse adecuadamente.

Semestralmente se deberá revisar:

➤ Empaques del gabinete.

Inspeccione el sello de la puerta del gabinete. Si está dañado replácelo.

➤ Conexiones eléctricas.

Inspección de las condiciones de todos los cables de entrada y de salida del inversor, así como de las terminales y las conexiones de los mismos de daños causados por alta temperatura y/o corrosión.

Siempre debemos reemplazar cualquier conductor dañado y verifique que todas las conexiones se mantienen firmes y apretadas para evitar falsos contactos que puedan dañar nuestro inversor.

➤ Gabinete.

Inspeccionar el gabinete del inversor y remover el polvo o suciedad acumulada en el interior. El gabinete siempre debe quedar perfectamente hermético para evitar la entrada de agua, polvo y/o tierra al interior.

Como se mencionó anteriormente, nunca debemos recordar que nuestro sistema FV es un generador que maneja lado de DC y AC, por lo que antes de realizar cualquier trabajo debemos desenergizarlo y cerciorarnos que ningún tercero podrá activarlo.

Para esto se mencionan los siguientes pasos para apagar el inversor de nuestro sistema:

Apagado del inversor

- Mover el interruptor ON/OFF a la posición “OFF” (Nuestro inversor Fronius IG20 cuenta con un interruptor integrado).
- Abrir el interruptor lado fuente - generador FV (Entrada DC)
- Abrir el interruptor lado carga (Salida AC) para la desconexión de la red.
- Bloquear los interruptores de entrada y salida del inversor contra operación por terceros.

NOTAS:

- Las terminales de entrada FV se encuentran energizadas si el generador FV no está desconectado. Se requiere de alrededor de 5 min para que todos los capacitores en el gabinete se descarguen una vez apagado el inversor.
- Como nuestro inversor cuenta con interruptor del transformador de aislamiento integrado, basta con realizar el primer paso para dejarlo fuera de operación.

Una vez realizado el mantenimiento correspondiente al sistema, se debe reconectar o encender, por lo que se debe seguir los siguientes pasos:

- Retirar los dispositivos de bloqueo de los interruptores de entrada y salida del inversor.
- Cerrar el interruptor lado carga (Salida AC) para la desconexión de la red.
- Cerrar el interruptor lado fuente - generador FV (Entrada DC)
- Mover el interruptor ON/OFF a la posición “ON” (Nuestro inversor Fronius IG20 cuenta con un interruptor integrado).
- Verificar que el indicador de operación normal.

Una vez encendido el sistema, nuestro inversor requiere un tiempo para realizar su rutina de inicialización y llevar el sistema a condiciones de operación normal en el punto de máxima potencia (PMP).

La verificación de operación normal, la debemos realizar durante el día, cuando el sistema está generando.

Debemos observar que el encendido de cualquier otro “led” indica seguramente la detección de una falla en el sistema y se debe consultar con el personal calificado para su restablecimiento de a su operación normal.

9. CONCLUSIONES

Con la realización de este proyecto de fin de máster, se ha pretendido plantear una metodología más completa sobre las bases para el dimensionamiento de los sistemas FV conectados a la red en México.

A lo largo de la realización de este trabajo, se han aplicado los diferentes conocimientos adquiridos durante el máster, enfocándolos a los sistemas conectados a la red y aplicado conceptos relacionados con la tecnología actual de los sistemas fotovoltaicos en México y a nivel internacional.

En este proyecto se ha realizado una breve descripción de cada uno de los componentes de nuestro sistema así como cálculos que nos han permitido dimensionarlo correctamente con la finalidad de obtener la mayor cantidad de energía producida y con esto, diseñar el lo más eficientemente posible siempre con apego a la normativa nacional e internacional aplicable a este tipo de instalaciones.

Por último, con el cálculo de los datos de producción de energía eléctrica de nuestro proyecto, las ventajas que conlleva la utilización de este tipo de instalaciones son notorias en función de los beneficios económicos y medioambientales propios de la tecnología, lo que lleva a pensar en el enorme potencial que tiene este tipo de tecnologías en México y América Latina.

10. BIBLIOGRAFIA

- Alcocer G. J.M. (2008), *Recursos naturales y sustentabilidad*, fondo editorial de Nuevo León México.
- Almanza R. y Muñoz F. (1994) *Ingeniería de la Energía Solar*. El Colegio Nacional, México.
- IDAE, 2002. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, del 2 de agosto.
- Apuntes del Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica de UNIA.
- Manual del instalador “ Sistemas de energía Solar Fotovoltaica” de ASIF
- Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Monografías Técnicas de Energías Renovables. Luis Dávila Gómez.
- Sistema de energía fotovoltaica y el Código Eléctrico Nacional (USA),
- Especificaciones para la interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 Kw (CFE G0100-04),
- NOM-001-SEDE 2005 Artículo 690 Sistemas Fotovoltaicos,
- Especificación CFE L0000-02 para el suministro de tensión,
- Especificación provisional CFE L0000-45 para perturbaciones en la red,
- Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores públicas NOM 013-ENER,
- Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad NOM-029 –STPS- 2011 y
- Especificación Técnica para Sistemas FV (≤ 25 kWp): Desarrollada por el IIE para la instalación de sistemas FV conectados a la red de baja tensión del Sistema Eléctrico Mexicano
- Ley de servicio público de energía eléctrica y su reglamento.
- Reglamento de la ley del servicio público de energía eléctrica en materia de aportaciones.
- Ley de la comisión reguladora de energía.
- Ley para el aprovechamiento sustentable de la energía y
- Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética.
- Reglas de operación y despacho del sistema eléctrico nacional
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- INSTRUCCION de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria a la Instrucción de 21 de Enero de 2004, sobre procedimiento de puesta en servicio de las Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la red.
- ORDEN de 23 de mayo de 1988, en la que se establece las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones de energía solar fotovoltaica.

- Código Técnico de la Edificación, sección HE5: Producción de electricidad con energía solar fotovoltaica y
- Norma AENOR EA 0038

Páginas de internet

http://xml.cie.unam.mx/xml/eventos/Conf_Debate/Conf-RBest.pdf

<http://www.instalacionenergiasolar.com/energia/energiasolarenmexico.html>

http://www.icyt.df.gob.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=720:ahorro-y-fuentes-alternas-de-energia&catid=168

<http://www.iie.org.mx/proyctofotovoltaico/index.php>

<http://www.sener.gob.mx>,

<http://www.canadiansolar.com/>

<http://www.fronius.com/>

<http://www.cablesrct.com/>

<http://www.gave.com/home/es/productos/solartec.php>

<http://www.generalcable.es/>

<http://www.conergy.es/>

<http://www.legrand.es>

11. ANEXOS

ANEXO I: Ficha Técnica del Módulo (CANADIAN SOLAR modelo CS5P-260M)

CS5P-240/245/250/255/260M

Electrical Data

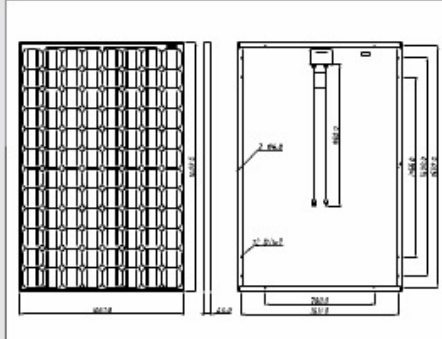
| | CS5P-240M | CS5P-245M | CS5P-250M | CS5P-255M | CS5P-260M |
|-------------------------------------|-------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Nominal Maximum Power at STC (Pmax) | 240W | 245W | 250W | 255W | 260W |
| Optimum Operating Voltage (Vmp) | 48.1V | 48.4V | 48.7V | 49.0V | 49.3V |
| Optimum Operating Current (Imp) | 4.99A | 5.06A | 5.14A | 5.21A | 5.27A |
| Open Circuit Voltage (Voc) | 59.4V | 59.5V | 59.6V | 59.8V | 60.0V |
| Short Circuit Current (Isc) | 5.34A | 5.43A | 5.49A | 5.55A | 5.62A |
| Operating Temperature | -40°C~+85°C | | | | |
| Maximum System Voltage | 1,000V (IEC) /600V (UL) | | | | |
| Maximum Series Fuse Rating | 10A | | | | |
| Power Tolerance | +5W | | | | |
| Temperature Coefficient | Pmax | -0.45%/C | | | |
| | Voc | -0.35 %/C | | | |
| | Isc | 0.060 %/C | | | |
| | NOCT | 45°C | | | |

Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C

Mechanical Data

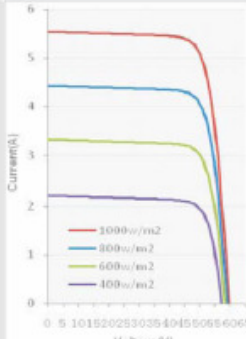
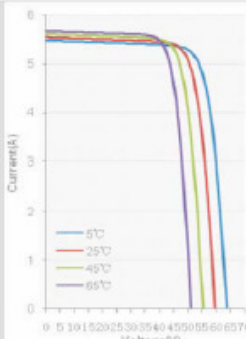
| | |
|---|---|
| Cell Type | Mono-crystalline |
| Cell Arrangement | 96 (8 x 12) |
| Dimensions | 1602 x 1061 x 40mm (63.1 x 41.8 x 1.57in) |
| Weight | 20kg (44.1 lbs) |
| Front Cover | Tempered glass |
| Frame Material | Anodized aluminium alloy |
| Standard Packaging (Modules per Pallet) | 20pcs |

Engineering Drawings



*Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice.


I-V Curves (CS5P-255M)

About Canadian Solar

Canadian Solar Inc. is one of the world's largest solar companies. As a leading vertically-integrated manufacturer of ingots, wafers, cells, solar modules and solar systems. Canadian Solar delivers solar power products of uncompromising quality to worldwide customers. Canadian Solar's world class team of professionals works closely with our customers to provide them with solutions for all their solar needs.

For product and purchasing inquiries contact:



CLEAN ENERGY SOLUTIONS

www.ecodirect.com

Headquarters | 650 Riverbend Drive, Suite B
 Kitchener, Ontario | Canada N2K 3S2
 Tel: +1-519-954-2057
 Fax: +1-519-578-2097
 inquire.ca@canadiansolar.com
 www.canadiansolar.com

ANEXO II: Ficha Técnica del Inversor (FRONIUS del modelo IG20)

/ Battery Charging Systems / Welding Technology / Solar Electronics



FRONIUS IG

/ The dependable PV inverter range.



/ Fronius MIX™ technology



/ HF transformer switchover



/ WLAN interface



/ PC board replacement process



/ With the Fronius IG product family, Fronius has launched a generation of inverters rated from 1.3 to 5 kW that is compatible with all solar modules. What makes the inverters so appealing is their intuitive operation and ease of use, together with their highly informative analyses of system values in every situation. In short: a PV inverter that any system operator would welcome.

TECHNICAL DATA: FRONIUS IG

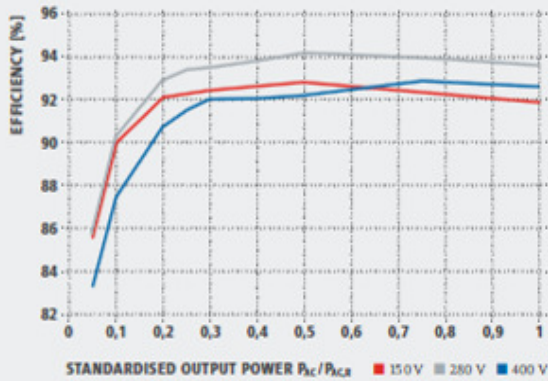
| INPUT DATA | IG 15 | IG 20 | IG 30 | IG 40 | IG 60 HV |
|---|---------|---------|---------------|---------|----------|
| DC maximum power at $\cos \varphi = 1$ | 1,610 W | 2,150 W | 2,850 W | 4,410 W | 5,380 W |
| Max. input current ($I_{dc \max}$) | 10.8 A | 14.3 A | 19.0 A | 29.4 A | 35.8 A |
| Max. array short circuit current | 16.2 A | 21.5 A | 28.5 A | 44.1 A | 53.7 A |
| Min. input voltage ($U_{dc \min}$) | | | 150 V | | |
| Feed-in start voltage ($U_{dc \text{ start}}$) | | | 170 V | | |
| Nominal input voltage ($U_{dc \text{ N}}$) | | | 280 V | | |
| Max. input voltage ($U_{dc \max}$) | | | 500 V | | 530 V |
| MPP voltage range ($U_{\text{mpp min}} - U_{\text{mpp max}}$) | | | 150 V - 400 V | | |
| Number of DC inputs | | | 5 | | |

| OUTPUT DATA | IG 15 | IG 20 | IG 30 | IG 40 | IG 60 HV |
|---|---------|---------|---------------|---------|----------|
| AC nominal output ($P_{ac \text{ N}}$) | 1,300 W | 1,800 W | 2,500 W | 3,500 W | 4,600 W |
| Max. output power | 1,500 W | 2,000 W | 2,650 W | 4,100 W | 5,000 W |
| Max. output current ($I_{ac \max}$) | 6.5 A | 8.7 A | 11.5 A | 17.8 A | 21.7 A |
| Grid connection ($U_{ac \text{ N}}$) | | | 1-NPE 230 V | | |
| Min. output voltage ($U_{ac \min}$) | | | 180 V | | |
| Max. output voltage ($U_{ac \max}$) | | | 270 V | | |
| Frequency (f_p) | | | 50 Hz / 60 Hz | | |
| Frequency range ($f_{\text{min}} - f_{\text{max}}$) | | | 47 Hz - 65 Hz | | |
| Distortion factor | | | < 3 % | | |
| Power factor ($\cos \varphi_{ac \text{ N}}$) | | | 1 | | |

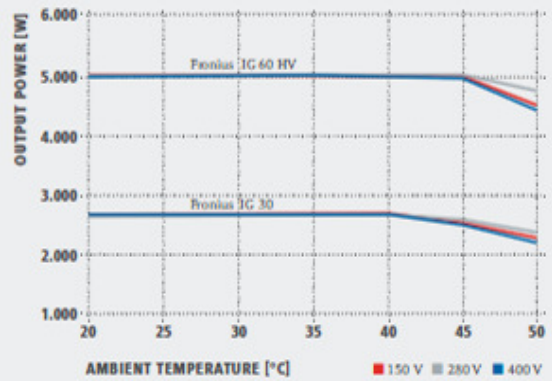
| GENERAL DATA | IG 15 | IG 20 | IG 30 | IG 40 | IG 60 HV |
|--|---|-------|-------|---|----------|
| Dimensions (height x width x depth) | 366 x 344 x 220 mm / 500 x 435 x 225 mm ¹⁾ | | | 610 x 344 x 220 mm / 733 x 435 x 225 mm ¹⁾ | |
| Weight | 9 kg / 12 kg ²⁾ | | | 16 kg / 20 kg ²⁾ | |
| Degree of protection | IP 21 / IP 45 ¹⁾ | | | | |
| Protection class | 1 | | | | |
| Overvoltage category (DC / AC) | 2 / 3 | | | | |
| Night-time consumption | < 1 W | | | | |
| Inverter concept | HF transformer | | | | |
| Cooling | Regulated air cooling | | | | |
| Installation | Indoor and outdoor installation ¹⁾ | | | | |
| Ambient temperature range | from -20°C to +50°C | | | | |
| Permitted humidity | 0 % to 95 % | | | | |
| DC connection technology Fronius Indoor | Screw terminal connection 1.5 - 10 mm ²⁾ ; DC plug optional ¹⁾ | | | | |
| DC connection technology Fronius Outdoor | DC plug ²⁾ | | | | |
| AC connection technology Fronius Indoor | Screw terminal connection 1.5 - 10 mm ²⁾ ; plug optional | | | | |
| AC connection technology Fronius Outdoor | Screw terminal connection 1.5 - 10 mm ²⁾ | | | | |
| Certificates and compliance with standards | DIN V VDE V 0126-1-1, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, UTE C15-712-1, EN 50438, G83, G59, C 10 / 11, CER 06-190, AS 4777-1, AS 4777-2, AS 4777-3 | | | | |

¹⁾ This applies to Fronius IG Outdoor ²⁾ MC3, MC4 or Tyco
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS IG 60 HV EFFICIENCY CURVE



FRONIUS IG TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA: FRONIUS IG

| EFFICIENCY | IG 15 | IG 20 | IG 30 | IG 40 | IG 60 HV |
|-------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Max. efficiency | 94.2 % | 94.3 % | 94.3 % | 94.3 % | 94.3 % |
| European efficiency (η_{EU}) | 91.4 % | 92.3 % | 92.9 % | 93.2 % | 93.5 % |
| η at 5% $P_{DCR}^{0.5}$ | 75.0 / 76.9 / 71.1 % | 77.4 / 80.6 / 71.1 % | 81.6 / 83.1 / 81.4 % | 82.7 / 83.3 / 80.2 % | 85.6 / 85.8 / 83.3 % |
| η at 10% $P_{DCR}^{0.5}$ | 81.6 / 83.1 / 81.4 % | 84.9 / 86.2 / 83.4 % | 87.4 / 88.6 / 85.9 % | 88.5 / 89.3 / 85.0 % | 90.0 / 90.3 / 87.5 % |
| η at 20% $P_{DCR}^{0.5}$ | 87.8 / 89.2 / 85.9 % | 89.7 / 90.5 / 87.3 % | 91.2 / 91.8 / 89.1 % | 91.5 / 92.3 / 89.6 % | 92.2 / 93.0 / 90.8 % |
| η at 25% $P_{DCR}^{0.5}$ | 89.3 / 89.9 / 86.8 % | 90.8 / 91.3 / 88.5 % | 91.8 / 92.7 / 90.2 % | 92.1 / 92.9 / 90.6 % | 92.4 / 93.5 / 91.6 % |
| η at 30% $P_{DCR}^{0.5}$ | 90.1 / 90.7 / 87.9 % | 91.5 / 92.3 / 89.8 % | 92.3 / 93.2 / 90.9 % | 92.4 / 93.3 / 91.1 % | 92.5 / 93.6 / 92.1 % |
| η at 50% $P_{DCR}^{0.5}$ | 92.0 / 92.9 / 90.3 % | 92.6 / 93.7 / 91.4 % | 92.8 / 94.0 / 92.4 % | 92.7 / 93.9 / 91.5 % | 92.9 / 94.3 / 92.3 % |
| η at 75% $P_{DCR}^{0.5}$ | 92.7 / 93.8 / 91.7 % | 92.8 / 94.3 / 92.6 % | 92.4 / 94.3 / 92.8 % | 92.9 / 94.1 / 92.6 % | 92.5 / 94.1 / 92.9 % |
| η at 100% $P_{DCR}^{0.5}$ | 92.8 / 94.2 / 92.5 % | 92.4 / 94.0 / 92.9 % | 92.0 / 93.4 / 92.6 % | 92.5 / 94.3 / 92.9 % | 92.0 / 93.7 / 92.7 % |
| MPP adaptation efficiency | * 99.9 % | | | | |

| PROTECTIVE EQUIPMENT | IG 15 | IG 20 | IG 30 | IG 40 | IG 60 HV |
|-----------------------------|---|-------|-------|-------|----------|
| DC insulation measurement | Warning/shutdowns (depending on country setup) at $R_{ISO} = 500 \text{ k}\Omega$ | | | | |
| Overload behaviour | Operating point shift, power limitation | | | | |
| Reverse polarity protection | Integrated | | | | |

| INTERFACES | IG 15 | IG 20 | IG 30 | IG 40 | IG 60 HV |
|-----------------------------------|---|-------|-------|-------|----------|
| Optional with Fronius Datamanager | WLAN, Ethernet, Modbus TCP, 6 digital inputs, 4 digital inputs/outputs, Datalogger, Webserver | | | | |

^{0.5} and at $U_{app \text{ min}} / U_{DC} / U_{app \text{ max}}$.
 Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

ANEXO III: Contrato de interconexión para fuentes de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala

ANEXO UNO

CONTRATO DE INTERCONEXION PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN PEQUEÑA ESCALA QUE CELEBRAN, POR UNA PARTE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, REPRESENTADA POR EL ING. VICENTE SOTO SANTIAGO SUPERINTENDENTE ZONA CORDOBA DENOMINADA EN LO SUCESIVO EL SUMINISTRADOR, Y POR LA OTRA GABRIELA MARIA THERIOT ALANIS A QUIEN EN LO SUCESIVO SE DENOMINARA EL GENERADOR, REPRESENTADO POR EL MISMO, AL TENOR DE LAS SIGUIENTES DECLARACIONES Y CLAUSULAS.

DECLARACIONES

- I. Declara el Suministrador que:
- (a) Es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio, que se rige por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, y acredita tal carácter en los términos del artículo 8 de la citada Ley.
 - (b) Su representante, el Ing. Vicente Soto Santiago cuenta con todas las facultades necesarias para comparecer a la celebración del presente contrato, según consta en la Escritura Pública número 30,624 de fecha 1 de noviembre de 2011, pasada ante la fe del señor licenciado Victor Rafael Aguilar Molina, Notario Público número 174 de la ciudad de México.
 - (c) Tiene su domicilio en Km 290+270 Autopista México-Veracruz Colonia la Luz Francisco I. Madero Córdoba Veracruz CP 94542, mismo que señala para todos los fines y efectos legales del presente Contrato.
 - (d) El presente Contrato es aplicable a todos los Generadores con Fuente de Energía Renovable y Generadores con Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala con capacidad hasta de 30 kW, que se interconecten a la red eléctrica del suministrador en tensiones inferiores a 1 kV, y que no requieren hacer uso del Sistema del Suministrador para portear energía a sus cargas.
- II. Declara el Generador que:
- (a) Es una persona física que comparece por su propio derecho con capacidad jurídica para contratar y obligarse en términos del presente Contrato y se identifica con credencial oficial 1002064744770, expedida por Instituto Federal Electoral.
 - (b) Tiene su domicilio en CALZADA LAS PALMAS 45 CLUB CAMPESTRE EN EL MUNICIPIO DE CORDOBA; VERACRUZ mismo que señala para todos los fines y efectos legales de este Contrato.
 - (c) Se obliga a proporcionar al Suministrador, y según sea el caso, acreditar documentalmente con Información Técnica, que cuenta con equipo de cogeneración que cumple con los términos del artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

CLAUSULAS

PRIMERA. Objeto del Contrato. El objeto de este Contrato es realizar y mantener durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional propiedad del Suministrador y la Fuente de Energía Renovable o el Sistema de Cogeneración en pequeña escala del Generador;

SEGUNDA. Definiciones. Los términos que aparecen en este Contrato, ya sea en el propio cuerpo o en cualquiera de sus anexos, con inicial mayúscula y negrillas tendrán el significado que se les asigna en esta cláusula segunda. Dicho significado se aplicará al término tanto en singular como en plural.

- **Cogeneración.** Conforme a lo dispuesto en el artículo 36, fracción II, de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.
- **Contrato.** El presente Contrato para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en pequeña escala incluyendo todos y cada uno de sus anexos.
- **Generador.** La persona física o moral que cuente con un equipo de generación eléctrica con Fuente de Energía Renovable o aquellas personas físicas o morales que cuenten con un Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala.
- **Información Técnica;** Información suficiente con la que se deberá demostrar que se cuenta con equipo de cogeneración que se acreditará con copias de alguno de los siguientes documentos: factura, manuales del fabricante, diagramas de proceso, entre otros.

- **Fuente de Energía Renovable:** Generadores de energía renovable como se define en el artículo 3, fracción II, de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
- **Kilowatt hora (kWh).** Unidad convencional de medida de energía eléctrica.
- **Ley.** La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- **Parte.** El Suministrador de acuerdo a la Ley y la persona física o moral que suscribe el Contrato.
- **Sistema.** El Sistema Eléctrico Nacional propiedad del Suministrador.
- **Sistema de Cogeneración.** Dispositivos que en su conjunto producen energía eléctrica mediante Cogeneración.

TERCERA. Vigencia del Contrato. El presente Contrato surtirá sus efectos a partir de la fecha en que sea firmado por ambas Partes y tendrá una duración indefinida.

CUARTA. Terminación anticipada y rescisión. El presente Contrato podrá darse por terminado anticipadamente por cualquiera de las causas siguientes:

- Por voluntad del **Generador**, siendo requisito previo la notificación por escrito del **Generador** al **Suministrador** con anticipación no menor a treinta (30) días hábiles.
- Por **necesidades del servicio**, siendo requisito previo la notificación por escrito del **Suministrador** al **Generador** con anticipación no menor a treinta (30) días hábiles.
- Por acuerdo de las **Partes**.

El presente Contrato podrá rescindirse por contravención a las disposiciones que establece la Ley, su Reglamento y las demás disposiciones aplicables al Contrato, siempre y cuando dicha contravención afecte sustancialmente lo establecido en este Contrato.

Mientras no se rescinda el Contrato, cada Parte seguirá cumpliendo con sus obligaciones respectivas al amparo del mismo.

QUINTA. Entrega de energía por el Generador. El **Generador** se compromete a poner a disposición del **Suministrador** la energía producida por la **Fuente de Energía Renovable** o por el **Sistema de Cogeneración** en pequeña escala, y el **Suministrador** se compromete a recibirla hasta por un total igual a la energía asociada a la **Planta de generación 6000 watt. Características: Tipo de Fuente Energía Solar, con 24 paneles generadores.**

La potencia máxima a instalar dependerá del tipo de servicio, y no podrá ser mayor a lo siguiente:

Para usuarios con servicio de uso residencial: hasta 10 kW.

Para usuarios con servicio de uso general en baja tensión: hasta 30 kW.

SEXTA. Interconexión. Las inversiones necesarias para la construcción de las instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios serán a cargo del **Generador**.

Asimismo, estará a cargo del **Generador** cualquier modificación que sea necesario realizar a las instalaciones existentes para lograr la interconexión, mismas que, en su caso, realizará bajo la supervisión del **Suministrador** y previa autorización de éste.

Las instalaciones y equipos necesarios en el **Punto de Interconexión** así como los **elementos de protección**, requeridos para la conexión con el **Sistema** deberán cumplir con las especificaciones conducentes del **Suministrador** y las **Normas Oficiales Mexicanas (NOM)**. Las características de estas instalaciones y equipos serán las establecidas por el **Suministrador**.

SEPTIMA. Medición. Los medidores y los equipos de medición a ser usados para medir la energía entregada por el **Generador** al **Suministrador** y la que entregue el **Suministrador** al **Generador** serán instalados por el **Suministrador** a costa del **Generador**. Los medidores a instalar tendrán la capacidad de efectuar la medición neta (Net Metering) entre la energía eléctrica entregada por el **Suministrador** y la energía eléctrica entregada por el

Generador al Suministrador. En razón de ello, el **Generador** únicamente pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta y el costo del equipo convencional que instalaría el **Suministrador** para la entrega de energía eléctrica que corresponda.

El **Generador** puede instalar y mantener a su propia costa, medidores y equipo de medición de reserva en el Punto de Interconexión adicionales a los mencionados en el párrafo anterior de esta cláusula, siempre y cuando cumplan con las normas y prácticas que tiene establecidas el **Suministrador** para ese propósito.

OCTAVA. Contrato de Suministro. El **Generador** se obliga a mantener vigente un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable durante todo el tiempo que dure la interconexión de su fuente con la red del **Suministrador**.

NOVENA. Facturación y pagos. Para fines de facturación, el consumo de kWh del **Generador**, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el **Suministrador** y la entregada por el **Generador** al **Suministrador**.

Cuando la diferencia sea negativa, se considerará como un crédito a favor del **Generador** que podrá ser compensado dentro del periodo de 12 meses siguientes. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el **Generador** renuncia a cualquier pago por este concepto.

Cuando la diferencia sea positiva, se considerará como un crédito a favor del **Suministrador** y se facturará en la tarifa aplicable según el contrato mencionado en la cláusula octava.

DECIMA. El **Generador** se obliga a no intervenir ni modificar los equipos en sus instalaciones que están asociados a la desconexión de su fuente de energía, ni a los asociados a la desconexión de sus instalaciones de las instalaciones del **Suministrador**. En caso contrario, el **Generador** deberá responder de los daños y perjuicios que cause el **Suministrador**.

DECIMA PRIMERA. Lugar de pago. Todos los pagos se harán en moneda de curso legal en los Estados Unidos Mexicanos en las oficinas de atención al público del **Suministrador** o en las instituciones o medios que éste establezca.

DECIMA SEGUNDA. Supletoriedad. Para lo no establecido en el presente Contrato, se aplicarán las disposiciones del contrato de suministro de energía eléctrica mencionado en la cláusula octava así como lo dispuesto en las disposiciones jurídicas aplicables.

DECIMA TERCERA. Modificaciones. Cualquier modificación al presente Contrato deberá formalizarse por escrito y ambas Partes deberán suscribir el convenio correspondiente.

DECIMA CUARTA. Caso fortuito y fuerza mayor. Las Partes no serán responsables por el incumplimiento de sus obligaciones cuando el mismo resulte de caso fortuito o fuerza mayor.

DECIMA QUINTA. Cesión de derechos. El **Generador** tiene prohibida la cesión parcial o total de los derechos y obligaciones derivadas del presente Contrato, sin la previa autorización por escrito del **Suministrador**.

DECIMA SEXTA. Legislación y tribunales. El presente Contrato se rige e interpreta por las leyes federales de los Estados Unidos Mexicanos y, en particular, por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento. Las controversias que surjan del presente contrato serán competencia de los tribunales federales en la ciudad Córdoba y al efecto las partes renuncian al diverso fuero que pudiere corresponderles por razón de su domicilio u otras causas.

Este Contrato se firma en 2 ejemplares en la Ciudad de Córdoba, el 14 de Julio de 2014.

EL SUMINISTRADOR

GABRIELA MARIA THERIOT ALANIS

ING. VICENTE SOTO SANTIAGO
SUPERINTENDENTE ZONA CORDOBA



Las firmas y antefirmas que anteceden corresponden al Contrato celebrado entre Comisión Federal de Electricidad y Gabriela María Theriot Alanis.

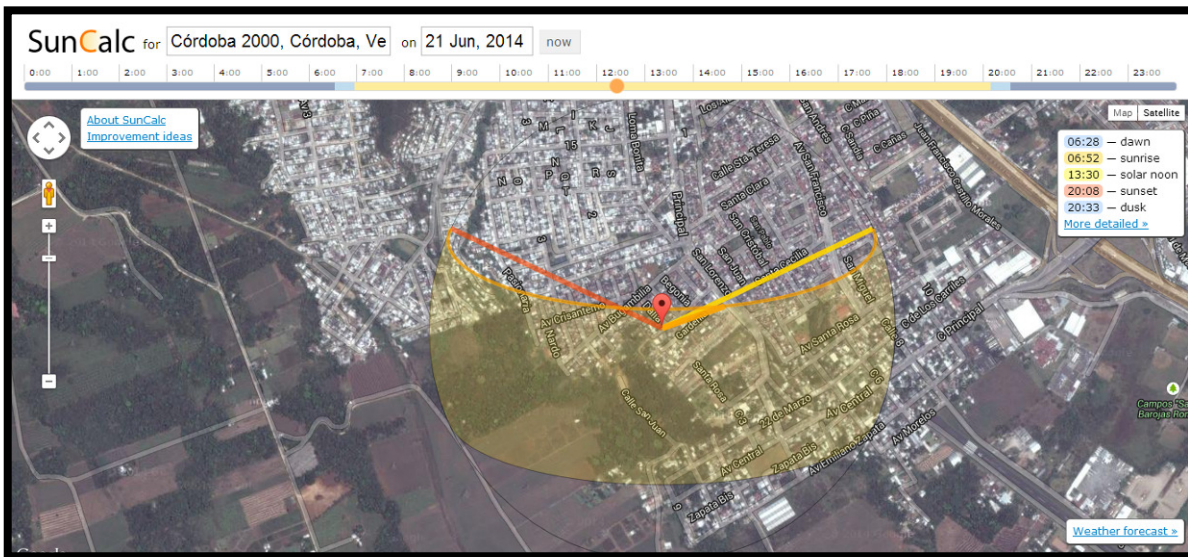


ANEXO IV: Ubicación del sol en la bóveda celeste en cada estación del año



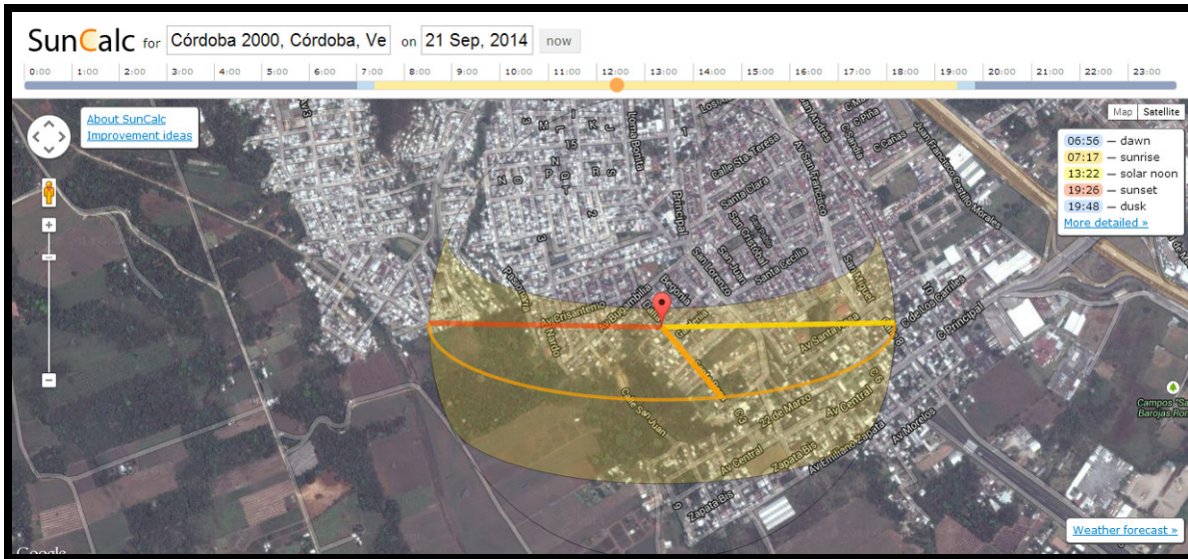
Recurso solar en primavera la ciudad de Córdoba, Veracruz, México (Av azucena Esquina Calle Dalia Col Córdoba 2000)

Fuente: <http://suncalc.net/#/18.8792,-96.9695,16/2014.03.21/12:22>



Recurso solar en verano la ciudad de Córdoba, Veracruz, México (Av azucena Esquina Calle Dalia Col Córdoba 2000)

Fuente: <http://suncalc.net/#/18.8792,-96.9695,16/2014.06.21/12:22>



Recurso solar en otoño la ciudad de Córdoba, Veracruz, México (Av azucena Esquina Calle Dalia Col Córdoba 2000)

Fuente: <http://suncalc.net/#/18.8792,-96.9695,16/2014.09.21/12:22>

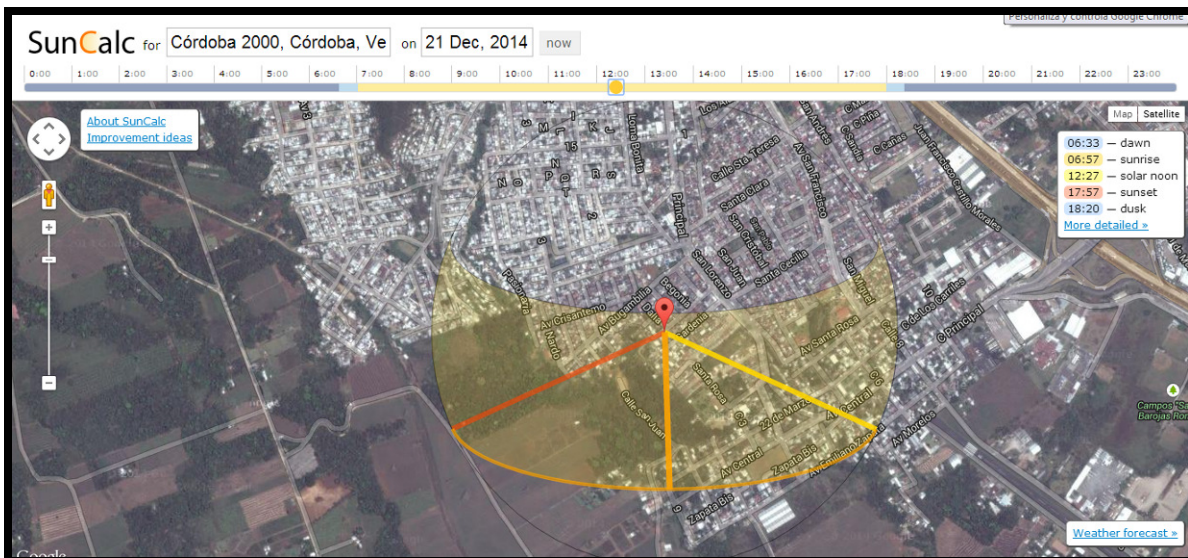


Figura: Recurso solar en otoño la ciudad de Córdoba, Veracruz, México (Av azucena Esquina Calle Dalia Col Córdoba 2000)

Fuente: <http://suncalc.net/#/18.8792,-96.9695,16/2014.12.21/12:21>

ANEXO V: Máxima Intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor

| Sección (mm ²) | 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 |

ANEXO VI: Ficha Técnica del conductor RZ1-K 0.6/1Kv

El cable **RZ1-K 0.6/1Kv** es utilizado para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas como las fotovoltaicas.

Su desempeño para instalaciones interiores o exteriores ubicadas sobre soportes al aire libre, en tubos o enterradas es muy bueno, por lo que se adapta bien a las necesidades de nuestro proyecto tanto en el lado de continua como de alterna.

Cumple con lo reglamentado en las siguientes

- **ITC-BT 07** Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- **ITC-BT 09** Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior.
- **ITC-BT 11** Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- **ITC-BT 14** Línea general de alimentación.
- **ITC-BT 15** Derivación individual.
- **ITC-BT 20** Instalaciones interiores o receptoras.

| Características técnicas | |
|--|---|
| 1. Conductor | Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228 |
| 2. Aislamiento | Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX-3 según UNE 21123 y HD 60351 |
| 3. Cubierta | Poliolefina termoplástica según UNE 21123 |
| Tensión nominal | 0,6/1kV |
| Tensión de ensayo | 3.500V en C.A. |
| Temperatura máxima | 90 °C |
| Otras características | |
| <ul style="list-style-type: none"> · Colores según UNE 21089 , HD 30852:2001 y UNE-EN 50334 · No propagación de la llama según UNE-EN 60332, EN 60332 e IEC 60332 · No propagación del incendio según UNE-EN 50266, EN 50266 e IEC 60332 e IEC 60332 · Bajo contenido de halógenos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754 · Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754 · Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034, EN 61034 e IEC 61034 · El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC. | |

Dimensiones

| Sección (mm ²) | Resistencia a 20 °C (Ω/km) | Diámetro Exterior (mm) | Peso (Kg/Km) | Sección (mm ²) | Resistencia a 20 °C (Ω/km) | Diámetro Exterior (mm) | Peso (Kg/Km) |
|----------------------------|----------------------------|------------------------|--------------|----------------------------|----------------------------|------------------------|--------------|
| 1x1,5 | 13,30 | 4,80 | 34 | 4x25 | 0,78 | 22,90 | 1.168 |
| 1x2,5 | 7,98 | 5,20 | 45 | 4x35 | 0,554 | 25,80 | 1.573 |
| 1x4 | 4,95 | 5,80 | 61 | 4x50 | 0,386 | 29,65 | 2.178 |
| 1x6 | 3,30 | 6,35 | 80 | 4x70 | 0,272 | 34,80 | 3.055 |
| 1x10 | 1,91 | 7,25 | 120 | 4x95 | 0,206 | 39,70 | 3.985 |
| 1x16 | 1,21 | 8,30 | 174 | 4x120 | 0,161 | 44,85 | 5.086 |
| 1x25 | 0,78 | 9,95 | 258 | 4x150 | 0,129 | 49,55 | 6.294 |
| 1x35 | 0,554 | 11,15 | 349 | 4x185 | 0,106 | 54,90 | 7.534 |
| 1x50 | 0,386 | 12,75 | 484 | 4x240 | 0,0801 | 62,30 | 10.034 |
| 1x70 | 0,272 | 14,80 | 676 | 5x1,5 | 13,30 | 10,10 | 150 |
| 1x95 | 0,206 | 16,90 | 885 | 5x2,5 | 7,98 | 11,20 | 204 |
| 1x120 | 0,161 | 18,95 | 1.124 | 5x4 | 4,95 | 12,75 | 286 |
| 1x150 | 0,129 | 20,95 | 1.393 | 5x6 | 3,30 | 14,20 | 387 |
| 1x185 | 0,106 | 23,10 | 1.655 | 5x10 | 1,91 | 16,65 | 598 |
| 1x240 | 0,0801 | 26,20 | 2.214 | 5x16 | 1,21 | 20,70 | 939 |
| 1x300 | 0,0641 | 28,35 | 2.697 | 5x25 | 0,78 | 25,15 | 1.407 |
| 1x400 | 0,0486 | 31,40 | 3.389 | 5x35 | 0,554 | 28,40 | 1.901 |
| 2x1,5 | 13,30 | 8,25 | 94 | 5x50 | 0,386 | 32,90 | 2.654 |
| 2x2,5 | 7,98 | 9,05 | 122 | 5x70 | 0,272 | 38,60 | 3.725 |
| 2x4 | 4,95 | 10,20 | 165 | 5x95 | 0,206 | 44,05 | 4.860 |
| 2x6 | 3,30 | 11,30 | 216 | 5x120 | 0,161 | 49,95 | 6.226 |
| 2x10 | 1,91 | 13,10 | 319 | 5x150 | 0,129 | 55,00 | 7.677 |
| 2x16 | 1,21 | 16,40 | 503 | 5x185 | 0,106 | 59,70 | 8.999 |
| 2x25 | 0,78 | 19,70 | 743 | 6x1,5 | 13,30 | 10,90 | 172 |
| 2x35 | 0,554 | 22,10 | 983 | 6x2,5 | 7,98 | 12,10 | 236 |
| 2x50 | 0,386 | 25,30 | 1.344 | 6x4 | 4,95 | 13,85 | 334 |
| 2x70 | 0,272 | 29,40 | 1.860 | 7x1,5 | 13,30 | 10,90 | 188 |
| 2x95 | 0,206 | 33,30 | 2.408 | 7x2,5 | 7,98 | 12,10 | 260 |
| 3x1,5 | 13,30 | 8,65 | 109 | 7x4 | 4,95 | 13,85 | 371 |
| 3x2,5 | 7,98 | 9,50 | 144 | 7x6 | 3,30 | 15,50 | 508 |
| 3x4 | 4,95 | 10,75 | 199 | 8x1,5 | 13,30 | 11,75 | 210 |
| 3x6 | 3,30 | 11,95 | 265 | 8x2,5 | 7,98 | 13,05 | 292 |
| 3x10 | 1,91 | 13,85 | 401 | 10x1,5 | 13,30 | 12,55 | 247 |

ANEXO VII: Ficha Técnica del fusible GAVE modelo 30F10PV

Protección fusible gPV



Una gama de fusibles 10x38mm especialmente diseñados para la protección y aislamiento de cadenas fotovoltaicas. Los fusibles puede interrumpir las pequeñas sobrecargas asociadas a circuitos FV defectuosos. De esta forma la protección actuará a partir de $1,3 \times I_n$ asegurando una óptima protección de la instalación.

Conforme a

- IEC 60269-1
- IEC 60269-6

Características

- Tensión de empleo: 1000Vdc
- Amps: 2A, 4A, 6A, 8A, 10A, 12A, 15A y 20A
- Capacidad de ruptura: 33kA dc
- Corriente mínima de interrupción: $1.3 \times I_n$
- Constante de tiempo (L/R): menor de 1ms

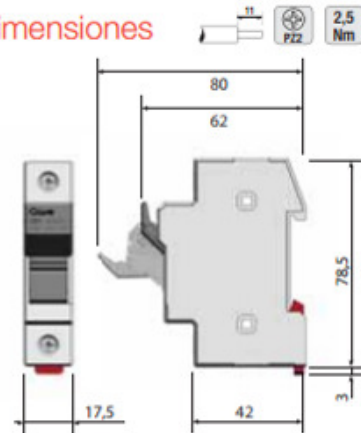
Portafusibles



Características

- 1000V DC-20B
- Corte modular 45 mm - 1 módulo (17,5mm) X polo.
- Montaje en carril DIN 35mm.
- Plásticos resistentes a altas temperaturas.
- Elevadas características de aislamiento.

Dimensiones



According to

- IEC 60947-1
- IEC 60947-3

| Referencias | Corriente térmica | Tamaño fusible | Polos | Módulos | Embalaje |
|-------------|-------------------|----------------|-------|---------|----------|
| 211PV | 32 A | 10 x 38 | 1P | 1 | 12 |

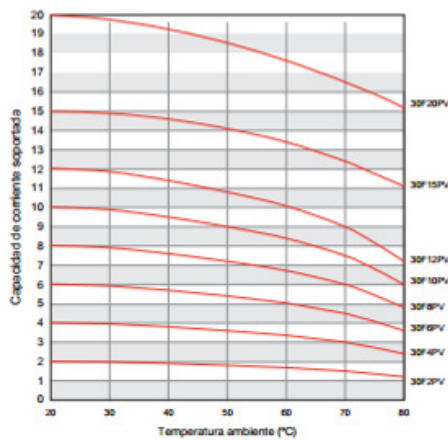
Dimensiones



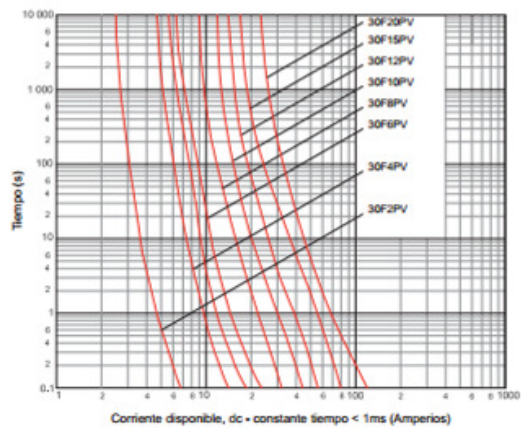
Datos técnicos

| Referencia | Intensidad nominal (A) | Integrales Energía IZt (AZs) | | Disipación térmica (W) | |
|------------|------------------------|------------------------------|---------------|------------------------|----------------|
| | | Pre-Arco | Total a 1000V | 0.8I ⁿ | I ⁿ |
| 30F2PV | 2 | 1.2 | 3.4 | 0.6 | 1.0 |
| 30F4PV | 4 | 9.5 | 26 | 1.0 | 1.3 |
| 30F6PV | 6 | 30 | 90 | 1.1 | 1.8 |
| 30F8PV | 8 | 3 | 32 | 1.2 | 2.1 |
| 30F10PV | 10 | 7 | 70 | 1.3 | 2.3 |
| 30F12PV | 12 | 12 | 120 | 1.5 | 2.7 |
| 30F15PV | 15 | 22 | 220 | 1.7 | 2.9 |
| 31F20PV | 20 | 34 | 240 | 2.1 | 3.5 |

Corrección por temperatura



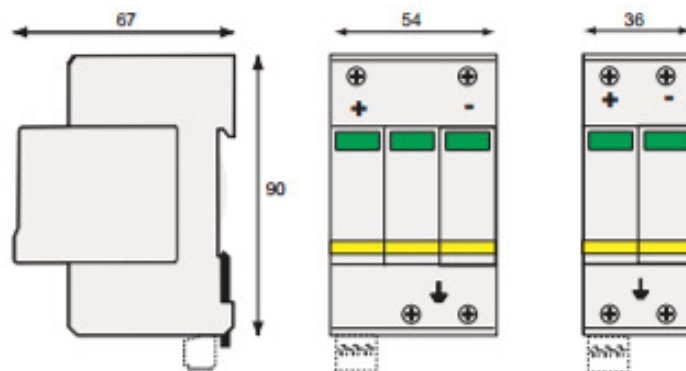
Características tiempo-corriente



ANEXO VIII: Ficha Técnica del descargador de sobretensión marca Gave modelo PST25PV




Dimensiones



Características técnicas

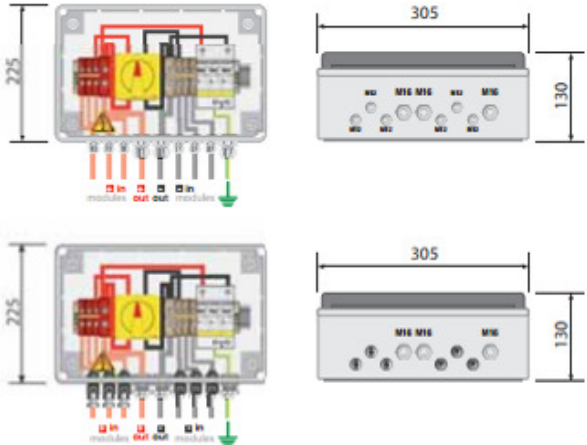
| | | PST25PV | PST31PV |
|---|-----------|----------|----------|
| tensión de régimen perm. máx. | U_c | 550VDC | 1000VDC |
| corriente de descarga nominal | I_n | 20 kA | 20 kA |
| corriente de descarga máxima | I_{max} | 40 kA | 40 kA |
| nivel de protección (a I_n) | U_p | 2,2 kV | 3 kV |
| teleseñalización (añadir T a la referencia) | | PST25PVT | PST31PVT |

ANEXO IX: Ficha Técnica del interruptor seccionador SOLARTEC modelo ST031025PA



| Referencia | Strings | V | Isc | Protección sobretensiones | Grado de protección | Material (caja/tapa) | Conexión entradas |
|------------|---------|------|-----|---------------------------|---------------------|----------------------|-------------------|
| ST031025P | 3 | 1000 | 25A | PST31PV | IP65 | ABS/PC | Glands |
| ST031025PA | 3 | 1000 | 25A | PST31PV | IP65 | ABS/PC | MC4 |

Dimensiones




ANEXO X: Ficha Técnica del interruptor en caja moldeada marca Legrand de 1 polo a 125A

| | | DPX-E 125 DPX 125 | | | |
|---|--|----------------------|------------------|--------|--------|
| Número de polos | | 1P | 3P - 4P - 3P+N/2 | | |
| Poder de corte | | 16 kA | 16 kA | 25 kA | 36 kA |
| Corriente nominal In (A) | | 16-125 | 16-125 | 16-125 | 16-125 |
| Tensión de aislamiento Ui (V) | | 290 | 500 | 500 | 500 |
| Tensión de impulso asignada Uimp (kV) | | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Tensión de empleo Ue (V) | | CA 50/60 Hz | 230 | 500 | 500 |
| | | CC ⁽¹⁾ | | 250 | 250 |
| Poder de corte Icu (kA) | | 230/240 V CA | 16 | 22 | 35 |
| | | 400/415 V CA | | 16 | 25 |
| | | 440 V CA | | 10 | 18 |
| | | 480/500 V CA | | 8 | 12 |
| | | 600 V CA | | | |
| 690 V CA | | | | | |
| 2 polos en serie 250 V CC ⁽¹⁾ | | | 16 | 25 | 30 |
| Poder de corte de servicio Ics (% Icu) | | 50 | 100 | 50 | 75 |
| Poder asignado de cierre en cortocircuito Icm (kA) a 400 V CA | | 32 | 32 | 52,5 | 75,6 |




ANEXO XI: Ficha Técnica del interruptor diferencial seleccionado es de la marca ABB modelo F200AC de 230V / IV 63A / 30mA

Protección diferencial

Sector residencial - terciario



M02

| N° Polos/Módulos | Sensibilidad $I_{\Delta n}$ mA | Intensidad I_n A | Tipo | Código Pedido | Precio Unit. € | Sum.min/ Embalaje Ud. |
|---|--------------------------------------|--------------------------|----------------|-----------------|----------------------|-----------------------------|
| <p>F200AC Clase AC  Instantáneo Hasta 63A* *Versiones hasta 125A en la página 1/80</p>   | | | | | | |
| <p>Interruptores diferenciales F200AC hasta 63A* Producto certificado por AENOR conforme a la norma UNE-EN 61008 (según modelos). Tensión de utilización 230/400Vc.a. Clase AC: Detectan fugas de corriente alternas. Inmunidad ante disparos intempestivos de hasta 250A según la onda 8/20 μs. Resistentes a cortocircuitos de hasta 1kA sin protección aguas arriba y hasta 10 kA con un fusible aguas arriba tipo gL 100A. Conexión mediante borne cilíndrico de arrastre bidireccional para cables flexibles/rigidos hasta 25 mm² (borne principal) y 10 mm² (borne auxiliar).</p> | | | | | | |
| Bipolar - 2 módulos | | | | | | |
| 10 | 16 | | F202AC-16/0,01 | 2CSF202001R0160 | 349,16 | A 1 |
| 30 | 25 | | F202AC-25/0,03 | 2CSF202001R1250 | 160,76 | A 1 |
| | 40 | | F202AC-40/0,03 | 2CSF202001R1400 | 164,32 | A 1 |
| | 63 | | F202AC-63/0,03 | 2CSF202001R1630 | 416,84 | A 1 |
| 100 | 25 | | F202AC-25/0,1 | 2CSF202001R2250 | 168,55 | C 1 |
| | 40 | | F202AC-40/0,1 | 2CSF202001R2400 | 173,62 | C 1 |
| | 63 | | F202AC-63/0,1 | 2CSF202001R2630 | 298,86 | C 1 |
| 300 | 25 | | F202AC-25/0,3 | 2CSF202001R3250 | 163,53 | A 1 |
| | 40 | | F202AC-40/0,3 | 2CSF202001R3400 | 168,76 | A 1 |
| | 63 | | F202AC-63/0,3 | 2CSF202001R3630 | 291,43 | A 1 |
| 500 | 25 | | F202AC-25/0,5 | 2CSF202001R4250 | 160,47 | B 1 |
| | 40 | | F202AC-40/0,5 | 2CSF202001R4400 | 161,36 | B 1 |
| | 63 | | F202AC-63/0,5 | 2CSF202001R4630 | 278,88 | B 1 |
| Tetrapolar - 4 módulos | | | | | | |
| 30 | 25 | | F204AC-25/0,03 | 2CSF204001R1250 | 306,23 | A 1 |
| | 40 | | F204AC-40/0,03 | 2CSF204001R1400 | 315,90 | A 1 |
| | 63 | | F204AC-63/0,03 | 2CSF204001R1630 | 548,92 | A 1 |
| 100 | 25 | | F204AC-25/0,1 | 2CSF204001R2250 | 263,52 | C 1 |
| | 40 | | F204AC-40/0,1 | 2CSF204001R2400 | 262,76 | C 1 |
| | 63 | | F204AC-63/0,1 | 2CSF204001R2630 | 363,60 | C 1 |
| 300 | 25 | | F204AC-25/0,3 | 2CSF204001R3250 | 257,66 | A 1 |
| | 40 | | F204AC-40/0,3 | 2CSF204001R3400 | 267,99 | A 1 |
| | 63 | | F204AC-63/0,3 | 2CSF204001R3630 | 353,42 | A 1 |

ANEXO XII: Estructura soporte triangular ajustable de la marca UISOLAR

Esta estructura tiene las siguientes características:

- Sitio de instalación: tejado inclinado o plano.
- Inclinación de instalación: hasta 60 grados.
- Máx. altura de edificio: hasta 65ft (22m)
- Carga de nieve: 1.4KN/M2
- Tipo de panel solar: con marco o panel solar de thin-film
- Orientación de módulo: horizontal o vertical.
- Estándar de diseño: AS/NZS 1170 y otros estándares internacionales
- Material de producto: Aluminio Al6005-T5 anodizado & acero inoxidable 304
- Garantía de calidad: 10 años de calidad y 20 años de vida del servicio.

