



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

# **Inspección de una instalación fotovoltaica**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de  
**Ingeniera Eléctrica Electrónica**

**P R E S E N T A**

Luz Vianey Reyes Marin

**ASESOR DE INFORME**

Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024**

## Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>7</b>
1.1. Objetivos	8
1.1.1. Objetivo general	8
1.1.2. Objetivos específicos	8
1.2. Metodología	9
1.3. Organización del documento	10
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>11</b>
2.1. Energía Eléctrica en México	11
2.2. NOM-001-SEDE-2012, Sistemas Solares Fotovoltaicos	11
<b>3. Antecedentes del Tema</b>	<b>12</b>
3.1. Instalaciones fotovoltaicas	12
3.2. Sistema interconectado a la red o sistema interactivo	13
3.3. Estructura o Montaje del Sistema Fotovoltaico	14
3.4. Monitoreo del Sistema Fotovoltaico	14
3.5. Conexión Eléctrica	14
3.5.1. Especificaciones de Norma en Instalaciones Eléctricas	14
3.5.2. Características de una instalación eléctrica en casa o edificio	15
<b>4. Actividades Realizadas</b>	<b>17</b>
4.1. Diagrama Unifilar	17
4.1.1. Ejemplo de un sistema fotovoltaico	17
4.1.2. Cálculo de Protecciones en CD	19
4.1.3. Cálculo de Conductores en CD	19
4.1.4. Cálculo de Protecciones en CA	20
4.1.5. Cálculo de Conductores en CA	20
4.1.6. Cálculo de Canalización en CA	20
4.2. Requerimientos de instalación	20
4.3. Estructuras	21
4.3.1. Sistema Ralux para techos planos	21
4.4. Conexiones eléctricas	26
4.4.1. Colocación de Conector tipo Clema	27
4.4.2. Canalización	28
4.5. Centro de carga	29
4.6. Monitoreo	29
4.6.1. Sistema de Configuración eGauge	29
4.6.2. Sistema de Monitoreo Hoymiles	30
4.7. Medidor de CFE	30
<b>5. Conclusiones</b>	<b>31</b>

<b>6. Anexo</b>	<b>32</b>
6.1. Cable de Baja Tensión . . . . .	32
6.2. Panel Fotovoltaico Modelo Trina 455W . . . . .	32
6.3. Interruptor Termomagnético Easy9 2P 20A 10kA curva C EZ9F56220 . . . . .	33
6.4. Especificación de conductores por borne en terminales, de acuerdo a la IEC-60947-7-1-2009	33
6.5. Diagrama Unifilar . . . . .	34

**Dedicatoria**

Mi trabajo profesional lo dedico con todo mi amor y cariño a Luna Abigail, que aunque ya no forme parte de este plano terrenal se que gracias a su compañía en desvelos y su alentadora mirada me dio las fuerzas para que día a día no me rindiera, con todo mi amor hasta donde estes mi pequeña.

### **Agradecimientos**

#### **A mis padres**

Por haberme dado la oportunidad de cumplir con mis metas y apoyarme en todas las decisiones que tome para lograr este sueño.

#### **A mi asesor de trabajo profesional**

Sin usted y sus recomendaciones, paciencia y constancia con este trabajo no lo hubiera logrado. Sus consejos fueron el motor para que este trabajo fuera realizado con éxito. Gracias por tanto apoyo y por motivarme siempre.

#### **A Jahdiel Adrián Tabares López**

Hay tanto por decir, pero quiero agradecer por motivarme cada día, en apoyarme y explicarme temas que para mi fueron complejos, gracias por siempre ser mi luz en toda la carrera, a ti te debo parte de este gran logro.

#### **A Guillermo Ortiz Arroyo**

Sin ti, y sin tu apoyo incondicional que me brindaste día con día, fueron y serán parte primordial para poder lograr un sueño mas en mi vida, agradezco indudablemente la paciencia que tuviste conmigo en todo momento, la dedicación, las palabras de aliento cuando me sentía rendida y te agradezco por motivarme y no dejarme vencer, quiero decirte que la culminación de este trabajo también es éxito tuyo.

#### **A mis amigos y profesores**

Agradecer a cada uno de ustedes que fueron parte primordial para mi crecimiento profesional, a mis amigos, por que gran parte de esto se los debo a ellos, por ser un gran equipo que me motivo y me alentó y a mis profesores, por darme muchas enseñanzas y consejos de vida espacialmente a la Dra. María Beatriz de la Mora Mojica, que me apoyo en continuar con mis estudios.

**Resumen:** En la actualidad, el creciente desarrollo de la tecnología ha permitido utilizar la energía solar como una fuente limpia y renovable de energía eléctrica. De este modo, los sistemas fotovoltaicos se han convertido en la solución ideal para transformar la energía solar en energía eléctrica de una manera eficiente. Sin embargo, la inspección de estos sistemas es un proceso esencial e indispensable para asegurar el funcionamiento óptimo y la seguridad de la instalación fotovoltaica. En este contexto, esta trabajo profesional como objetivo proponer una metodología para llevar a cabo la inspección de una instalación fotovoltaica, fundamentada en la aplicación y cumplimiento de las directrices de la Norma Oficial Mexicana (NOM) 001 SEDE 2012: *Instalaciones Eléctricas*, con el fin de proveer una guía que permita conocer e implementar las mejores prácticas para evaluar el rendimiento, la eficiencia y las condiciones de seguridad de un sistema fotovoltaico después de haber sido instalado, garantizando un funcionamiento adecuado durante un largo periodo de tiempo.

Después de presentar los antecedentes teóricos del tema y ofrecer una descripción detallada de las tres etapas que componen el proceso de inspección de una instalación fotovoltaica, se diseñó una metodología de inspección para verificar la selección de los componentes eléctricos de protección y evaluar la calidad de las conexiones eléctricas de la instalación con base en los estándares señalados en la NOM. Además, se establecieron los criterios necesarios para realizar un análisis de la estructura del sistema fotovoltaico instalado, con el objetivo principal de garantizar resistencia estructural y una fijación correcta de los módulos fotovoltaicos. Finalmente, se comprobó que la implementación de un sistema de monitoreo utilizando la configuración *eGauge*, es un recurso práctico para evaluar si un sistema fotovoltaico es eficiente en términos de generación de energía. Dentro de las actividades realizadas, se propuso un sistema fotovoltaico con una capacidad de instalación de 4,095[W], con nueve paneles solares (modelo TRINA Solar 455[W]) distribuidos en dos islas, en donde se hace uso del diagrama unifilar para verificar el número máximo de módulos conectados a cada microinversor y evaluar si el dimensionamiento de los dispositivos de protección seleccionados para cada isla es el más apropiado. Los resultados de la aplicación de la metodología de inspección a este sistema permiten concluir que los interruptores comerciales instalados en ambas islas se encuentran correctamente dimensionados, y se ratifica que la seguridad del sistema fotovoltaico no se verá comprometida durante la operación.

**Palabras clave:** sistema fotovoltaico, instalación fotovoltaica, módulo fotovoltaico, energía solar, inversor, estructura de soporte, conexión eléctrica, monitoreo, diagrama unifilar, protección eléctrica, clema.

**Abstract:** Nowadays, the increasing development of technology has made it possible to use solar energy as a clean and renewable source of electrical energy. Thus, photovoltaic systems have become the best solution to transform solar energy into electrical energy in an efficient manner. However, the inspection of these systems is essential and indispensable to ensure the optimal operation and safety of the photovoltaic installation. In this context, this dissertation proposes a methodology to carry out the inspection of a photovoltaics installation, based on the application and compliance with the guidelines of the Official Mexican Standard (NOM in Spanish) 001 SEDE 2012: *Electrical Installations*, aiming to provide guidance on how to understand and implement best practices to evaluate the performance, efficiency and safety conditions of a previously installed photovoltaic system, ensuring proper operation over a long time period.

After presenting the theoretical background and providing a detailed description of the three stages that make up the inspection process of photovoltaic installations, a methodology was designed to verify the selection of the electrical safety devices and evaluate the quality of the electrical connections of the installation based on the standards indicated in the NOM. In addition, the necessary criteria were established to analyze the structure of the installed photovoltaic system, with the purpose of guaranteeing structural resistance and correct fastening of the photovoltaic modules. Finally, it was proven that the implementation of a monitoring system using the *eGauge* configuration is a practical resource to evaluate whether a photovoltaic system is efficient in terms of electrical energy generation. As part of the activities carried out, a photovoltaic system with an installation capacity of 4,095[W] equipped with nine solar panels (model TRINA Solar 455[W]) distributed in two islands was proposed, where the single-line diagram is used to verify the maximum number of modules connected to each microinverter and evaluate whether the sizing of the safety devices selected for each island is appropriate. The results obtained from the application of the inspection methodology to this system allow me to conclude that the commercial circuit breakers installed in both islands are correctly sized, and confirm that the safety of the system will not be compromised during operation.

**Keywords:** photovoltaic system, photovoltaics installation, photovoltaic module, solar energy, investor, racking, electric connection, monitoring, single-line diagram, electrical safety device, terminal block.

### 1. Introducción

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento significativo como una fuente de energía limpia y renovable. Las instalaciones fotovoltaicas, compuestas por paneles solares y sistemas de generación de energía, se han convertido en una solución eficiente y sostenible para la producción de electricidad. Sin embargo, para garantizar el óptimo funcionamiento y seguridad de estas instalaciones, es fundamental realizar una correcta inspección durante y posterior a la instalación para verificar la correcta operación y cumplimiento de las normativas establecidas.

La inspección de una instalación fotovoltaica juega un papel crucial en la evaluación de su rendimiento, eficiencia y condiciones de seguridad. A través de un proceso sistemático de evaluación, se pueden identificar posibles fallas, defectos o problemas en las conexiones eléctricas, componentes y estructuras, y tomar las medidas correctivas necesarias. Además, las inspecciones contribuyen a garantizar el cumplimiento de las normas y regulaciones establecidas para la instalación y operación de sistemas fotovoltaicos.

Realizar este proceso de evaluación de manera continua es esencial para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente de una instalación fotovoltaica durante un largo periodo de tiempo. Se conforma fundamentalmente de tres fases, las cuales se describen a continuación.

**1. Inspección Eléctrica:** En esta fase, se verifica la calidad y seguridad de las conexiones eléctricas. Se inspeccionan los cables, conectores y dispositivos de protección eléctrica. De esta manera, se busca garantizar que las conexiones estén implementadas de la manera correcta, que no existan daños en el cableado, y que los dispositivos de protección, como los interruptores de circuito, funcionen adecuadamente. Esto es crucial para evitar cortocircuitos, sobrecargas o riesgos eléctricos.

**2. Monitoreo y Evaluación de Rendimiento:** En esta fase se realiza un análisis detallado del monitoreo del sistema fotovoltaico, y se evalúa el rendimiento en términos de producción de energía. Además, se verifica que la configuración del sistema sea correcta.

**3. Inspección del Montaje:** Esta etapa tiene como propósito garantizar la estabilidad de la estructura de soporte (o *racking*) que sujeta los paneles solares. Para asegurar un montaje de calidad en la instalación, se verifica que los paneles se encuentren correctamente alineados y que no existan signos de corrosión o algún daño en la estructura. Un montaje adecuado es esencial para garantizar la durabilidad y el rendimiento del sistema a largo plazo.

A lo largo de este trabajo profesional, se abordarán los aspectos fundamentales de una inspección posterior a la instalación. Se examinarán las mejores prácticas para evaluar la calidad de las conexiones eléctricas, incluyendo la correcta terminación de cables y la protección contra sobrecargas. Asimismo, se revisará el montaje de los componentes, incluyendo la estructura de soporte, los paneles solares y otros elementos del sistema. Por último, se analizarán los métodos de monitoreo utilizados para evaluar el rendimiento del sistema, como la medición de corriente, voltaje y producción de energía.

Es fundamental destacar que la inspección posterior a la instalación no solo tiene como objetivo identificar posibles defectos o problemas en la instalación, sino también asegurar el correcto funcionamiento y desempeño a largo plazo de la instalación fotovoltaica, teniéndose como propósito mejorar la calidad y confiabilidad de las instalaciones fotovoltaicas.

### 1.1. Objetivos

#### 1.1.1. Objetivo general

El objetivo de este trabajo profesional es presentar una metodología adecuada para llevar a cabo la inspección de una instalación fotovoltaica posterior a su instalación, utilizando un enfoque orientado a la inspección de las conexiones eléctricas, el monitoreo y el montaje (racking). Esto será realizado por medio del análisis de las especificaciones y requerimientos establecidos en las regulaciones nacionales e internacionales más importantes, como lo es la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012.

#### 1.1.2. Objetivos específicos

- Establecer un proceso de inspección exhaustivo para evaluar la calidad de las conexiones eléctricas en la instalación fotovoltaica.
- Establecer una correcta inspección del montaje (Racking) de los paneles solares.
- Realizar un seguimiento eficiente del proceso de monitoreo para evaluar el rendimiento de la instalación fotovoltaica, cumpliendo con la generación de energía de diseño, la eficiencia de los paneles solares y el funcionamiento de los inversores.

### 1.2. Metodología

- Se verificará la correcta instalación de los cables, terminales y clemas, asegurando una conexión segura.
- Se analizarán cada uno de los elementos con el fin de cumplir con las garantías de proveedor y para garantizar la correcta instalación y fijación de los paneles, incluyendo la resistencia estructural.
- El seguimiento eficiente del proceso de monitoreo permitirá evaluar el rendimiento de la instalación fotovoltaica, asegurará un desempeño óptimo a lo largo del tiempo.

### 1.3. Organización del documento

A continuación se detalla como se encuentran organizadas cada una de las secciones de este documento:

En el **Capítulo 2** se describe el marco teórico y el impacto de las energías renovables en México. Posterior a ello, se revisan algunas secciones de la norma que contiene los fundamentos sobre las instalaciones fotovoltaicas y los requerimientos a tomar en cuenta.

En el **Capítulo 3** se describen los antecedentes del tema abordando dos tipos de tecnología que se pueden implementar en módulos fotovoltaicos, se detalla lo que representa tener un sistema interconectado a la red, y finalmente, se ofrece una descripción minuciosa sobre la estructura o montaje, monitoreo y conexiones eléctricas de un sistema fotovoltaico.

En el **Capítulo 4** se realiza una descripción de las actividades realizadas durante mi experiencia profesional, en donde se aborda la revisión de un Diagrama Unifilar, los requerimientos de la instalación, estructura, conexiones eléctricas, centro de carga, monitoreo y los requerimientos de un medidor de CFE.

En el **Capítulo 5** se exponen las conclusiones del presente trabajo.

Finalmente, el **Capítulo 6** contiene los anexos correspondientes a los elementos eléctricos de la instalación fotovoltaica.

## 2. Marco Teórico

### 2.1. Energía Eléctrica en México

La generación de energía eléctrica es la producción de electricidad a partir de elementos energéticos primarios y de diversas tecnologías de generación, en México existen dos tipos de tecnología de generación de energía eléctrica *convencionales* y *limpias*.

El tipo de tecnología **convencional** se caracteriza por el uso de *combustibles fósiles* como elemento energético primario para la generación de energía eléctrica además de no contar con un sistema de confinamiento y captura de  $CO_2$ , este tipo de tecnología suele satisfacer la demanda base, en México predomina este tipo de generación con 83 centrales eléctricas de *Ciclos combinados* que durante el 2017 abastecieron el 50% de la demanda nacional ((*PRODESEN 2018-2032*), otros ejemplos de este tipo de tecnología usadas en México son *Termoeléctrica Convencional*, *Carboeléctrica*, *Lecho Fluidizado*, *Turbogás* y *Combustión interna*.

Mientras que las tecnologías **limpias** se caracterizan por provenir de fuentes de energía o procesos de generación de electricidad que no producen emisiones o residuos, para ser considerada un tipo de tecnología limpia las emisiones de  $CO_2$  deberán ser menor a 100 kilogramos por cada MWh generado. En México se cuenta con un portafolio amplio de este tipo de tecnología gracias a sus condiciones geográficas y climáticas; durante el 2020 de acuerdo con la Tabla 1 la capacidad de Centrales Eléctricas de Energía limpia en hidroeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas, fotovoltaicas y de bioenergía, fue de 25,594 MW y para abril se tuvo 28,714 MW; un incremento del 12.19% con respecto al 2020.

México ocupa la cuarta posición de 71 economías con mayor atractivo en inversión de energías limpias, centrándonos en energía limpia del tipo *solar*, somos unos de los países que goza con una irradiación solar promedio anual de  $5.3kWh/m^2$  por día (CONAGUA,2012).

A continuación se presenta en la Tabla 1, la evolución de producción de energías limpias del 2019, 2020 y al 30 de abril de 2021.

Tabla 1: **Energía producida en MW 2019-2021 SENER, 2021-2035.**

Tecnología	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614
Geotermoeléctrica	899	951	976
Eoeléctrica	6,050	6,504	7,691
Fotovoltaica	3,646	5,149	7,026
Bioenergía	375	378	408
<i>Suma Limpia Renovable</i>	<i>23,582</i>	<i>25,594</i>	<i>28,714</i>
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608
Cogeneracion Eficiente	1,710	2,305	2,309
<i>Suma Limpia No Renovable</i>	<i>3,318</i>	<i>3,913</i>	<i>3,917</i>
<b>Total de capacidad de energia limpia</b>	<b>26,900</b>	<b>29,506</b>	<b>32,632</b>

### 2.2. NOM-001-SEDE-2012, Sistemas Solares Fotovoltaicos

Las *Normas Oficiales Mexicanas (NOM)* son regulaciones técnicas de observancia obligatoria que tiene como objetivo establecer las características que deben reunir los procesos o servicios que pueden constituir un **riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud humana**, son expedidas por las dependencias competentes. (SEGOB, Norma Oficial Mexicana 2023).

Con respecto a la NOM 001 SEDE 2012 se responde a las necesidades técnicas que se requieren para la utilización de la energía eléctrica en las instalaciones eléctricas en el ámbito nacional, y tiene como fundamental objetivo establecer especificaciones y lineamientos para satisfacer las instalaciones que implementen la energía eléctrica para ofrecer las condiciones adecuadas de seguridad a las personas y a sus propiedades a lo referente a la protección contra:

- Descargas eléctricas;
- Efectos térmicos;
- Sobrecorrientes;
- Corrientes de falla;
- Sobretensiones; y
- Protecciones eléctricas.

### 3. Antecedentes del Tema

#### 3.1. Instalaciones fotovoltaicas

La energía solar fotovoltaica es una forma de energía renovable y no contaminante que aprovecha la radiación solar para generar electricidad. Se basa en el principio del efecto fotovoltaico, donde la luz solar incide sobre materiales semiconductores, como el silicio, generando una corriente eléctrica. Para ello, se utilizan dispositivos semiconductores llamados celdas fotovoltaicas, capaces de convertir los fotones en corriente eléctrica de manera eficiente. Estas celdas pueden ser de diferentes tipos, como monocristalinas, policristalinas y amorfas (véase la Tabla 2), y son fundamentales en la captación y conversión de la energía solar en electricidad sostenible.

Tabla 2: **Tabla comparativa**

<b>Poly-Si</b>	<b>Mono-Si</b>
--> Cada célula fotovoltaica está hecha de múltiples fragmentos de cristal de silicio que se fusionan durante la fabricación	--> Cada célula solar fotovoltaica está hecha de un solo cristal de silicio
--> Este tipo de células fotovoltaicas se caracteriza por tener un color azul con bordes rectos	--> Este tipo de células fotovoltaicas se caracterizan por ser de color negro con bordes redondeados
--> Tienen una eficiencia baja de conversión Aproximadamente del 16 % (Menor coeficiente de temperatura)	--> Tienen una mayor eficiencia de conversión Aproximándose al 20 % (Mayor coeficiente de temperatura)
--> Su costo es más bajo por el proceso de fabricación	--> Su costo es elevado por el proceso de fabricación
--> Vida útil entre 20-35 años	--> Vida útil entre 25-40 años

Los paneles solares, también conocidos como módulos fotovoltaicos, son el componente principal de un sistema fotovoltaico. Estos paneles están compuestos por celdas solares, que son las unidades básicas encargadas de convertir la luz solar en electricidad (vease Figura 1). Cada celda solar está formada por capas de material semiconductor, generalmente silicio, con propiedades eléctricas especiales.

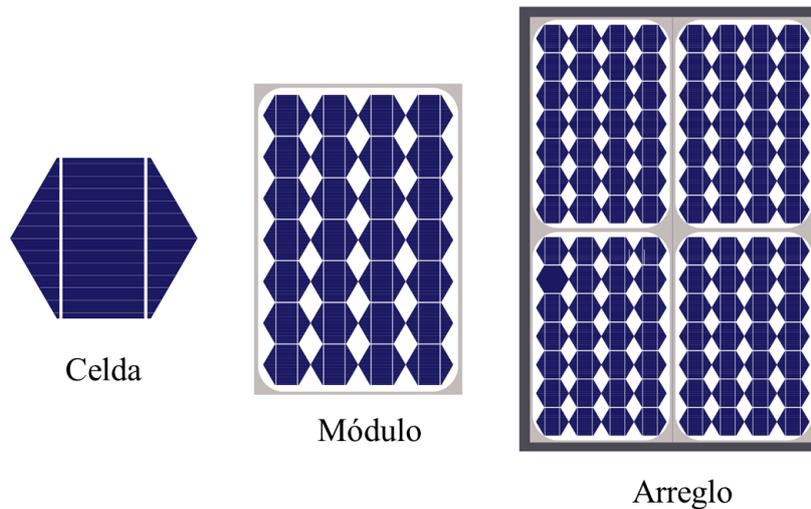


Figura 1: Representación de una celda, módulo y arreglo.

Cuando los fotones de luz solar inciden sobre las celdas solares, los electrones en los átomos del material semiconductor absorben energía y se liberan, generando una corriente eléctrica. Esta corriente es recolectada por los contactos metálicos de las celdas solares y se canaliza hacia el sistema eléctrico de la instalación. Los paneles solares constan de múltiples celdas solares interconectadas, encapsuladas en una carcasa protectora. Se instalan en superficies expuestas al sol, como techos o seguidores solares, que maximizan la captación de radiación solar al seguir el movimiento del sol durante el día.

Existen diferentes tecnologías fotovoltaicas utilizadas en paneles solares, destacando:

- **Silicio cristalino:** Es la tecnología más común y se divide en silicio monocristalino y silicio policristalino. Los paneles solares de silicio cristalino son altamente eficientes y ofrecen un buen rendimiento en una amplia gama de condiciones de iluminación.
- **Película delgada:** Utiliza materiales semiconductores en forma de capas muy delgadas depositadas sobre sustratos, como vidrio, plástico o metal. Las tecnologías de película delgada incluyen el silicio amorfo, el telururo de cadmio y el diseleniuro de cobre e indio (CIGS, por sus siglas en inglés).
- **Concentración:** Esta tecnología utiliza espejos o lentes para concentrar la luz solar en celdas solares de alta eficiencia. Permite alcanzar rendimientos muy altos, aunque suele requerir sistemas más complejos y costosos.

### 3.2. Sistema interconectado a la red o sistema interactivo

Un sistema interconectado a la red, como su nombre lo indica, se encuentra conectado a la red eléctrica de CFE, utiliza la electricidad generada por los paneles solares como de la red eléctrica. Un sistema fotovoltaico interconectado no tiene que satisfacer la demanda total del hogar, ya que si es necesario se puede extraer energía de la red para cubrir la demanda como en días nublados o en las noches cuando los paneles solares no están produciendo con la máxima eficiencia; y de forma contraria cuando el sistema fotovoltaico produce una generación mayor al que se consume, la energía eléctrica se inyectará a la red de CFE y será abonada.

Este tipo de sistema está diseñado para apagarse instantáneamente como medida de seguridad, asegurando que la electricidad no fluya desde el sistema fotovoltaico a las líneas eléctricas donde podría causar peligro al personal que se encuentra trabajando.

#### Componentes de un sistema interconectado

- Módulos fotovoltaicos: Encargados de captar la energía del sol a través de celdas fotovoltaicas.
- Inversor solar: Convertidor de corriente directa a corriente alterna.

- Tablero de distribución de CA: Llegada de la corriente alterna para que opere cualquier carga contactada de la casa.
- Medidor Eléctrico: El cual es específicamente un medidor bidireccional para que la energía excedente del sistema fotovoltaico fluya a la red y también se le suministre red eléctrica.
- Líneas de bajo voltaje.

### 3.3. Estructura o Montaje del Sistema Fotovoltaico

Las estructuras son un elemento necesario para instalar los paneles solares y conseguir mejor su aprovechamiento los cuales son colocados a una inclinación y orientación adecuadas, en México los paneles solares están instalados en un rango entre 20° y 40° de inclinación hacia el sur (ángulo azimutal de 180°).

### 3.4. Monitoreo del Sistema Fotovoltaico

El sistema de monitoreo permite la medición de energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico instalado en tiempo real como el del consumo del cliente, con el uso del **Sistema de Monitoreo eGauge** se realiza a partir de transformadores de corriente el cual es un instrumento similar a un amperímetro de gancho, ya que realiza medición de corriente y es conectado en dirección al flujo de corriente de las líneas de generación del sistema fotovoltaico así como colocados en las líneas de consumo del cliente en el interruptor principal.

### 3.5. Conexión Eléctrica

#### 3.5.1. Especificaciones de Norma en Instalaciones Eléctricas

##### Conductores:

De acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012 indica que los **conductores de puesta a tierra** deben ser conductores desnudos, cubiertos o aislados, también se permitirá tener un acabado exterior continuo de color verde o verde con unas franjas amarillas. (Art. 250-119), los **conductores neutros** con aislamiento color blanco, gris claro, tres franjas blancas o tres franjas grises (Art. 200-6) y los **conductores no puestos a tierra**, conocidos como **fases** deben ser colores distinguibles de los conductores de puesta a tierra (tierra física) y puestos a tierra (neutros)(Art. 310-110).

Así también cuando los circuitos de una fuente fotovoltaica de corriente continua o salida de un sistema fotovoltaico integrado al edificio tiene trayectoria al interior de esta deberá implementarse canalización metálica o *cable de armadura metálica Tipo MC* desde el punto de superficie del edificio o estructura hasta el primer medio de desconexión fácilmente accesible (Art. 690-31 e), el cable tipo MC deberá brindar una trayectoria efectiva para la corriente de falla a tierra cumpliendo con algunos de los siguientes puntos (Art. 250-118(10)):

- Contiene un conductor de puesta a tierra aislado o no aislado en cumplimiento con el Art. 250-118(1).
- La combinación de la cubierta metálica y el conductor no aislado de unión/puesta a tierra de equipos del cable tipo MC de cinta metálica entrelazada que está identificado como un conductor de puesta a tierra de equipos.
- La cubierta metálica o la combinación de la cubierta metálica y los conductores de puesta a tierra del cable tipo MC de tubo liso o corrugado, que está aprobada como un conductor de puesta a tierra.

##### Cable de armadura metálica tipo MC:

**Art. 330-24. Radio de curvatura.** Todos los dobleces en el cable tipo MC deben hacerse de manera que el cable no sufra daños. El radio de curvatura del borde interior de cualquier curva no debe ser menor a lo indicado en (a) hasta (c) siguientes:

- a. Forro liso.
  - a) Diez veces el diámetro exterior de la cubierta metálica, cuando el diámetro exterior del cable no sea mayor de 1.90 centímetros.
  - b) Doce veces el diámetro exterior de la cubierta metálica cuando el diámetro exterior del cable sea mayor de 1.90 centímetros hasta de 3.80 centímetros.

- b. Armadura de tipo entrelazado o forro corrugado. Siete veces el diámetro exterior de la cubierta metálica.

### **Art. 330-30. Sujeción y soporte:**

- a. Generalidades. El cable tipo MC se debe sostener y sujetar con grapas, amarres para cable, abrazaderas, soportes colgantes o accesorios similares, u otros medios aprobados, diseñados e instalados de modo que no se cause daño al cable.
- b. Sujeción. A menos que se disponga algo diferente, los cables se deben fijar a intervalos no mayores de 1.80 metros. Los cables que tengan cuatro o menos conductores con tamaño no superior al  $5.26 \text{ mm}^2$  (10 AWG) se deben sujetar a una distancia no mayor de 30 centímetros de cada caja, gabinete, accesorio u otra terminación del cable.
- c. Soporte. A menos que se disponga algo diferente, los cables deben estar sostenidos en intervalos no mayores de 1.80 metros.  
Los tendidos horizontales de cable tipo MC instalados en elementos estructurales de madera o metal, o medios de soporte similares se deben considerar como sostenidos y asegurados cuando dicho soporte está a intervalos que no exceden 1.80 metros.

### **Medios de desconexión**

El medio de desconexión para conductores de fase debe consistir en uno o varios interruptores o interruptores automáticos operados manualmente cumpliendo con los siguientes requisitos (Art. 690.17):

- Estar ubicados donde sea fácilmente accesible.
- Ser operable desde el exterior sin que el operador se exponga al contacto con partes vivas.
- Estar claramente marcado para indicar cuando esta en la posición de abierto o cerrado.
- Tener una capacidad de interrupción suficiente para la tensión del circuito y para la corriente disponible en las terminales de línea de los equipos.

Con respecto a los inversores se permitirá que estén montados en techo u otras áreas exteriores que no sean fácilmente accesibles cumpliendo con los siguientes puntos (Art. 690-14 d):

- Debe montarse un medio de desconexión del sistema fotovoltaico de corriente continua al alcance de la vista, desde el inversor o dentro de él.
- Los conductores de salida de corriente alterna provenientes del inversor y un medio adicional de desconexión de corriente alterna para el inversor deben cumplir con (c)(1) anterior, el cual menciona.

1. Requisitos para el medio de desconexión. Se debe proveer un medio que desconecte todos los conductores de un edificio u otra estructura de los conductores del sistema fotovoltaico.
  - a) Ubicación: El medio de desconexión del sistema fotovoltaico se debe instalar en un lugar fácilmente accesible, bien sea en el exterior de un edificio o estructura, o en el interior, lo más cerca del punto de entrada de los conductores del sistema.
  - b) Marcado: El medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico debe estar marcado permanentemente para identificarlo como desconectador del sistema fotovoltaico.
  - c) Adecuado para el uso: El medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico debe ser adecuado para las condiciones prevalecientes. El equipo instalado en lugares peligrosos (clasificados) debe cumplir con los requisitos de los Artículos 500 hasta 517.
  - d) Cantidad máxima de desconectores: El medio de desconexión del sistema fotovoltaico debe tener no más de seis interruptores o seis interruptores automáticos montados en una sola envolvente, en un grupo de envoltentes separados o dentro o sobre un tablero de distribución.
  - e) Agrupamiento: Los medios de desconexión del sistema fotovoltaico se deben agrupar con otros medios de desconexión para que el sistema cumpla lo estipulado en el literal (d). No se exigirá un medio de desconexión del sistema fotovoltaico en el sitio de instalación del módulo o del arreglo fotovoltaico.

### **3.5.2. Características de una instalación eléctrica en casa o edificio**

- La acometida debe estar a máximo 35 metros del registro (subterráneo) o del poste (aéreo) en zona urbana y 50 metros en zona rural.

## Inspección de una instalación fotovoltaica

---

- Si se trata de casa/residencia, la preparación para la acometida debe estar al límite de la propiedad, empotrada (subterráneo) o sobrepuesta (aérea).
- Para acometidas aéreas, la altura de la mufa debe ser de 4.8 metros y el medidor debe quedar a una altura de 1.8 metros.
- Debe existir un sólo medidor. No puede haber más de uno para el mismo servicio. En este caso se deben unificar los medidores.
- Para medidores analógicos, el disco debe de girar.
- Para medidores digitales, la pantalla debe de mostrar lecturas y los leds no deben de estar en rojo ya que indicaría una falla.
- El sello CFE del medidor no debe estar roto, ni con orificios ni quemaduras.
- Si la base del medidor está empotrada, ésta debe de sobresalir mínimo 10 mm al medidor.
- El interruptor principal debe estar a una distancia de 5 metros o menos del medidor, y debe estar identificado como el “Interruptor de desconexión de la Red Particular”.
- Se debe indicar el número de departamento en el interruptor correspondiente si es edificio o en el exterior de la casa.
- El conductor del neutro debe conectarse de forma directa sin pasar por ningún medio de protección (fusible o termomagnético).

## 4. Actividades Realizadas

### 4.1. Diagrama Unifilar

Uno de los puntos esenciales de un sistema fotovoltaico es contar con un plano eléctrico. En este caso, un diagrama unifilar de acuerdo con la NOM 001 SEDE 2012, ya que brinda información sobre las dimensiones de los componentes principales del sistema.

La revisión del diagrama unifilar incluye puntos en los cuales se corrobora que los elementos incluidos en el diagrama correspondan al instalado físicamente, debe de incluir modelo de paneles, modelo de microinversor empleado, calibre y tamaños de protecciones. Con respecto a este último punto, las protecciones deberán ser dimensionadas de acuerdo al 125 % de la corriente de salida que se tiene en la instalación de acuerdo al tipo de microinversor empleado, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento y seguridad del sistema.

Antes de comenzar a verificar las protecciones de las islas en nuestro sistema, se tiene que verificar que el número de paneles conectados por microinversor sea el correcto, éste dependerá del tipo de microinversor que se implemente en nuestro sistema; posteriormente, se debe verificar la capacidad máxima de microinversores conectados en serie y de igual forma dependerá del tipo de microinversor implementado, para ello siempre se tendrá que consulta la hoja de datos o datasheet del microinversor.

#### 4.1.1. Ejemplo de un sistema fotovoltaico

Se tiene un sistema instalado de 9 paneles modelo TRINA Solar 455W, con una capacidad de instalación de 4,095[W], con uso de microinversores Hoymiles 1500, en la Tabla 3 se muestran datos obtenidos del datasheet. En este ejemplo, se realiza una instalación con dos islas, donde la isla 1 se muestra en el diagrama en la Figura 2.

Modelo	Módulos por microinversor	# de Microinversores máximos conectados en serie	Corriente de salida [A]	Potencia de salida [W]
Hoymiles 1500	4	3	7.2	1500

Tabla 3: Tabla de datos de Microinversor Hoymiles 1500.

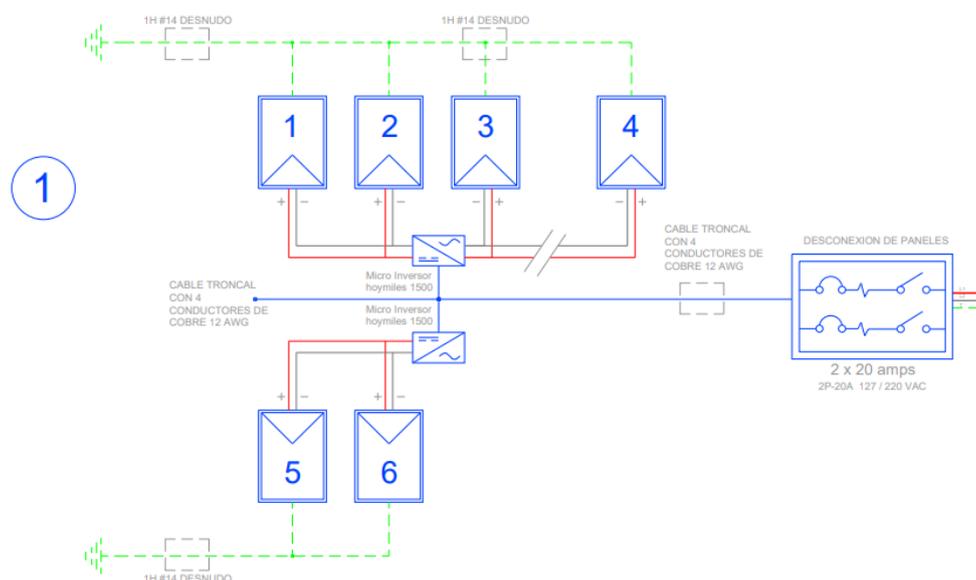


Figura 2: Isla 1: Conexión de dos microinversores Hoymiles 1500 en serie.

## Inspección de una instalación fotovoltaica

Para verificar que el número de paneles por microinversor Hoymiles 1500 sea el correcto, se hace uso de la Tabla 3, en la cual se observa que para la Isla 1 se cuenta con dos microinversores conectados en serie de tres que se tienen permitidos, y cada uno de estos microinversores tienen conectados dos y cuatro paneles de un máximo de 4 permitidos, por lo que para esta Isla estos requisitos son cumplidos en la inspección del diagrama unifilar.

Ahora bien, la forma de verificar el correcto dimensionamiento de la protección de la isla 1 es observar los componentes que se encuentran en nuestro diagrama unifilar. En este caso se observa que para la isla 1 se cuenta con dos microinversores el primero de ellos cuenta con la capacidad máxima de módulos conectados por ramal al microinversor, los cuales son 4, que para ello indica que la **corriente de salida** tendremos un valor de **7.2[A]** de acuerdo con la Tabla 3.

Mientras que para el segundo microinversor contamos con dos módulos conectados, lo que indica que la corriente de salida será dos cuartas partes de 7.2[A] es decir una corriente de salida de 3.6[A].

Debido a que estamos conectados en serie los microinversores, las corrientes de salida se suman:

$$7.2[A] + 3.6[A] = 10.8[A]$$

De acuerdo con la *NOM-001-SEDE-2012 sección 2.5.1.1: Capacidad de los conductores de los circuitos derivados, inciso c)*, la corriente de salida obtenida se debe incrementar en un 25 %, por lo que se multiplica esta cantidad por un valor de 1.25, obteniéndose:

$$10.8[A] * 1.25 = 13.5[A]$$

Nuestra corriente final corresponde a 13.5[A], por lo que se deberá emplear una protección mayor o igual a dicha corriente, en este caso el interruptor comercial elegido corresponde al de 2X20 [A].

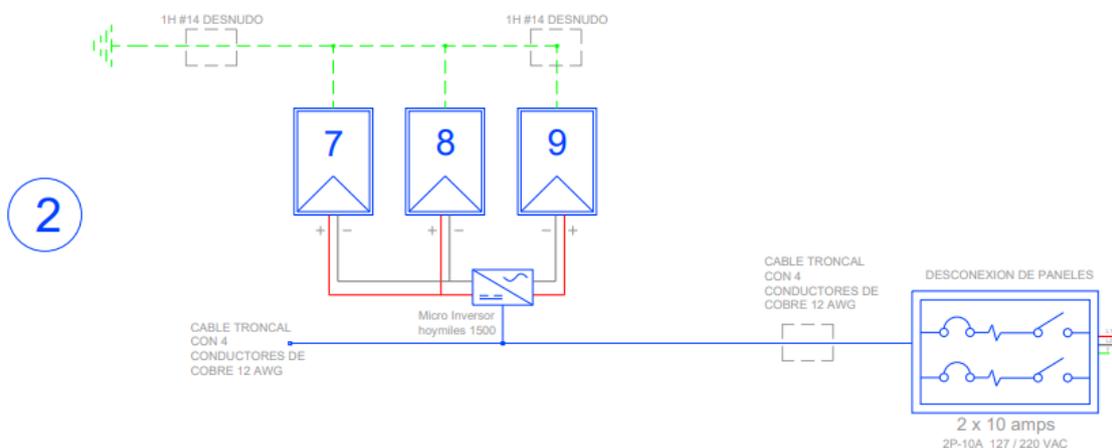


Figura 3: Isla 2.

Con respecto a la segunda isla que se muestra en la Figura 3, se observa que tiene un solo microinversor conectado en serie de tres permitidos como máximo, y se tienen conectados tres paneles de cuatro permitidos. Ahora bien, para verificar la protección de la isla que cuenta con un microinversor con tres módulos conectados, esto equivale a una corriente de salida de 5.4[A] y multiplicando este valor por el 125 %:

$$5.4 * 1.25 = 6.75[A]$$

El interruptor comercial más próximo a dicha corriente corresponde al de 2x10[A].

Por lo cual se infiere que las protecciones implementadas para cada isla del sistema fotovoltaico se encuentran bien dimensionados.

En conclusión con respecto al análisis del diagrama unifilar se verifica que las protecciones en ambas islas se encuentran dimensionadas de forma correcta, así como la capacidad de paneles conectadas por microinversor y microinversores en serie son correctas, se da por aceptada la prueba de verificación de la inspección de la instalación fotovoltaica.

### 4.1.2. Cálculo de Protecciones en CD

De acuerdo con la sección 690-8 de la NOM 001 SEDE 2012 se menciona que la corriente máxima del circuito en CD se calcula de la siguiente forma:

$$I_{sc125\%} = (I_{SC} * 1.25)$$

De acuerdo con la Tabla 6, se realiza el calculo, como:

$$I_{sc125\%} = 11.61 * 1.25 = 14.5125 [A] = 14.5125 [A]$$

Una vez implementado esta corrección en el mismo articulo inciso 680)b)1)a) se realiza otro ajuste de corrección.

$$I_{cc} = I_{sc125\%} * 1.25$$

$$I_{cc} = 14.5125 * 1.25 [A] = 18.14[A]$$

Así también en el articulo 690 menciona otro método 690-8. a) NOTA la corriente de corto circuito del panel se máxima se multiplicara por el factor del 156 %.

$$I_{cc} = I_{sc} * 1.56$$

$$I_{cc} = 11.61 * 1.56 = 18.1116[A]$$

De acuerdo con lo anterior la protección adecuada en CD corresponde a un interruptor teromagnético 2X20 [A].

### 4.1.3. Cálculo de Conductores en CD

#### Cálculo por capacidad

De acuerdo con la sección 690-8) a) y 690-8)b)2) el cálculo del conductor por ampacidad corresponde a aplicar un factor del 156 %.

$$I_{cc} = I_{sc} * 1.56 = 11.61 * 1.56 = 18.11 [A]$$

Se selecciona el conductor con la tabla 310-15(b)(16) de la norma, para columna de 60°C, debido a que la corriente que se implementa es menor a 100A de acuerdo con la sección 110-14 c) a).

De acuerdo con la corriente máxima calcula el conductor 12AWG a 60°C, cumple con la ampacidad indicada.

#### Cálculo por factor de agrupamiento y temperatura

Para el calculo del conductor se tiene que implementar un ajuste de factor de temperatura y por factor de agrupamiento.

Para corrección de temperatura se hace uso de la Tabla 690-7 de la NOM 001 SEDE 2012 -Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalino y multicristalino. Debido a que la instalación se realiza en la Ciudad de México, se considera que la temperatura más baja a tener es de 3 grados por lo que el factor de temperatura a implementar corresponde a:

$$FT = 1.1$$

Mientras que para el factor de agrupamiento se implementara, debido a que no se implementan mas de 4 conductores en canalización:

$$FA = 1$$

Con ello calculamos la corriente máxima:

$$I_{cc \ max} = \frac{I_{sc}}{FA * FT}$$

$$I_{cc \ max} = \frac{11.61}{(1) * (1.1)} = 10.55 [A]$$

Haciendo uso de la tabla Tabla 310-15(b)(16) corresponde a un conductor 14AWG 60°C para una ampacidad de 15 [A].

### Cálculo de conductor de puesta a tierra

Para el cálculo de conductor de puesta a tierra se selecciona de acuerdo con la protección seleccionada que en este caso corresponde a 20 [A], de acuerdo con la tabla 250-122 corresponde a un conductor calibre 12AWG.

En DU se implementa un cable troncal que corresponde a dos conductores 12AWG.

### 4.1.4. Cálculo de Protecciones en CA

De acuerdo al artículo 690-8. a)3) La corriente del circuito de salida del inversor debe ser la corriente permanente de salida del inversor, es decir:

$$I_{CA} = I_{max \text{ inversor}} * 1.25$$

De acuerdo a la tabla del microinversor Hoymiles la corriente máxima de salida de CA corresponde a

$$I_{CA} = 7.2 * 1.25 = 9 \text{ [A]}$$

Debido a que se estarían uniendo dos islas en un bloque de distribución se multiplica la corriente obtenida por dos, ya que se tendrían dos corrientes de salida de dos inversores:

$$I_{CA} = 9 * 2 = 18 \text{ [A]}$$

El medio de desconexión comercial de acuerdo con el artículo 240-6 corresponde a 20A.

### 4.1.5. Cálculo de Conductores en CA

Para el cálculo del conductor se implementa la corrección por factor de temperatura y agrupamiento.

$$I_{CA \text{ max}} = \frac{I_{CA}}{FA * FT}$$

$$I_{cc \text{ max}} = \frac{9}{(1) * (1.1)} = 8.18 \text{ [A]}$$

Debido a que se estará implementando conductor de aluminio se selecciona la columna a 60°C, que corresponde a calibre 6AWG.

### Cálculo de conductor de puesta a tierra

De acuerdo con el medio de protección seleccionado y de acuerdo con el artículo 250-122 corresponde a un conductor de cobre calibre 10AWG.

### 4.1.6. Cálculo de Canalización en CA

Debido a que se implementa cable armado MC3, no se implementan canalización, ya que el recubrimiento con el que cuenta protege los conductores internos.

## 4.2. Requerimientos de instalación

Verificar que el techo en donde se encontrara la estructura de los paneles se encuentre impermeabilizado; así también, una vez que se encuentre instalado el sistema fotovoltaico verificar que los paneles se encuentren en buen estado, entre estos puntos incluye que no se encuentren quemados o sucios; ya que el polvo es uno de los causantes del efecto conocido como "Hotspot" que podría ocasionar el impedimento de flujo de corriente alrededor de todas las celdas fotovoltaicas, produciendo un sobrecalentamiento.

De igual manera, se verifica el uso de placas de tierras, siempre y cuando el tipo de estructura que se esta implementando lo requiere con el fin de que se tenga continuidad con la tierra física instalada en el domicilio que corresponde a la varilla de Copperwell. Dentro de estos puntos se deberá verificar que los microinversores que se encuentran instalados a las estructuras se encuentren bien sujetos de acuerdo a la cantidad de elementos de sujeción requeridos para su garantía.

### 4.3. Estructuras

Existen varios tipos de estructuras o montajes utilizadas frecuentemente en instalaciones fotovoltaicas, cada una diseñada para adaptarse a diferentes situaciones y necesidades. Algunos de los tipos más comunes son:

- **Estructuras de montaje en tierra:** Estas estructuras son adecuadas para grandes instalaciones fotovoltaicas en terrenos abiertos. Pueden ser estructuras de poste o estructuras de seguimiento solar, que permiten que los paneles solares sigan el movimiento del sol durante el día para maximizar la captación de energía solar.
- **Estructuras de techo inclinado:** Estas estructuras están diseñadas para montar paneles solares en techos inclinados de edificios residenciales, comerciales e industriales. Pueden ser sistemas de montaje en fila, donde los paneles se instalan en una línea recta, o sistemas de montaje en zigzag, donde los paneles se instalan en una configuración escalonada para aprovechar mejor el espacio disponible.
- **Estructuras de techo plano:** Estas estructuras se utilizan en techos planos de edificios comerciales e industriales. Los paneles solares se instalan en estructuras de montaje elevadas o sistemas de montaje integrados en el techo. Estas estructuras suelen inclinarse ligeramente para optimizar la exposición solar y permitir el drenaje del agua de lluvia.
- **Estructuras de pérgola o toldo solar:** Estas estructuras son una combinación de paneles solares y una cubierta para proporcionar sombra y protección contra los elementos. Se utilizan comúnmente en estacionamientos, áreas recreativas al aire libre o patios para generar energía y ofrecer un espacio cubierto.

#### 4.3.1. Sistema Ralux para techos planos

Para sistema Ralux se debe de observar la correcta colocación de los siguientes elementos:

- Montantes o riel: Son un medio de soporte para dar elevación a los demás rieles. Se cuenta con montantes que se colocan sobre la L-foot y montantes que se colocan en diagonal Figura 4.

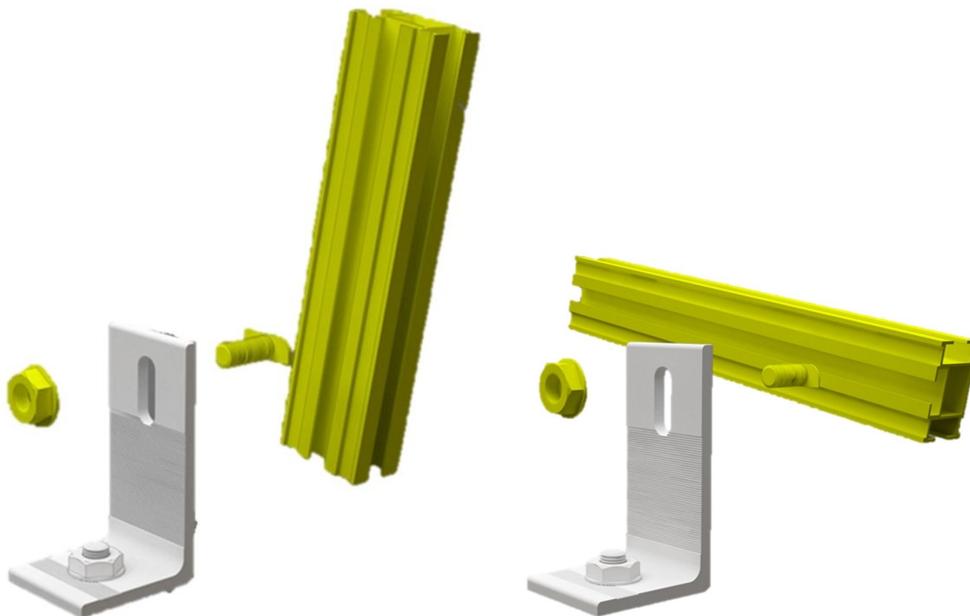


Figura 4: Montante para estructura tipo Ralux. Adaptada de [7].

- L- FOOT: Son colocados haciendo un barreno al techo impermeabilizado, dentro del barreno se coloca el sellado elástico para posteriormente colocar la cinta betún que evita filtraciones de agua; una vez puestos estos elementos, se coloca el taquete y posterior a ello la L-foot de forma que quede recta, y finalmente la tuerca, tal como se observa en las imágenes, se debe de revisar en las instalaciones fotovoltaicas que se cumpla con dicho procedimiento Figura 5.

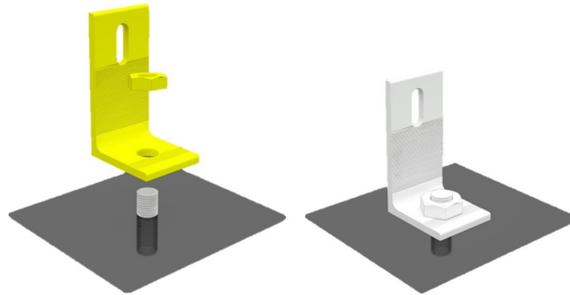


Figura 5: L-foot. Adaptada de [7].

- L-Lock: Para la revisión de dicho elemento se debe de observar que se hayan colocados dos L-lock por cada riel con sus respectivos tornillos y tuercas, fijados a 25Nm, tal como se observa en la siguiente Figura 6.

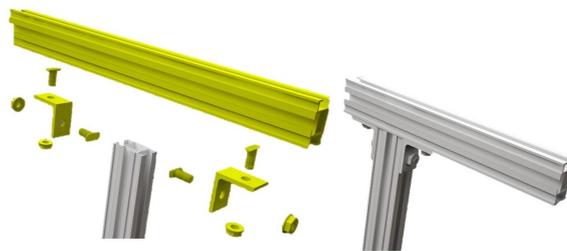


Figura 6: L-lock. Adaptada de [7].

- Climber: Son colocados sobre el riel horizontal, se colocan con su respectivo tornillo y tuerca tal como se observa, se revisa que estén bien colocados con los elementos que se mencionan y se observan en la Figura 7.

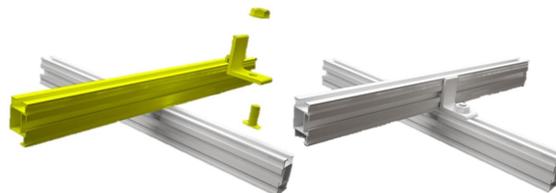


Figura 7: Climber. Adaptada de [7].

- Zeta Clamp: Se revisa que sean colocados a los extremos de los paneles con los elementos correspondientes, ver Figura 8.

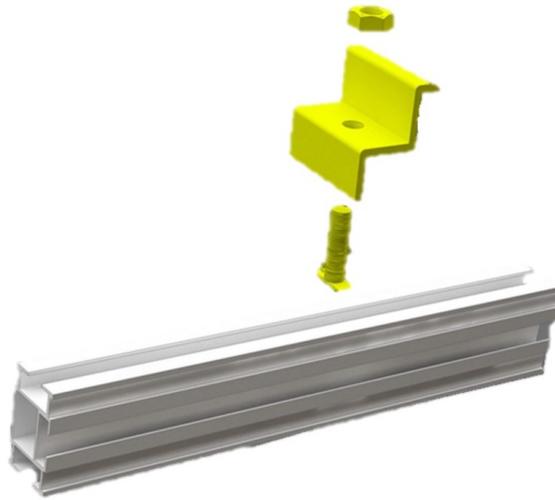


Figura 8: Zeta Clamp. Adaptada de [7].

- Omega Clamp y Placa de tierras: Elemento que permite dar continuidad a la estructura con respecto a la puesta a tierra, se revisa que estén bien colocados de tal forma que la Omega clamp este sujetando a ambos paneles y cuente con la placa de tierras y colocados con los elementos correctos como se ilustra en la Figura 9.

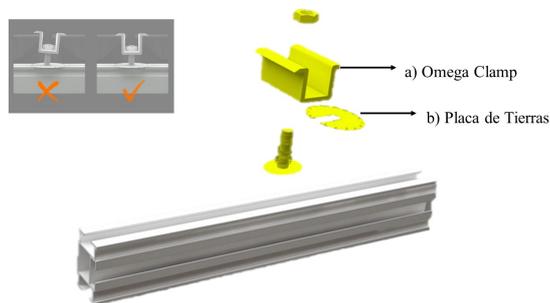


Figura 9: Omega Clamp y placa de tierras. Adaptada de [7].

- Unión de riel: Permite dar continuidad al riel, se revisa que cuente con la cantidad exacta de tornillos y tuercas como se muestra en la Figura 10.

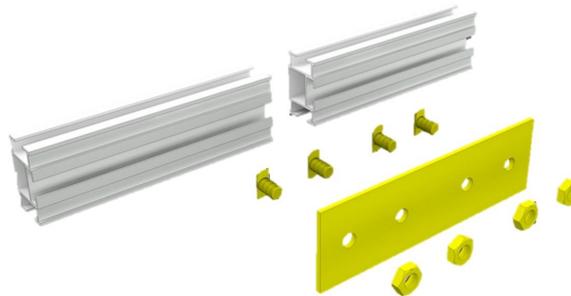


Figura 10: Unión de riel. Adaptada de [7].

- Bonding Jumper: Permite dar continuidad a los rieles con respecto a la puesta a tierra, se revisa que cuente con todos los elementos de sujecion permitidos y la cantidad establecida Figura 11.

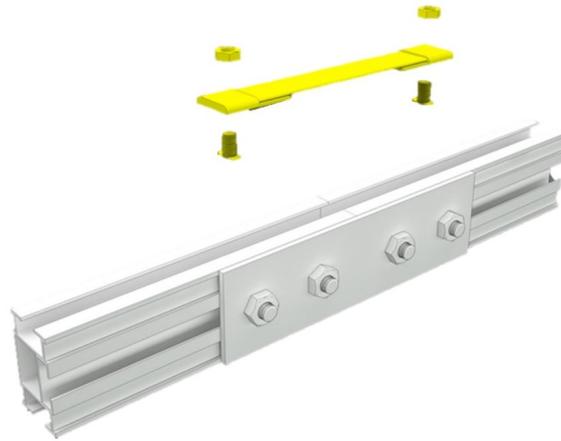


Figura 11: Bonding Jumper. Adaptada de [7].

- Grounding Lug: Colocado en el riel, permite colocar el conductor de tierra para dar continuidad a toda la estructura con respecto a la puesta a tierra, se revisa que cada isla instalada cuente con dicho elemento y su respectivo conductor de tierra Figura 12.

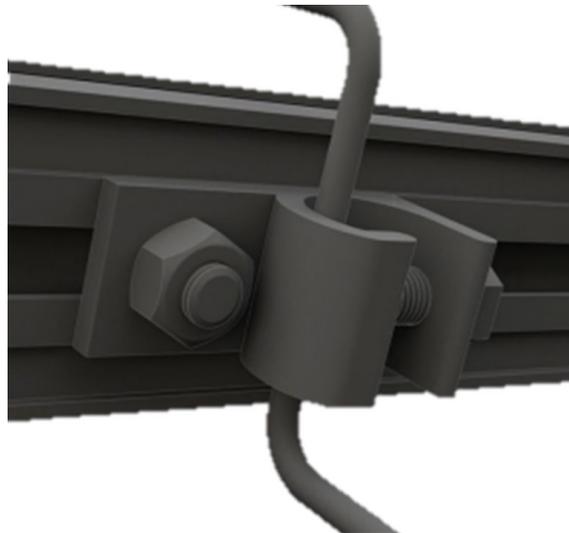


Figura 12: Grounding Lug. Adaptada de [9].

- **Estructura sin elevación** Para estructuras sin elevación se revisan todos los elementos mencionados anteriormente y que sean colocados de la forma que se observa a continuación, tanto cuando esta la estructura sin los paneles (ver Figura 13) y cuando se han colocado los paneles (ver Figura 14).

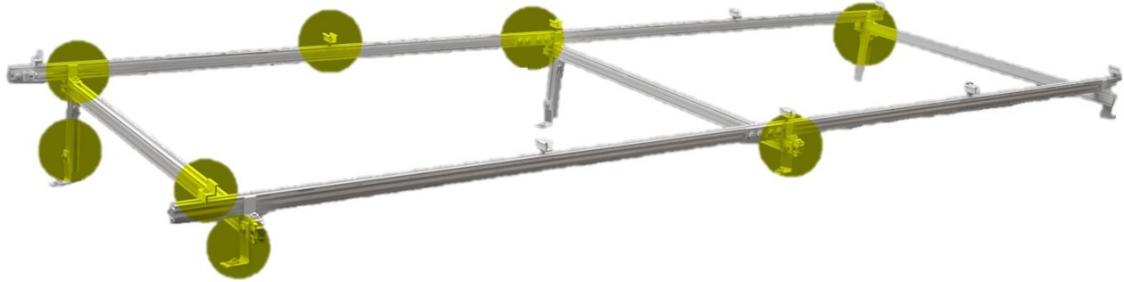


Figura 13: Estructura sin elevación inicial. Adaptada de [10].

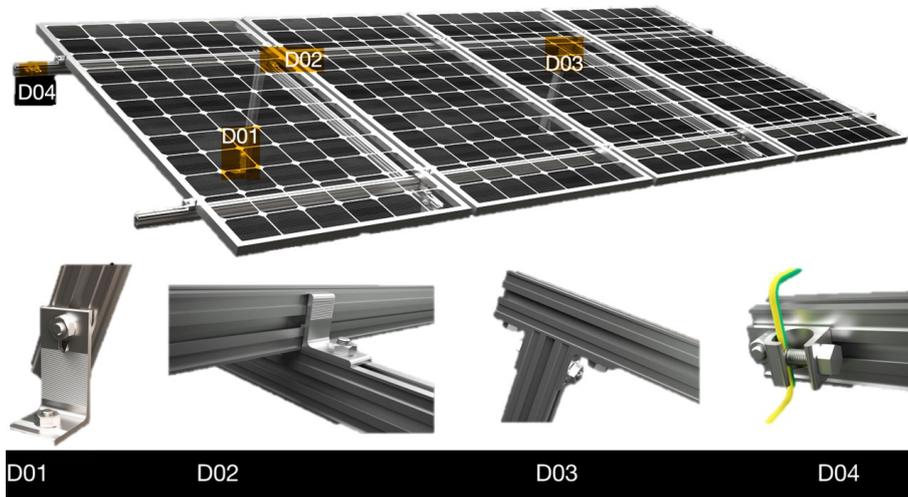


Figura 14: Estructura sin elevación inicial con paneles instalados y elementos de estructura Ralux colocados. Adaptada de [11].

o **Estructura con elevación**

Además de los elementos anteriores, cuando se instalan estructuras con elevación inicial se cuenta con un **Plato de fijación para cortavientos** el cual permite sujetar de forma correcta los cortavientos instalados, se revisa que cuente con la cantidad permitida de tornillos y tuercas Figura 15.

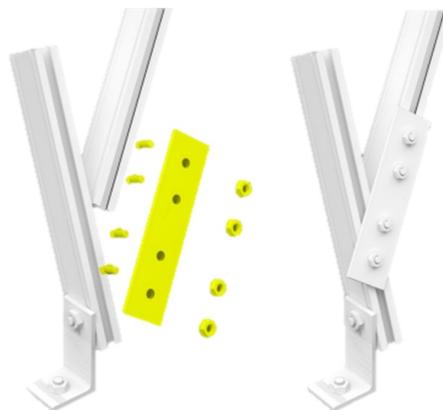


Figura 15: Plato de fijación para cortavientos. Adaptada de [13].

En una estructura con elevación inicial existirán casos en donde se requieran instalar cortavientos, ya sean traseros o delanteros, los cuales brindan un refuerzo extra a la instalaciones y dependerá del tipo de viento que se tenga en cada ciudad. Si el diseño que se ha enviado requiere cortavientos se revisa que cuente con la cantidad solicitada, y colocados de forma correcta, en este caso se colocan de forma diagonal como se observa en la Figura 19, nunca de forma invertida; en caso de ser instalado de esa forma tendrá que realizarse la modificación del cortaviento.

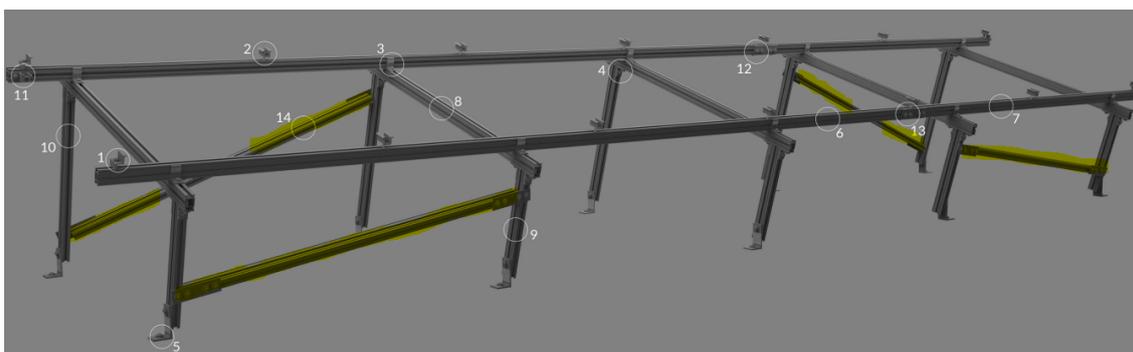


Figura 16: Sistema Ralux con elevación inicial y cortavientos delanteros y traseros. Adaptada de [15].

### 4.4. Conexiones eléctricas

En las instalaciones fotovoltaicas se debe asegurar el cumplimiento del estándar de código colores en instalaciones eléctricas, en donde se inspeccionan las cajas de conexión instaladas en las islas correspondientes del sistema fotovoltaico, como se presenta en la Tabla 4.

Color del conductor	Sistema trifásico	Sistema Bifásico	Sistema Monofásico
Negro	Fase 1	Fase 1	Fase 1
Rojo	Fase 2	Fase 2	Aislado
Azul	Fase 3	NA	NA
Blanco	Neutro	Neutro	Neutro
Verde o desnudo	Tierra	Tierra	Tierra

Tabla 4: Tabla de Especificaciones de Códigos de Colores de Conductores en Instalaciones Eléctricas.

Si el sistema en cuestión es un sistema monofásico o bifásico en donde se emplea cable de armadura metálica tipo MC, se puede utilizar cable azul señalizado con cinta blanca como neutro en la instalación, ya que este tipo de cable no es fabricado con aislante de color blanco.

Otro punto a considerar es el estado de los conexiones, por lo que se debe verificar que los conductores se encuentren en perfectas condiciones. En caso de detectar algún signo de deterioro o desgaste se deberá realizar la corrección pertinente, en donde es posible que se tenga que realizar una nueva conexión o reemplazar la parte dañada.

Por otra parte, se debe de revisar que las cajas de conexiones cuenten con la cantidad exacta de conectores glándulas de acuerdo a la cantidad de perforaciones existentes para el ingreso de los conductores, además de que deberán ser colocados siempre a los laterales o por debajo, nunca por arriba de la caja de conexiones, esto con el fin de evitar riesgos eléctricos por filtraciones de agua.

Dentro de la caja de conexiones se debe revisar que el interruptor termomagnético usado es el correcto de acuerdo con el diagrama unifilar y verificando que se encuentra bien sujeto al riel-din.

Verificar que se cuenta con un conductor por borne de clema, el numero exacto correspondiente de de topes, separadores de clema, y puentes de clema de acuerdo al caso que se presente.

Los conductores que se encuentran a la entrada y a la salida de las clemas deberán de contar con un excedente de conductor de una distancia considerable, tomando en cuenta modificaciones en la instalación, ya sea por algún tipo de mantenimiento o ampliación de sistema, verificando que la curvatura de los conductores no sea igual a un ángulo de 90 grados.

Todo conductor que no cuente con líneas activas deberá ser aislado, con respecto al conductor neutro este deberá ser colocado en una regleta independiente al de tierra o haciendo uso de capuchón o aislante, así también verificar que no pase por ningún medio de protección, y que el único punto de unión entre neutro y tierra sea en la base del medidor del domicilio, se realiza la inspección quitando la tapa del medidor de CFE.

Con respecto al conductor de tierra, si se cuenta con conductor de aluminio y cobre estos deberán ser colocados siempre en regletas independientes o clema de tierras sin ningún puente eléctrico, no se permite el uso de capuchón ya que generaría el conocido "par galvánico", verificar que se tenga continuidad del riel-din con la estructura del sistema fotovoltaico haciendo uso del multímetro.

### 4.4.1. Colocación de Conector tipo Clema

Las conectores tipo clema se emplean con el propósito de optimizar el espacio y simplificar el proceso de cableado. La utilización de clemas contribuye a mejorar la organización y la identificación de los circuitos. Se revisa la correcta colocación de clemas, por lo que primero se debe de conocer cada uno de los elementos que se implementa:

- Clema de Puesta a tierra: Se implementa para el aterrizaje de elementos metálicos permitiendo dar continuidad con un riel din, Figura (18(a)).
- Clema eléctrica Figura (18(b))
- Separador de clema: Indica la separación entre las líneas y son necesarias cuando se hace uso de puentes para evitar un corto circuito, Figura (18(c)).
- Tope de Clema: Permite la correcta sujeción de la clema, Figura (18(d)).
- Puente de Clema: Permite unir clemas de la misma fase, Figura (17(e)).

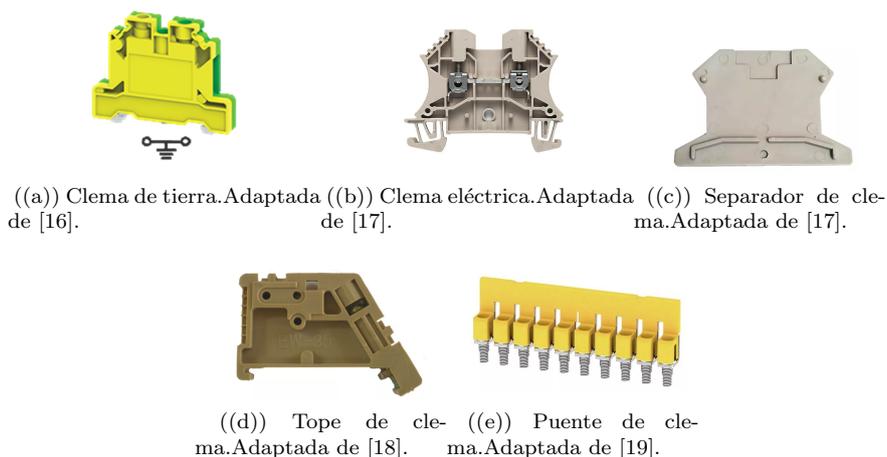


Figura 17: Elementos de colocación de clemas.

Para verificar la correcta colocación de clemas, se revisa que los elementos de clema de tierra, clema eléctrica y tope de clema, se encuentren bien sujetos sobre el riel din.

Para la clema de tierra y clema eléctrica se implementan clemas con sección nominal de  $2.5 \text{ mm}^2$  por lo que se deberá de colocar un conductor por borne de clema para conductor 14AWG, de acuerdo con la Tabla 11.

Ahora bien, se presenta un ejemplo para observar la correcta colocación de elementos de clemas:

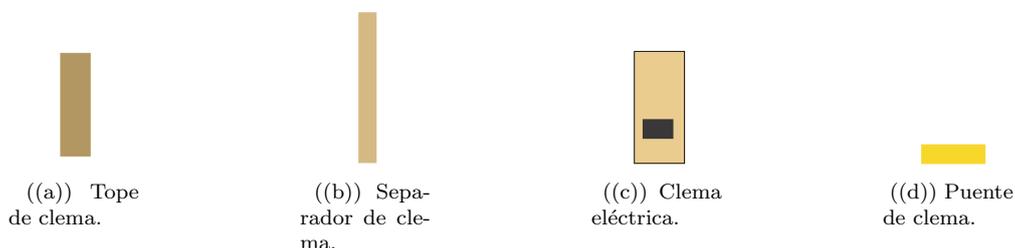


Figura 18: Representación ejemplificada de los elementos de colocación de clemas.

- Verificar que el tope de clema se encuentre sujeto y atornillado correctamente al riel din.
- El separador de clema se usa como aislante, se debe de colocar entre dos lineas diferentes.
- El puente deberá estar atornillado correctamente para unir una misma fase, ya que conecta las clemas en paralelo.

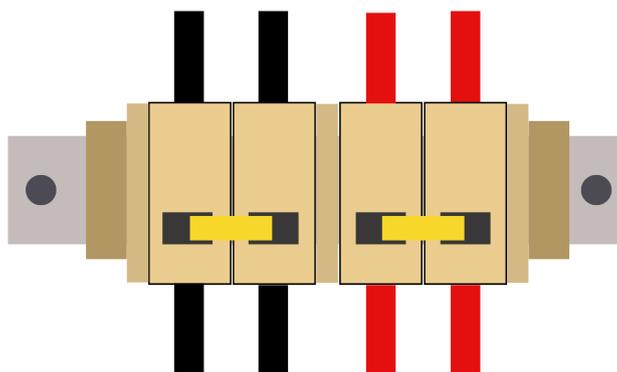


Figura 19: Conexión bifásica.

### 4.4.2. Canalización

Se debe verificar que el cable de armadura metálica Tipo MC brinde una trayectoria efectiva, donde se revise que se cuente con un medio de soporte para evitar su movimiento o desplazamiento a una distancia mínima de 0.5 [m] para instalaciones cercanas a tuberías de gas, los elementos implementados para fijación corresponden a abrazaderas tipo uña o abrazaderas omega, las cuales garantizan una mayor resistencia a la intemperie y que no se corroen con el tiempo, además de ello es necesario verificar el radio de curvatura al interior del cable, el cual deberá ser mayor a 13.531 [cm] para conexiones monofásicas y bifásicas, y con respecto a conexiones trifásicas corresponde a un radio de curvatura mayor a 14.406[cm] esto con el fin de no dañar los conductores internos.

Para la obtención de los radios de curvatura anteriormente mencionado, se hace uso de la Tabla 5 de la sección 6, y de acuerdo con el punto 330-24 para cable con armadura corrugada. Radio de curvatura de la NOM-001-SEDE 2012, se realiza el siguiente calculo:

#### Conexión Monofásico y Bifásica

$$Diametro_{exterios} * 7 = Radio_{curvatura}$$

$$1.933 [cm] * 7 = 13.531 [cm]$$

#### Conexión Trifásica

$$Diametro_{exterios} * 7 = Radio_{curvatura}$$

$$2.058 \text{ [cm]} * 7 = 14.406 \text{ [cm]}$$

En caso de que la canalización pase por alguna sección húmeda donde pueda existir riesgo de humedad por agua esta deberá ser canalizada con tubo conduit PVC para uso subterráneo de acuerdo al Artículo 352-10 e).

### 4.5. Centro de carga

Se debe revisar que se ha instalado un interruptor independiente para el sistema fotovoltaico que debe corresponder al que se encuentra en el diagrama unifilar, además de estar en un lugar fácilmente accesible.

Se debe verificar que el interruptor independiente del Sistema Fotovoltaico se conecte del lado de la carga preferentemente en el interruptor general del servicio del inmueble. Es decir debe conectarse posterior al primer medio de desconexión entre las líneas de CFE y las líneas del cliente, dicho primer medio de desconexión se encuentra a no mas de 5[m] de acuerdo con los requerimientos de CFE.

La conexión de los conductores al lado de la carga deberá ser conectados un conductor por entrada al interruptor. Una vez realizada la interconexión del sistema fotovoltaico, se debe de inspeccionar que se cuenta con barra de neutro y tierra, las cuales deberán dar continuidad de la tierra al sistema fotovoltaico, esto se puede realizar haciendo uso de un multímetro, así también se debe verificar que los conductores de las líneas activas cuenta con el voltaje esperado de la red.

### 4.6. Monitoreo

Para verificar que el sistema fotovoltaico que se ha instalado nos entregue la generación deseada, se configura un sistema de monitoreo en donde se implementan transformadores de corriente o CT's, los cuales permiten medir el amperaje en las líneas activas. El principio de funcionamiento de estos CT's es similares a un amperímetro de gancho por lo cual son colocados alrededor del conductor al que se le desea medir el amperaje.

Los CT's se deben instalar para medir el consumo del cliente y medir la producción generada, por lo que para obtener las lecturas del consumo del cliente se deben colocar los CT's en los conductores del interruptor principal, es decir los conductores de acometida que nos proporciona CFE y pasan posteriormente al primer medio de desconexión.

Para medir la producción, los CT's deberán ser colocados en los conductores de las líneas activas, en los interruptores de cada isla fotovoltaica instalada. En la inspección se debe revisar que los CT's se encuentren bien colocados, estos incluyen una flecha blanca, la flecha deberá indicar el flujo de corriente de los conductores en donde se han colocado.

#### 4.6.1. Sistema de Configuración eGauge

Posterior a la inspección de la correcta colocación de los CT's se deberá verificar que la configuración del sistema implementado eGauge se realizó correctamente de acuerdo con el tipo de sistema instalado, ya sea monofásico, bifásico o trifásico.

Recordando que lo que se quiere obtener es la potencia, por lo que las configuraciones de los Registros y Registros totales y virtuales en el eGauge deberán ser:

- Monofásico:

*Registros*

Grid = [P] [= ] S1\*L1

Solar = [P] [=+] S3\*L1

*Registros totales y virtuales*

Usage = Grid + Solar

Generation = Solar

- Bifásico

Grid = [P] [= ] S1\*L1 + S2\*L2

Solar = [P] [=+] S3\*L1 + S3\*L2

## Inspección de una instalación fotovoltaica

*Registros totales y virtuales*

Usage = Grid + Solar

Generation = Solar

▪ Trifásico

Grid = [P] [= ] S1\*L1 + S2\*L2 + S3\*L3

Solar = [P] [=+] S4\*L1 + S4\*L2

*Registros totales y virtuales*

Usage = Grid + Solar

Generation = Solar

### 4.6.2. Sistema de Monitoreo Hoymiles

También se pueden implementar otro tipo de sistema de monitoreo el cual es el Sistema Hoymiles, en donde únicamente se puede observar en la plataforma del sistema de curva de potencia. Se debe de verificar que la curva de potencia en la generación más alta nos entregue la potencia de diseño o muy cercana a ello.

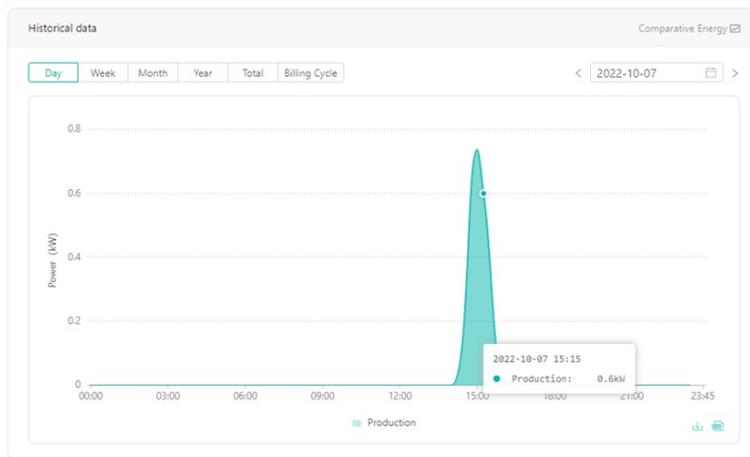


Figura 20: Curva de Potencia de generación. Adaptada de [20].

### 4.7. Medidor de CFE

Se debe de inspeccionar que se cuente con los siguientes lineamientos:

1. Tierra física
2. Medidor a una altura de 1.8[m]
3. Tubo mufa cuenta con abrazaderas.
4. Base de medidor con tubo mufa rígido a 4.8[m] desde el piso a mufa.
5. Interruptor principal se encuentra a máximo de 5[m] del medidor.
6. La base del medidor se encuentra a máximo a 35 metros urbano y 50 metros rural del poste desde el cual se dará el servicio.
7. El calibre del cableado de la base es de 8 AWG.

Adicional con ello en el medidor se verifica que no se cuente con puenteo entre fases del medidor conocidos como "diablitos", esto se debe de verificar siempre y cuando el medidor no cuente con el sello de CFE.

### 5. Conclusiones

El trabajo aquí planteado tuvo como finalidad indicar la metodología empleada para realizar una inspección de instalaciones fotovoltaicas residenciales, alineado principalmente a la NOM-001-SEDE -2012 así como a la Especificación CFE G0100-04, con el fin de garantizar la seguridad, eficiencia y cumplimiento normativo.

Se abordaron aspectos clave de una inspección de una instalación fotovoltaica, centrándonos en conexiones eléctricas, estructura y el monitoreo del sistema. Las conexiones eléctricas son elementos críticos que permiten el flujo de energía entre los paneles solares, los inversores y la red eléctrica, es por ello que se busca siempre cumplir con los siguientes puntos:

- Seguridad: Una revisión minuciosa de las conexiones eléctricas busca identificar cualquier problema potencial que pueda comprometer la seguridad de la instalación. Esto incluye la verificación de conexiones sueltas, cables mal sujetos o terminales mal apretados, que podrían generar sobrecalentamiento, arcos eléctricos o incluso incendios. La correcta conexión y fijación de los cables y la comprobación de la polaridad aseguran una operación segura y confiable del sistema.
- Eficiencia: Las conexiones eléctricas en una instalación fotovoltaica deben ser adecuadas y eficientes para garantizar la máxima producción de energía. Durante la revisión, se deben verificar la continuidad eléctrica y la resistencia de las conexiones para asegurarse de que no haya pérdidas significativas de energía. Además, se debe comprobar que los cables utilizados tengan la sección adecuada para soportar la corriente eléctrica sin generar caídas de tensión excesivas.
- Cumplimiento normativo: Una buena revisión de las conexiones eléctricas también implica asegurarse de que la instalación cumpla con los requisitos establecidos en la normativa aplicable, como la NOM 001 SEDE 2012. Esto incluye verificar que las conexiones estén realizadas de acuerdo con los estándares y procedimientos establecidos, y que se utilicen los materiales y componentes adecuados.
- Durabilidad y mantenimiento: Las conexiones eléctricas deben ser duraderas y capaces de soportar las condiciones ambientales y de operación a las que están expuestas en una instalación fotovoltaica. Durante la revisión, se deben identificar posibles áreas de corrosión, daños mecánicos o desgaste, y se deben tomar las medidas necesarias para reparar o reemplazar las conexiones defectuosas. Además, se deben establecer rutinas de mantenimiento regular para asegurar que las conexiones sigan siendo confiables y eficientes a lo largo del tiempo.

Gracias a la metodología empleada antes mencionada fue posible concluir con éxito la disminución de rechazos en revisión de las instalaciones fotovoltaicas de un 44.3% a un 15.53%, es decir del 100% de instalaciones revisadas el 84.47% fueron aprobadas en la primera inspección.

## 6. Anexo

### 6.1. Cable de Baja Tensión

El cable utilizado en baja tensión es multiconductor del tipo MC, con conductores de aleación de Aluminio, 600 V, 90°C con armadura engargolada de aluminio, su información técnica se reporta en 5.

Tabla 5: **Información técnica de cable MC Catalogo Condumex.**

Tripolar y Tierra MC3			Tetrapolar y Tierra MC4		
Desnudo	Tamaño	Diámetro Exterior Nominal [mm]	Desnudo	Tamaño	Diámetro Exterior Nominal [mm]
AWG/KCM	mm <sup>2</sup>		AWG/KCM	mm <sup>2</sup>	
6	13.3	19.33	6	13.3	20.58

### 6.2. Panel Fotovoltaico Modelo Trina 455W

Tabla 6: **Datos eléctricos (STC)**

STC: Irradiación 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura de Célula 25°C, Masa de Aire AM1.5 \*Tolerancia de Medición: ±3%.

Potencia Nominal-Pmax (Wp)*	455
Tolerancia de Potencia Nominal-Pmax (W)	0 ~+5
Tensión en Máxima Potencia-Vmpp (V)	41.2
Corriente en Máxima Potencia-Impp (A)	11.06
Tensión de Circuito Abierto-Voc (V)	49.8
Corriente de Corto Circuito-Isc (A)	11.61
Eficiencia $\eta$ (%)	20.8

Tabla 7: **Datos eléctricos (NMOT)**

NMOT: Irradiación at 800W/m<sup>2</sup> , Temperatura Ambiente 20°C, Velocidad del Viento 1m/s.

Potencia Máxima-Pmax (Wp)	344
Tensión en Máxima Potencia-Vmpp (V)	38.9
Corriente en Máxima Potencia-Impp (A)	8.84
Tensión en Circuito Abierto-Voc (V)	46.8
Corriente de Corto Circuito-Isc (A)	9.36

Tabla 8: **Tasas de Temperatura.**

NMOT (Temp. de Operación Nominal del Módulo)	43°C (±2°C)
Coefficiente de Temperatura de Pmax	- 0.34 %/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc	- 0.25 %/°C
Coefficiente de Temperatura de Isc	0.04 %/°C

### 6.3. Interruptor Termomagnético Easy9 2P 20A 10kA curva C EZ9F56220

Tabla 9: Especificaciones Principales

Polos	2P
Número de polos protegidos	2
Corriente nominal (In)	20A
Tipo de Red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	10000 A Icn en 220 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1 6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1

Tabla 10: Especificaciones Complementarias.

Frecuencia de Red	50/60 Hz
[Ue] tensión asignada de empleo	220 V AC 50/60 Hz 400 V AC 50/60 Hz
[Ics] poder de corte en servicio	6 kA 100 % Icn en 230 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1
[Ui] tensión asignada de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1

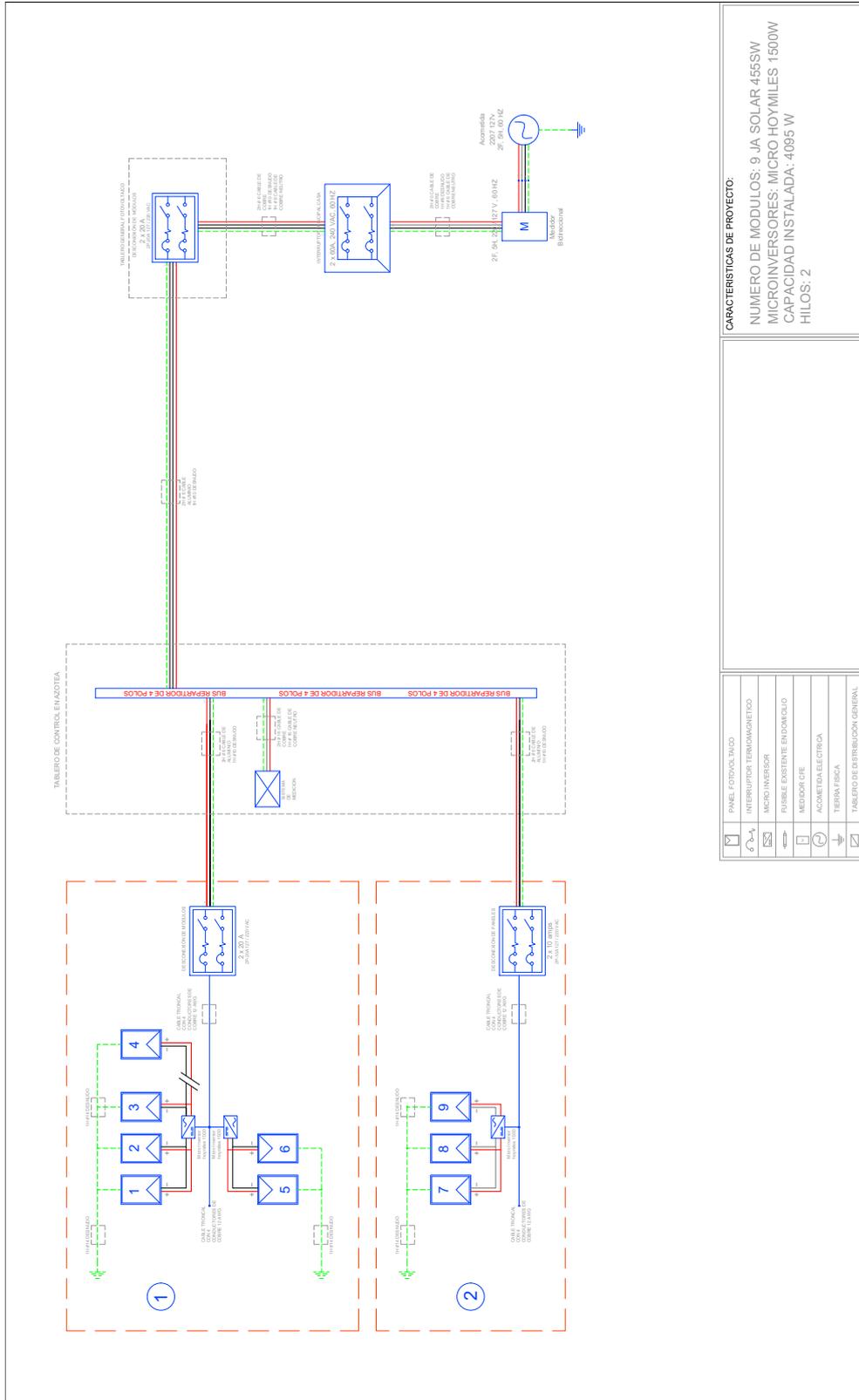
### 6.4. Especificación de conductores por borne en terminales, de acuerdo a la IEC-60947-7-1-2009

Para bloques de terminales con una sección transversal nominal entre 0,2 mm<sup>2</sup> y 35 mm<sup>2</sup>, se la aplica la siguiente tabla 11, en donde los conductores implementados pueden ser rígidos (sólidos o trenzados) o flexibles.

Tabla 11: **Tabla 2 de la IEC-60947-7-1-2009: Relación entre la sección transversal nominal y la capacidad de conexión nominal de los bloques de terminales.**

Rated cross-section		Rated connecting capacity	
<i>mm</i> <sup>2</sup>	AWG	<i>mm</i> <sup>2</sup>	AWG
0.2	24	0.2	24
0.34	22	0.2-0.34	24-22
0.5	20	0.2-0.34-0.75	24-22-20
0.75	18	0.34-0.5-0.75	-
1.5	16	0.75-1-1.5	20-18-16
2.5	14	1-1.5-2.5	18-16-14
4	12	1.5-2.5-4	16-14-12
6	10	2.5- 4- 6	6- 4- 2

6.5. Diagrama Unifilar



## Referencias

- [1] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE), «*INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW*», agosto de 2008. <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/f/G0100-04.pdf> (accedido 3 de septiembre de 2023).
- [2] eGAUGE SYSTEMS LLC, «*eGauge Configuration Guide*», 31 de agosto de 2023. <https://www.egauge.net/media/support/docs/config-guide.pdf> (accedido 3 de septiembre de 2023).
- [3] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE), «*Preparación Eléctrica para el Suministro de Energía*», 2023. <https://www.cfe.mx/hogar/incliiente/Documents/preparacionelectrica.pdf> (accedido 14 de mayo de 2023).
- [4] INTERNATIONAL STANDARD NORME INTERNATIONALE, «*IEC 60947-7-1*», 2009. <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/15749/b8d44323ef0e41d6a805d4bfc53a74fb/IEC-60947-7-1-2009.pdf> (accedido 14 de mayo de 2023).
- [5] NORMA OFICIAL MEXICANA «*NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización)*», 2012. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/512096/NOM-001-SEDE-2012.pdf> (accedido 14 de mayo de 2023).
- [6] SECRETARÍA DE ENERGÍA DE MÉXICO «*Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035*», 30 de junio de 2021. [https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaElectricidad/ConjuntosProyectosInversion/SENER\\_07\\_ProgramaDesarrolloSistemaElectricoNacional2021-2035\(PRODESEN\).pdf](https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaElectricidad/ConjuntosProyectosInversion/SENER_07_ProgramaDesarrolloSistemaElectricoNacional2021-2035(PRODESEN).pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [7] RALUX «*Manual de Instalación ONMIA V2 sistema*», [https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2\\_ManualInstalacion\\_RaluxSolar-2.pdf](https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2_ManualInstalacion_RaluxSolar-2.pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [8] RALUX «*Manual de Instalación ONMIA Sistema V2 Alto*», [https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2Up\\_ManualInstalacion\\_RaluxSolar-2.pdf](https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2Up_ManualInstalacion_RaluxSolar-2.pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [9] RALUX «*RALUX OMNIA STRONG 2V UP-15°C INCLINATION*», [https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2Up\\_FichaTecnica\\_RaluxSolar-2.pdf](https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2Up_FichaTecnica_RaluxSolar-2.pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [10] RALUX «*Manual de Instalación V1 Sistema*», [https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2Up\\_FichaTecnica\\_RaluxSolar-2.pdf](https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2Up_FichaTecnica_RaluxSolar-2.pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [11] RALUX «*RALUX OMNIA STRONG 1V 15°C INCLINATION*», [https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V1\\_FichaProducto\\_RaluxSolar-2.pdf](https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V1_FichaProducto_RaluxSolar-2.pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [12] RALUX «*Manual de Instalación Sistema V2 10°-15°- 20°- 25°*», [https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2\\_FichaProducto\\_RaluxSolar-2.pdf](https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2_FichaProducto_RaluxSolar-2.pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [13] RALUX «*Manual de Instalación ONMIA Sistema V2 Alto*», [https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2Up\\_ManualInstalacion\\_RaluxSolar-2.pdf](https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2Up_ManualInstalacion_RaluxSolar-2.pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [14] RALUX «*Manual de Instalación Sistema V2 10°-15°- 20°- 25°*», [https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2\\_FichaProducto\\_RaluxSolar-2.pdf](https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/10/V2_FichaProducto_RaluxSolar-2.pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [15] RALUX «*RALUX OMNIA STRONG 1V UP-15°C INCLINATION*», [https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/05/OmniaV1\\_Up\\_RaluxSolar-2.pdf](https://raluxsolar.com/wp-content/uploads/2022/05/OmniaV1_Up_RaluxSolar-2.pdf) (accedido 14 de mayo de 2023).

## Inspección de una instalación fotovoltaica

---

- [16] CLEMA DE TIERRA «*CLEMA DE TIERRA USLKG-10 - [USLKG-10]*», <https://comercialelectrica.mx/producto/clema-electrica-viking-3-calibre-8-a-10-modelo-0371-72/> (accedido 14 de mayo de 2023).
- [17] CLEMA ELECTRICA «*Conexión por tornillo WDU 4 26-10AWG Weidmuller WR 10201000000W*», <https://www.iacsamexico.com.mx/producto/conexion-por-tornillo-wdu-4-26-10awg-weidmuller-wr-10201000000w/> (accedido 14 de mayo de 2023).
- [18] TOPE DE CLEMA «*Accesorios, Ángulo de fijación lateral 0206160000 EWK 1*», <https://catalog.weidmueller.com/catalog/Start.do?ObjectID=0206160000> (accedido 14 de mayo de 2023).
- [19] PUENTE DE CLEMA «*PUENTE DE CONEXION TRANSVERSAL PARA CLEMA 2.5 1054460000*», [https://www.acon-solutions.com.mx/PUENTE-DE-CONEXION-TRANSVERSAL-PARA-CLEMA-2-5,40003\\_1622564195](https://www.acon-solutions.com.mx/PUENTE-DE-CONEXION-TRANSVERSAL-PARA-CLEMA-2-5,40003_1622564195) (accedido 14 de mayo de 2023).
- [20] HOYMILES «*S-Miles Cloud The Hoymiles monitoring platform*», <https://www.hoymiles.com/products/monitoring-app/> (accedido 14 de mayo de 2023).