



Prácticas recomendadas para la implementación de proyectos de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida

CPR-SFV-GD-02

Versión 1.1
Enero de 2019

MÉXICO

© 2019 INEEL / ICM

Para el desarrollo de este documento se revisó información nacional e internacional, además de realizar consultas y encuestas con las asociaciones fotovoltaicas y expertos del sector. Los criterios y prácticas recomendados se han redactado como insumos para aquellas empresas del sector solar fotovoltaico que deseen mejorar la calidad de sus servicios y procesos. Se espera que estas recomendaciones contribuyan a que las empresas ofrezcan servicios y productos con altos estándares de calidad en beneficio del cliente.

Este documento es de aplicación voluntaria y, en cualquier caso, se circunscribe a la legislación, políticas o regulaciones existentes en el país, dentro del ámbito de la energía, medio ambiente, y protección al consumidor. Los textos e ilustraciones que aquí se presentan han sido preparados para efectos exclusivamente informativos y de referencia. Ni las organizaciones ni las personas participantes en la elaboración de este documento aceptan responsabilidad alguna por pérdidas o daños en ninguna persona o propiedad, que resulten del uso del material, errores y omisión de contenido en el mismo, criterios, instrucciones, recomendaciones, datos, métodos o ideas aquí contenidos, o de la acción o abstención de acción que resultaren de tal uso. La información aquí contenida es proporcionada sin garantía de integridad, exactitud, utilidad o actualidad. La aplicación de dicha información en ningún caso confiere inmunidad a obligaciones legales, regulatorias y técnicas.

Este documento fue desarrollado por la Gerencia de Energías Renovables del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) en colaboración con Iniciativa Climática de México, A.C., bajo el contrato ICM/I/NC/19548.

Los documentos de criterios y prácticas recomendados están sujetas a revisiones continuas para asegurar su actualización. Las observaciones o sugerencias de carácter técnico o de edición relativas a este documento son bienvenidas, y pueden remitirse a: contacto@csolarmexico.com.

CONTENIDO

1. GENERALIDADES.....	1
2. DEFINICIONES, ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.....	2
2.1. Definiciones.....	2
2.2. Abreviaturas y acrónimos.....	7
3. DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO	8
3.1. Ficha de información general del Proyecto	8
3.1.1. Disposiciones generales	8
3.1.2. Contenido	8
3.2. Ficha de información técnica del sistema (o Central Eléctrica) FV-GD.....	9
3.2.1. Disposiciones generales	9
3.2.2. Contenido	9
3.3. Estudio Técnico-Económico del Proyecto.....	10
3.3.1. Disposiciones generales	10
3.3.2. Contenido	10
3.3.2.1. Parámetros (datos) técnicos de cálculo.....	10
3.3.2.2. Análisis de sombreados.....	10
3.3.2.3. Parámetros (datos) económicos de cálculo.....	10
3.3.2.4. Indicadores técnicos (resultados de corrida de simulación)	11
3.3.2.5. Indicadores financieros estimados en términos reales considerando el efecto fiscal (resultados de corrida de simulación)	11
3.4. Memoria Técnico Descriptiva.....	11
3.4.1. Disposiciones generales	11
3.4.2. Contenido	11
3.4.2.1. Memoria de diseño (cálculo).....	11
3.4.2.2. Planos y diagramas	12
3.4.2.3. Lista de materiales.....	12
3.4.2.4. Especificaciones (hojas de datos) de componentes.....	12
3.4.2.5. Manuales de usuario	13
3.4.2.6. Certificados de conformidad de normas	13
3.4.2.7. Documentos de puesta en marcha	13
3.4.2.8. Documentos de interconexión	13
3.4.2.9. Documentos del EC0586/EC0586.01 o equivalente.....	14

3.4.2.10. Plan o programa de mantenimiento.....	14
3.4.2.11. Garantías.....	14
3.4.2.12. Memoria fotográfica.....	14
4. DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DEL SISTEMA.....	15
4.1. Dimensionamiento y diseño energético.....	15
4.1.1. Dimensionamiento del arreglo FV.....	15
4.1.2. Orientación e inclinación del arreglo FV.....	15
4.2. Diseño mecánico.....	16
4.2.1. Estructura y montaje del arreglo FV.....	16
4.2.1.1. Diseño aceptable de la estructura y componentes de montaje del arreglo.....	16
4.2.1.2. Altura de ventilación mínima aceptable para arreglos paralelos a techos.....	17
4.2.1.3. Materiales de elementos estructurales y de sujeción y fijación.....	17
4.2.1.3.1. <i>Materiales de elementos estructurales</i>	17
4.2.1.3.2. <i>Materiales de elementos de sujeción y fijación</i>	17
4.2.1.3.3. <i>Compatibilidad de materiales en contactos entre elementos estructurales</i>	17
4.2.1.3.4. <i>Compatibilidad de materiales en contactos entre elementos estructurales y elementos de sujeción, fijación y basamento</i>	18
4.3. Diseño eléctrico.....	18
4.3.1. Plano Eléctrico y Diagrama Unifilar.....	18
4.3.2. Especificación de conductores.....	18
4.3.2.1 Especificaciones generales.....	18
4.3.2.2 Especificación de conductores de puesta a tierra.....	20
4.3.3. Especificación de protecciones y medios de desconexión.....	20
4.3.4. Especificación de conectores y empalmes.....	20
5. INSTALACIÓN DEL SISTEMA.....	22
5.1. Montaje del arreglo fotovoltaico.....	22
5.1.1. Distribución.....	22
5.1.2. Montaje.....	22
5.1.2.1. Montajes en techos.....	22
5.1.2.2. Montajes en suelo.....	23
5.1.3. Ensamblaje de la estructura y del arreglo de módulos fotovoltaicos.....	23

5.1.3.1. Disposiciones generales.....	23
5.1.3.2. Integridad de la estructura y marcos de módulos	23
5.1.3.3. Sujeción de módulos	23
5.1.4. Tolerancias de montaje del arreglo fotovoltaico.....	23
5.1.4.1. Tolerancia de orientación (acimut)	23
5.1.4.2. Tolerancia de inclinación	23
5.1.4.3. Tolerancia de altura para ventilación	24
5.1.5. Holguras de montaje para dilataciones térmicas	24
5.1.5.1. Holgura entre los marcos de los módulos y la superficie de montaje	24
5.1.5.2. Holgura entre módulos	24
5.1.5.3. Holgura con juntas o mecanismos de expansión	24
5.2. Integración y fijación del balance del sistema	24
5.2.1. Integración del equipo.....	24
5.2.2. Fijación del equipo, canalizaciones y charolas	24
5.3. Instalación eléctrica.....	25
5.3.1. Componentes instalados	25
5.3.1.1. Módulos fotovoltaicos	25
5.3.1.2. Equipos de Acondicionamiento de Potencia.....	25
5.3.1.3. Protecciones y medios de desconexión.....	25
5.3.1.4. Gabinetes	25
5.3.2. Instalación realizada	25
5.3.2.1. Condiciones de seguridad	25
5.3.2.2. Disposiciones sobre los Equipos de Acondicionamiento de Potencia	26
5.3.2.3. Requisitos para los circuitos	26
5.3.2.4. Medios de desconexión	27
5.3.2.5. Métodos de alambrado	27
5.3.2.6. Puesta a tierra	28
5.3.2.7. Verificación del marcado.	29
REFERENCIAS.....	30

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Información mínima que se debe incluir en el Plano Eléctrico y el Diagrama Unifilar	19
---	----

1. GENERALIDADES

Este documento presenta un compendio de prácticas recomendadas relativas a la implementación de proyectos de **Sistemas Fovoltaicos de Generación Distribuida (SFV-GD)**¹, con capacidad menor que 500 kW_{c.a.}, para su aplicación en el contexto de México.

Las prácticas que se recomienda seguir se agrupan en tres categorías:

(1) Documentación del Proyecto

Proporciona la lista de documentos que como expediente mínimo deben ser incorporados a la **Carpeta del Proyecto**.

La documentación del Proyecto es un punto que fácilmente puede ser descuidado a pesar de su relevancia; a la postre, constituye el soporte de acciones que son determinantes para la correcta operación y el oportuno mantenimiento de los sistemas.

(2) Dimensionamiento y diseño del sistema

Proporciona una selección de prácticas recomendadas relativas al dimensionamiento y diseño de los sistemas.

Se incluyen aspectos relevantes a observar en la implementación de los proyectos sobre dimensionamiento, diseño energético, diseño mecánico y diseño eléctrico

(3) Instalación del sistema

Establece una selección de prácticas recomendadas relativas a la instalación de un **SFV-GD**.

Se incluyen aspectos relevantes a observar en la implementación de los proyectos sobre montaje del arreglo fotovoltaico, integración y fijación del balance del sistema, e instalación eléctrica.

¹ Para efectos de este documento, el término “**Sistema**” identificado por la sigla “**S**” se considera equivalente al término “**Central Eléctrica**” definido en la **Ley de la Industria Eléctrica (LIE)** [3] como la “instalación y equipo que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y productos asociados”, por lo que su aplicación es indistinta; no obstante, se hace notar que el término “**Sistema**” es mayormente utilizado por su connotación con la terminología propia de la industria fotovoltaica, en tanto que el término “**Central Eléctrica**” se reserva para los aspectos vinculantes con las disposiciones regulatorias derivadas de la LIE. Por extensión, los términos “**Sistema(s) Fovoltaico(s)**”, identificado por las siglas “**SFV**” y “**Sistema(s) Fovoltaico(s) de Generación Distribuida**”, identificado por las siglas “**SFV-GD**”, se consideran equivalentes, respectivamente, a los términos “**Central(es) Eléctrica(s) Fovoltaica(s)**”, identificado por las siglas “**CEFV**”, y “**Central(es) Eléctrica(s) Fovoltaica(s) de Generación Distribuida**”, identificado por las siglas “**CEFV-GD**”.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

2. DEFINICIONES, ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

2.1. Definiciones

Término	Definición
Aportaciones	Recursos que, en efectivo o en especie, el Solicitante entrega al Distribuidor por la interconexión solicitada. [1]
Arreglo Fotovoltaico	Circuito conformado por varias ramas de módulos fotovoltaicos conectadas en paralelo. [2]
Caja combinadora	Caja en la que se conectan eléctricamente varias ramas o arreglos FV entre sí. Adaptado de: [2]
Caja de conexiones	Caja en la que se conecta la salida eléctrica de un módulo o rama FV.
Carpeta del Proyecto	Carpeta que contiene todo el expediente técnico y financiero del Proyecto , y que se resguarda para uso y consulta en la oficina de la Empresa Integradora o Desarrolladora.
Celda Fotovoltaica	El elemento semiconductor más pequeño capaz de convertir la luz solar en energía eléctrica vía corriente directa. [2]
Central Eléctrica (CE)	Instalación y equipo que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y productos asociados. [3]
Central Eléctrica Fotovoltaica (CEFV)	Central Eléctrica que se integra como un Sistema Fotovoltaico.
Central Eléctrica Fotovoltaica de Generación Distribuida (CEFV-GD)	Central Eléctrica Fotovoltaica que en términos de la LIE cumple con las características establecidas para la Generación Distribuida. [4]
Contrato de Contraprestación	Modelo de contrato que se celebra entre el Suministrador de Servicios Básicos (permisionario que ofrece el Suministro Básico a los usuarios de Suministro Básico) que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo soliciten; y los Generadores Exentos, que entregan energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución, mediante alguno de los regímenes de contraprestación asociados a la interconexión de una Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW. [4]

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

Término	Definición
Contrato de Interconexión	Contrato que se celebra entre el Distribuidor (los organismos o empresas productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica) y las personas físicas o morales, que requieren de la interconexión de una Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW a la red general de distribución, previo cumplimiento de las especificaciones técnicas generales, las características de infraestructura requerida y los requerimientos técnicos-operativos. Adaptado de: [4]
Diagrama de Conexiones	Diagrama que indica todas las conexiones eléctricas implicadas entre los elementos eléctricos u electrónicos del SFV-GD . La conexión eléctrica indicada, corresponde una a una entre las terminales (entrada/salida) de cada equipo involucrado. Este diagrama puede contener información técnica complementaria que el instalador deba saber o considerar en tales tareas de cableado (i.e. voltaje o corriente máximos, especificaciones técnicas de los equipos, simbología, código de colores, torque recomendado por el fabricante, etc.).
Diagrama Unifilar	Es el diagrama que muestra las conexiones entre dispositivos, componentes, partes de un circuito eléctrico o de un sistema de circuitos, representados mediante símbolos. [5]
Dictamen de Verificación Eléctrica	Documento que emite y firma la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas a través del Sistema Electrónico de Dictámenes de Verificación, mediante el cual certifica que una instalación eléctrica o parte de ella, cumple en un momento determinado con la NOM-001-SEDE-Vigente. Véase [6], [7] y [8].
Empresa Desarrolladora	Empresa de servicios que, en el contexto de este documento comercializa el desarrollo de proyectos de generación distribuida fotovoltaica.
Empresa Instaladora	Empresa de servicios que, en el contexto de este documento, comercializa proyectos fotovoltaicos llave en mano, enfocándose en la gestión del Proyecto y subcontratando la instalación.

Término	Definición
Empresa Integradora	Empresa de servicios que, en el contexto de este documento, comercializa proyectos fotovoltaicos llave en mano cubriendo las etapas de desarrollo del Proyecto , ingeniería, procuración, construcción (instalación) y mantenimiento.
Equipo de Acondicionamiento de Potencia (EAP)	Es el subsistema, equipo o conjunto de equipos que convierte la energía eléctrica proveniente del módulo, o arreglo de módulos FV, de c.c. a c.c., o, de c.c. a c.a., y que puede ser de los siguientes tipos: <ul style="list-style-type: none"> (a) Inversor, de c.c. a c.a. (b) Microinversor, de c.c. a c.a. (c) Optimizador, de c.c. a c.c.
Estudios de Interconexión	Consisten en un conjunto de análisis a realizar con el fin de determinar el impacto al interconectar Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW en un circuito de distribución, con relación a la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional. [9]
Generador Fotovoltaico (GFV)	Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente continua. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes: <ul style="list-style-type: none"> (a) Módulos fotovoltaicos. (b) Subarreglos (grupos de módulos fotovoltaicos). (c) Arreglo fotovoltaico (grupo de subarreglos). (d) Cajas de conexión. (e) Cables y conexiones eléctricas. (f) Dispositivos de protección. (g) Sistema de tierras. (h) Estructuras de montaje. Adaptado de: [2].

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

Término	Definición
Inversor	Dispositivo electrónico de potencia cuya función principal es convertir la señal de c.c. del GFV en una señal de c.a. sincronizada con la red. Constituye el elemento central de la interfaz entre el GFV y la red eléctrica. La salida de c.a. puede ser monofásica o trifásica. Adicionalmente realiza otras funciones de protección y control para el funcionamiento eficiente y seguro del SFVI . Este equipo también es referenciado como subsistema de acondicionamiento de potencia. Adaptado de: [2].
Memoria Técnico-Descriptiva	Compendio de documentos que reúnen la información sobre la descripción de instalaciones, como son su ubicación, descripción y cuantificación de equipos y componentes, sistemas principales y auxiliares, planos de distribución, planos o diagramas mecánicos, planos eléctricos, diagramas unifilares, memorias de cálculo, y procedimientos o manuales operativos, de mantenimiento y de emergencia, entre otros. Asimismo, contiene la referencia a las normas con las que se diseñan, construyen, prueban, operan y mantienen las instalaciones. Adaptado de: [10]
Microinversor	Inversor que convierte la potencia de salida en c.c. de uno o varios módulos a c.a., utilizando SPMP independientes. La instalación de estos inversores se realiza a nivel de módulo.
Módulo Fotovoltaico (MFV)	Grupo de celdas fotovoltaicas interconectadas eléctricamente entre sí, mecánicamente agrupadas y encapsuladas en una unidad para protegerlas del medio ambiente. Un MFV es la unidad de generación más pequeña lista para utilizarse. [2].
Oficio de Presupuesto de Obra	Oficio a través del cual el Distribuidor, a través del Suministrador, notifica al Solicitante el resultado del estudio de interconexión indicando el requerimiento de Infraestructura y Obra específica con la solución técnica más económica del proyecto de obra (ya sea de ampliación, modificación u Obra específica), y el importe a pagar por concepto de aportación de las obras necesarias a ejecutar, de acuerdo con lo dispuesto por el REGLAMENTO de la Ley de la Industria Eléctrica. [1] [9]

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

Término	Definición
Oficio Resolutivo	Oficio por medio del cual el Distribuidor, a través del Suministrador, notifica al Solicitante el resultado de la evaluación de la Solicitud de Interconexión indicando que no se requiere estudio ni Obra específica. [9]
Optimizador	Un optimizador de potencia FV es un convertidor de c.c. a c.c. desarrollado para maximizar el aprovechamiento de la energía solar FV ajustando individualmente el desempeño del módulo con el seguimiento del punto de máxima potencia.
Plano de Planta	Dibujo a escala que muestra la disposición de equipos, espacios y características físicas vistos desde arriba.
Plano Eléctrico	Es la representación gráfica de los diferentes circuitos que integran una instalación eléctrica y donde se detallan las particularidades de los materiales y dispositivos existentes.
Proyecto	En el contexto de este documento, Proyecto se refiere al conjunto de todas las actividades y recursos necesarios para la planeación, ingeniería, procuración y construcción (instalación) de SFV-GD .
Rama Fotovoltaica	Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie. [2]
Resultado del Estudio para la Infraestructura requerida de la Interconexión	Documento que presenta el Distribuidor a través del Suministrador al Solicitante, conteniendo el resumen del análisis de factibilidad, así como los requerimientos de características específicas de la Infraestructura requerida y su costo. [9]
Sistema	En el contexto de este documento y la generación distribuida, el término “Sistema” se considera equivalente al término “Central Eléctrica”.
Sistema Fotovoltaico (SFV)	Sistema de generación que convierte la luz solar directamente en energía eléctrica, con las características apropiadas para ser utilizada por la carga destinada. [2]
Sistema Fotovoltaico de Generación Distribuida (SFV-GD)	Sistema Fotovoltaico constituido en Central Eléctrica, que en términos de la LIE , cumple con las características establecidas para la Generación Distribuida. [4]

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

Término	Definición
Sistema Fotovoltaico Interconectado con la Red (SFVI)	Sistema fotovoltaico de generación eléctrica en el que la energía en c.c. del GFV es convertida en energía en corriente alterna c.a., a la tensión y frecuencia de la red eléctrica y sincronizada con ella. Al conectarse en paralelo con la red, el SFV contribuye al suministro de la energía demandada a la red. Si existe una carga local en el inmueble, ésta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes o por ambas simultáneamente, dependiendo de los valores instantáneos de la carga y de la potencia de salida del SFV . Cualquier superávit de potencia del SFVI es inyectado a la red eléctrica y cualquier déficit es demandado a ésta. Adaptado de: [2].

2.2. Abreviaturas y acrónimos

Acrónimo	Significado
c.a.	Corriente alterna
c.c.	Corriente continua
CE	Central Eléctrica
CEFV	Central Eléctrica Fotovoltaica
CEFV-GD	Central Eléctrica Fotovoltaica de Generación Distribuida
EAP	Equipo de Acondicionamiento de Potencia
FV	Fotovoltaico
GFV	Generador Fotovoltaico
I_{sc}	Corriente de corto circuito
kVA	Kilovolt ampere
kWh _{CA}	Kilowatt hora en corriente alterna
kW _P	Kilowatt pico
MFV	Módulo Fotovoltaico
PMP	Punto de máxima potencia
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFV-GD	Sistema Fotovoltaico de Generación Distribuida
SFVI	Sistema Fotovoltaico Interconectado con la Red Eléctrica
SPMP	Seguimiento (o seguidores) del punto de máxima potencia
V_{oc}	Tensión de circuito abierto

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

3. DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO

Toda la documentación que constituya el expediente del **Proyecto** debe ser integrada en un solo archivo (en papel y electrónico), al que se denomina genéricamente como **Carpeta del Proyecto**.

La **Carpeta del Proyecto** debe contener, entre otros, los siguientes elementos:

- Ficha de información general del **Proyecto**.
- Ficha de información técnica del **SFV-GD**.
- **Estudio Técnico-Económico**.
- **Memoria Técnico-Descriptiva**.

Se resalta que estos elementos son enunciativos, pero no limitativos.

3.1. Ficha de información general del Proyecto

3.1.1. Disposiciones generales

La ficha de información general del **Proyecto** se debe mostrar en la portada, en la primera página o en la primera sección de la **Carpeta del Proyecto**.

3.1.2. Contenido

La ficha de información general del **Proyecto** debe contener como mínimo la siguiente información:

- Código o clave de identificación del **Proyecto**.
- Nombre del propietario.
- Dirección del **Proyecto**.
- Coordenadas de localización.
- Fecha de instalación (terminación mecánica y eléctrica).
- Fecha de puesta en marcha (fecha de interconexión).
- Régimen de contraprestación (medición neta, facturación neta o venta total de energía).
- Tensión (voltaje) de interconexión.
- Número de **Contrato de Interconexión**.
- Razón social de la **Empresa Integradora del Proyecto** (desarrollo + instalación).
- Razón social de la **Empresa Desarrolladora del Proyecto**.
- Razón social de la **Empresa Instaladora**.
- Nombre y cargo del responsable del **Proyecto**.
- Nombre del diseñador indicando datos de certificación (cuando aplique).
- Nombre del instalador indicando datos de certificación

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

- Nombre del supervisor indicando datos de certificación (cuando aplique).

3.2. Ficha de información técnica del sistema (o Central Eléctrica) FV-GD

3.2.1. Disposiciones generales

La ficha de información técnica del **SFV-GD**, también denominado **Central Eléctrica FV-GD**, se debe incluir en la segunda sección de la **Carpeta del Proyecto**.

3.2.2. Contenido

La ficha de información técnica del **SFV-GD** debe contener como mínimo la siguiente información:

- Capacidad instalada en kW_p (c.c.) y kW (c.a.).
- Módulos FV: tipo (tecnología de celda), marca, modelo y cantidad.
- Equipo de Acondicionamiento de Potencia (**EAP**)²: tipo, marca, modelo y cantidad.
- Configuración eléctrica del arreglo (módulos en serie/cadenas en paralelo).
- Acimut del arreglo o sub-arreglos.
- Inclinación del arreglo o sub-arreglos.
- Tipo de montaje del arreglo: en techo o en suelo.
- Si el montaje es en techo, el tipo de techo (losa, lámina, etc.).
- Especificación del sistema de monitoreo (indicando las opciones que apliquen), a saber,
 - Por inversor / local.
 - Por inversor / local y remoto vía portal web del fabricante del inversor.
 - Dedicado / local y remoto a cargo de un proveedor de servicio de monitoreo.
- Variables monitoreadas (indicando las opciones que apliquen), a saber,
 - Potencia de salida del generador (c.a.).
 - Energía de salida del generador (c.a.).
 - Temperatura del módulo.
 - Temperatura ambiental.
 - Irradiancia solar global sobre el plano del arreglo.
 - Velocidad del viento.
 - Precipitación pluvial.
 - Otras (especificar).

² El Equipo de Acondicionamiento de Potencia (EAP) incluye inversores, microinversores u optimizadores.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

3.3. Estudio Técnico-Económico del Proyecto

3.3.1. Disposiciones generales

El **Estudio Técnico-Económico** del **Proyecto** debe incluirse en una sección específica de la **Carpeta del Proyecto**.

3.3.2. Contenido

El **Estudio Técnico-Económico** debe contener como mínimo la información que se indica en los apartados siguientes:

3.3.2.1. Parámetros (datos) técnicos de cálculo

- Capacidad instalada en kW_p (c.c.) y kW (c.a.).
- Especificación de Fuente de datos de irradiancia (i.e. NASA, Meteonorm, etc.).
- Factores de pérdidas considerados (porcentajes).
 - (1) Por sombreados (cercanos): pérdida de irradiancia.
 - (2) Por ángulo de incidencia (IAM).
 - (3) Por ensuciamiento del módulo.
 - (4) Por degradación del módulo.
 - (5) Por nivel de irradiancia.
 - (6) Por temperatura de celda.
 - (7) Por calidad de módulo (desviación con relación a especificaciones).
 - (8) Por degradación inicial inducida lumínicamente.
 - (9) Pérdidas por disimilitud eléctrica de módulos (mismatch).
 - (10) Por pérdidas óhmicas en el cableado de c.c.
 - (11) Por pérdidas en diodos.
 - (12) Por disponibilidad del sistema.
 - (13) Por pérdidas óhmicas en el cableado de c.a.
 - (14) Por pérdidas en transformador(es).

3.3.2.2. Análisis de sombreados

- Potencial de radiación solar o factor de acceso solar anual (porcentaje).
- Factor de pérdidas eléctricas por sombreados (porcentaje).
- Simulación o diagrama de trayectoria solar con trazo de sombreados.

3.3.2.3. Parámetros (datos) económicos de cálculo

- Costo de inversión (cotizado) desglosado sin impuestos.
- Tarifa eléctrica vigente y/o Precio Marginal Local (PML).

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

3.3.2.4. Indicadores técnicos (resultados de corrida de simulación)

- Factor de planta o producción específica (kWh/kW_p) mensual y anual.
- Relación de desempeño (PR, por sus siglas en inglés).
- Pronóstico mensual (kWh/mes) y anual (kWh/año) de producción eléctrica.
- Consumo eléctrico mensual del usuario para un ciclo anual completo.
- Balance energético mensual y anual (irradiación, generación eléctrica, consumo eléctrico y electricidad a la red).
- Porcentaje estimado del ahorro eléctrico anual.

3.3.2.5. Indicadores financieros estimados en términos reales considerando el efecto fiscal (resultados de corrida de simulación)

- Ahorros estimados (mensual y anual).
- Periodo de recuperación simple.
- Tasa interna de retorno sin financiamiento.
- Tasa interna de retorno con financiamiento.

3.4. Memoria Técnico Descriptiva

3.4.1. Disposiciones generales

La **Memoria Técnico Descriptiva** contiene toda la información relativa al diseño y debe incluirse en una sección específica de la **Carpeta del Proyecto**.

3.4.2. Contenido

La **Memoria Técnico Descriptiva** debe contener como mínimo la información que se indica en los apartados siguientes:

3.4.2.1. Memoria de diseño (cálculo)

- Criterio utilizado para el dimensionamiento de la capacidad de la planta (arreglo FV).
- Criterio utilizado para la selección de los módulos FV.
- Criterio utilizado para la selección del **EAP**.
- Criterio utilizado para la determinación de la configuración eléctrica serie-paralelo del arreglo fotovoltaico.
- Criterio utilizado para la determinación del número de **EAP**.
- Cálculos y especificaciones de conductores de c.c. y c.a.
- Cálculos utilizados para la selección y especificación de canalizaciones de c.c. y c.a.
- Selección y especificación de protecciones de c.c. y c.a.
- Selección y especificación de elementos del sistema de puesta a tierra.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

- Cálculos de caídas de tensión en los circuitos de c.c. y c.a.
- Especificación de estructura
 - cuando es un modelo de línea sólo se requiere indicar el tipo, marca y modelo.
 - cuando el diseño es fuera de línea se requiere la memoria de cálculos.
- Análisis de sombreados indicando la metodología y software utilizado.

3.4.2.2. Planos y diagramas

- Plano de Planta.
- Diagrama (Eléctrico) Unifilar.
- Plano Eléctrico.
- Diagrama de Conexiones.
- Plano(s) y/o diagramas de montaje de estructura.

3.4.2.3. Lista de materiales

- Lista de equipo y materiales instalados.

3.4.2.4. Especificaciones (hojas de datos) de componentes

- Estudio de clasificación de áreas peligrosas.
- Especificaciones de módulos.
- Especificaciones del **EAP**.
- Especificaciones de equipo de medición y monitoreo.
- Especificaciones de equipo accesorio.
- Especificaciones de cajas de conexiones.
- Especificaciones de cajas combinadoras.
- Especificaciones de protecciones.
- Especificaciones de medios de desconexión (interruptores).
- Especificaciones de canalizaciones.
- Especificaciones de conectores.
- Especificaciones de conductores.
- Especificaciones de estructura cuando es un modelo de línea.

Notas.

- (1) Es indispensable la inclusión de estos documentos como anexos en la **Carpeta del Proyecto**-versión archivo electrónico; su inclusión en la versión en papel es opcional.
- (2) Se pueden utilizar hipervínculos siempre y cuando estén direccionados a la propia **Carpeta del Proyecto**. No se deben utilizar hipervínculos direccionados a servidores.
- (3) Invariablemente, la **Carpeta del Proyecto** debe contener esta sección, tanto en papel como en archivo electrónico. Cuando en la copia en papel no se incluyan estos

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

documentos se debe escribir como referencia la nota “*Las copias de las especificaciones se incluyen como anexos en el archivo electrónico de la Carpeta del Proyecto*”.

3.4.2.5. Manuales de usuario

- Manuales de usuario de módulos.
- Manuales de usuario de **EAP**.
- Manuales de usuario de equipo de medición y monitoreo.
- Instructivo de operación y mantenimiento de la planta para el cliente final.

Notas.

- (1) Es indispensable la inclusión de estos documentos como anexos en la **Carpeta del Proyecto**-versión archivo electrónico; su inclusión en la versión en papel es opcional.
- (2) Se pueden utilizar hipervínculos siempre y cuando estén direccionados a la propia **Carpeta del Proyecto**. No se deben utilizar hipervínculos direccionados a servidores.
- (3) Invariablemente, la **Carpeta del Proyecto** debe contener esta sección, tanto en papel como en archivo electrónico. Cuando en la copia en papel no se incluyan estos documentos se debe escribir como referencia la nota “*Las copias de los manuales de usuario se incluyen como anexos en el archivo electrónico de la Carpeta del Proyecto*”.

3.4.2.6. Certificados de conformidad de normas

- Certificados de conformidad de normas del módulo (según aplique).
- Certificados de conformidad de normas del **EAP** (según aplique).

3.4.2.7. Documentos de puesta en marcha

- Reporte de las pruebas de puesta en marcha realizadas por el propio proveedor.
- **Dictamen de Verificación Eléctrica** cuando fue requerido conforme al REGLAMENTO de la *Ley de la Industria Eléctrica Art. 112 [1]* y el *ACUERDO que determina los lugares de concentración pública para la verificación de las instalaciones eléctricas [11]*.

3.4.2.8. Documentos de interconexión

- **Contrato de Interconexión** con el Distribuidor (CFE) conforme al modelo expedido por la CRE. Véase la *RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017 [4]*.
- **Contrato de Contraprestación** con el Suministrador de Servicios Básicos conforme al modelo expedido por la CRE. Véase la *RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017 op. cit. [4]*.
- Cuando no fue requerido el estudio de interconexión se requiere el **Oficio Resolutivo**.
- Cuando sí fue requerido el estudio de interconexión se requiere el **Oficio de Presupuesto de Obra** y el **Resultado del Estudio para la Infraestructura requerida de la Interconexión**.
- En el caso de interconexiones en media tensión se requiere el **Certificado de Cumplimiento** emitido por una Unidad de Inspección.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

3.4.2.9. Documentos del EC0586/EC0586.01 o equivalente

- **Formato de Registro** incluido en la **Carpeta del Proyecto**, con el dato de placa y el medido, de la tensión de circuito abierto (V_{oc}) de cada MFV.
- **Formato de Registro** incluido en la **Carpeta del Proyecto**, con el dato de placa y el medido, de la corriente de corto circuito (I_{sc}) de cada MFV.
- **Formato de Registro** de la **Carpeta del Proyecto** con los datos medidos de la tensión de circuito abierto (V_{oc}) de cada rama / cadena (panel) del arreglo FV.
- **Formato de Registro** de la **Carpeta del Proyecto** con los datos de parámetros eléctricos en CA.
- **Formato de Registro** de la puesta en marcha.

3.4.2.10. Plan o programa de mantenimiento

- Plan o programa de mantenimiento anual.

3.4.2.11. Garantías

- Garantía de instalación de la planta.
- Garantía de fabricación de los módulos FV.
- Garantía de potencia de salida de los módulos FV.
- Garantía de producción anual de la planta ($kWh_{c.a.}$) de acuerdo con los términos comerciales acordados en el contrato.
- Garantías de fabricación del **EAP**.
- Garantía de estructura (fabricación y acabado de componentes).

3.4.2.12. Memoria fotográfica

Se deben incluir fotografías, al menos de,

- Fotografías del arreglo FV (vista general, placa de datos del módulo y detalles de la estructura de montaje).
- Fotografías del **EAP** (display, placa nominal, vista general de la ubicación).
- Fotografías de cajas de conexiones mostrando detalles de acometidas y empalmes (p.ej. protecciones eléctricas, medios de desconexión).
- Fotografía del medio de desconexión principal en c.a. (tablero, panel de distribución, etc.).
- Fotografías de trayectorias de canalizaciones en c.c. y c.a.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

4. DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DEL SISTEMA

4.1. Dimensionamiento y diseño energético

4.1.1. Dimensionamiento del arreglo FV

El dimensionamiento del arreglo FV (capacidad o área) puede ser realizado de acuerdo con:

- los requerimientos del cliente (potencia instalada, producción eléctrica o área del arreglo),
- las restricciones del cliente (ej. presupuesto límite),
- las restricciones del sitio de emplazamiento (área máxima del arreglo), o bien,
- la producción eléctrica que resulte económicamente más apropiada;

y debe estar ajustado al módulo FV comercial seleccionado.

En cualquier caso, el criterio utilizado para el dimensionamiento del arreglo FV debe quedar manifestado explícitamente en la **Memoria Técnico-Descriptiva**, y estar justificado en el **Estudio Técnico-Económico**.

4.1.2. Orientación e inclinación del arreglo FV

La orientación e inclinación del arreglo FV queda a criterio del diseñador, pero debe ser acorde con las condiciones del espacio de montaje y los requerimientos del cliente. Ya que estos conceptos inciden directamente en la productividad eléctrica y los beneficios económicos potenciales, su especificación debe quedar manifestada en la **Memoria Técnico-Descriptiva** y estar justificada en el **Estudio Técnico-Económico**.

En términos generales, se considera que,

- para maximizar la producción eléctrica durante el día, un arreglo fotovoltaico inclinado debe estar orientado hacia el sur geográfico, esto es, con un acimut geográfico de 180° .
- para maximizar la producción eléctrica a lo largo del año, el arreglo fotovoltaico debe tener un ángulo de inclinación aproximadamente igual a la latitud local.
- en los casos en que el montaje se efectúa paralelamente a techos inclinados con orientación no óptima, un rango de orientación aceptable es de $180^\circ \pm 30^\circ$ para una disponibilidad mínima del recurso solar.
- para maximizar el aprovechamiento del área disponible para el montaje de un arreglo, esto es, de la densidad de potencia (W/m^2) del área de montaje, se pueden tener arreglos inclinados con doble orientación este-oeste, donde se tiene una menor producción específica (kWh/kW_p), pero una mayor producción total por unidad de área de montaje (kWh/m^2).

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

4.2. Diseño mecánico

4.2.1. Estructura y montaje del arreglo FV

4.2.1.1. Diseño aceptable de la estructura y componentes de montaje del arreglo

4.2.1.1.1. Montajes en techos

- a) **Criterio de diseño.** El criterio utilizado para la selección o diseño de la estructura y componentes de montaje del arreglo en techos queda a consideración del diseñador mecánico, pero debe estar contenido y descrito en la memoria de cálculo. El techo, la estructura y el montaje de los módulos deben ser lo suficientemente fuertes para soportar las cargas del viento (especialmente en áreas donde se dan ventiscas o tormentas). Se recomienda que, tanto los módulos como la estructura estén especificados para soportar ráfagas de viento y no desprenderse, de acuerdo con la velocidad regional prevista en el Manual de Diseño de Obras Civiles – Diseño por Viento de la CFE.
- b) **Condiciones del techo.** En el caso de **techos de losa**, se requiere una evaluación, nota técnica, manifestación explícita (resultado de una inspección visual) o dictamen, sobre el estado y aptitud de la losa para soportar las cargas muertas y vivas asociadas al arreglo FV. En el caso de **techos ligeros** (estructurales con cubierta de lámina), se requiere, invariablemente, un análisis estructural o dictamen sobre la resistencia del techo para soportar las cargas muertas y vivas asociadas al arreglo FV, y cuando sea el caso, la especificación del reforzamiento estructural realizado (nota técnica, memoria de cálculo o plano correspondiente).

4.2.1.1.2. Montajes en suelo

- a) **Criterio de diseño.** El criterio utilizado para la selección o diseño de la estructura y componentes de montaje del arreglo queda a consideración del diseñador, pero debe estar contenido y descrito en la memoria de cálculo. La estructura y el montaje de los módulos deben ser lo suficientemente fuertes para soportar las cargas del viento (especialmente en áreas donde se dan ventiscas o tormentas). Se recomienda que, tanto los módulos como la estructura estén especificados para soportar ráfagas de viento y no desprenderse, de acuerdo con la velocidad regional prevista en el Manual de Diseño de Obras Civiles – Diseño por Viento de la CFE.
- b) **Condiciones del suelo.** Se recomienda un estudio geotécnico para las instalaciones. Para arreglos mayores a 100 kW_p se considera indispensable el estudio geotécnico correspondiente.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

4.2.1.2. Altura de ventilación mínima aceptable para arreglos paralelos a techos

Se requiere una altura mínima de 10 cm sobre el nivel del techo para arreglos FV con inversores. En caso de utilizar microinversores esta altura debe corresponder a lo especificado por su fabricante.

4.2.1.3. Materiales de elementos estructurales y de sujeción y fijación

4.2.1.3.1. Materiales de elementos estructurales

Se consideran elementos estructurales a vigas, postes, soportes, travesaños, barras, rieles, etc.

Se requiere que los elementos estructurales sean de metal grado estructural, incluyendo:

- Aluminio anodizado.
- Acero inoxidable: grados aceptables AISI 304 o 316.
- Acero al carbón galvanizado en caliente excepto en zonas costeras.

4.2.1.3.2. Materiales de elementos de sujeción y fijación

Se consideran elementos estructurales a pernos, tornillos, tuercas, arandelas, clips, abrazaderas, anclas, etc.

Se requiere que los elementos de sujeción y fijación sean de metal, incluyendo:

- Acero inoxidable: grados aceptables AISI 304 o 316.
- Aleaciones de acero con recubrimientos especiales.

4.2.1.3.3. Compatibilidad de materiales en contactos entre elementos estructurales

Es aceptable el contacto entre elementos estructurales de materiales diferentes, siempre y cuando el par galvánico se minimice mediante aislamiento.

Ejemplos:

Ejemplo	Material del elemento estructural 1	Material del elemento estructural 2	Compatibilidad
Caso 1	Aluminio	Acero galvanizado	Aceptable con aislamiento
Caso 2	Aluminio	Acero inoxidable	Aceptable con aislamiento

4.2.1.3.4. Compatibilidad de materiales en contactos entre elementos estructurales y elementos de sujeción, fijación y basamento

Es aceptable el contacto entre elementos estructurales y elementos de sujeción, fijación y soporte, de materiales diferentes, siempre y cuando el par galvánico se minimice mediante aislamiento.

Ejemplos:

Ejemplo	Material del elemento estructural	Material del elemento de sujeción, fijación o basamento	Compatibilidad
Caso 1	Aluminio	Aleaciones de acero con recubrimientos especiales	Aceptable con aislamiento
Caso 2	Aluminio (apoyado en)	Concreto	Aceptable con aislamiento
Caso 3	Aluminio (ahogado en)	Concreto	No aceptable

4.3. Diseño eléctrico

En referencias a la NOM-001- SEDE-Vigente, véase [6] y [8].

4.3.1. Plano Eléctrico y Diagrama Unifilar

El diseño eléctrico debe incluir tanto el **Plano Eléctrico** como el **Diagrama Unifilar**. La información mínima que se debe incluir en estos documentos se especifica en la **Tabla 1**.

4.3.2. Especificación de conductores

4.3.2.1 Especificaciones generales

- Se permite usar cables de un solo conductor tipo USE-2 y cables de un solo conductor aprobados como alambre fotovoltaico, en lugares exteriores expuestos, en circuitos de fuente fotovoltaica (c.c.) para las interconexiones de los módulos fotovoltaicos dentro del arreglo fotovoltaico.
- La ampacidad de los conductores de c.c. debe cumplir con lo correspondiente a la NOM-001- SEDE-Vigente Art. 690-8 Dimensionamiento y corriente de los circuitos. Véase [7] y [8].
- Los conductores de c.a. deben corresponder a la tensión y aplicación.
- La máxima caída de tensión aceptable en c.c. a plena potencia, del arreglo de módulos hacia el **EAP** debe ser 3%.
- El dimensionamiento de los conductores instalados en conduit con exposición directa al sol debe considerar correcciones por temperatura.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

Tabla 1. Información mínima que se debe incluir en el Plano Eléctrico y el Diagrama Unifilar.

Concepto	Plano Eléctrico	Diagrama Unifilar
Información del arreglo fotovoltaico		
Configuración eléctrica del arreglo (módulos en serie/cadenas en paralelo)	●	●
Módulos FV: tipo (tecnología de celda), marca, modelo y cantidad	●	
Información del Equipo de Acondicionamiento de Potencia		
Tipo, marca, modelo y cantidad	●	●
Número de seguidores del punto de máxima potencia (SPMP)	●	
Potencia de salida	●	●
Configuración eléctrica del lado de c.c. (e.g. aterrizada o flotada)	●	
Configuración eléctrica del lado de c.a.	●	●
Distorsión Armónica Total	●	
Factor de potencia	●	
Capacidad LVRT, HVRT o ZVRT (para SFV-GD con arreglos mayores a 100 kW _p)	●	
Protección anti-isla	●	
Información de conductores y canalizaciones		
Todos los tipos y calibres de conductores deben estar indicados	●	●
El color del aislamiento de conductores debe estar especificado conforme a la NOM-001-SEDE-Vigente.	●	
Todos los tipos de canalizaciones deben estar indicados	●	
Información de cajas combinadoras		
Localización	●	●
Corriente y voltaje nominales (c.c. o c.a.)	●	●
Tipos de fusibles utilizados con indicación de corriente nominal	●	●
Corriente nominal del bus de c.a.	●	●
Información de medios de desconexión		
Localización (indicar si es interior o exterior)	●	●
Corriente y voltaje nominales (c.c. o c.a.)	●	●
Tipos de fusibles utilizados con indicación de corriente nominal	●	●
Información de supresores de picos en c.c.		
Localización	●	●
Corriente y voltaje nominales (c.c.)	●	●
Corriente pico (c.c.)	●	●
Información del tablero principal (centro de carga)		
Localización (interior o exterior)	●	●
Corriente y voltaje nominales (c.a.)	●	●
Tipos de fusibles utilizados con indicación de corriente nominal	●	●
Información del medidor eléctrico propiedad del cliente (en su caso)		
Localización (interior o exterior)	●	●
Corriente y voltaje nominales (c.a.)	●	●
Tipos de fusibles utilizados con indicación de corriente nominal	●	●
Información del transformador eléctrico propiedad del Distribuidor		
Localización	●	●
Potencia nominal (kVA)	●	●
Tipos de fusibles utilizados con indicación de corriente nominal	●	●
Información del cliente		
Nombre o razón social	●	●
Dirección del Proyecto	●	●
Información de la empresa integradora		
Nombre o razón social	●	●
Nombre del ingeniero responsable del diseño eléctrico	●	●
Datos de contacto de la empresa	●	●

4.3.2.2 Especificación de conductores de puesta a tierra

- El calibre del conductor de puesta a tierra del equipo debe estar de acuerdo con el artículo 690-46 de la NOM-001-SEDE-Vigente.
- El conductor del electrodo de puesta a tierra debe estar de acuerdo con el artículo 690-47[a] (250-166) de la NOM-001-SEDE-Vigente.
- El electrodo auxiliar para puesta a tierra del arreglo (si aplica) debe corresponder con las especificaciones de la NOM-001-SEDE-Vigente art. 690-47[b].
- El conductor de puesta a tierra de equipo dentro de tubería metálica debe especificarse con aislamiento acorde con el código de colores de la NOM-001-SEDE-Vigente.

4.3.3. Especificación de protecciones y medios de desconexión

- Cuando tres o más cadenas de módulos son combinadas en una caja combinadora se deben usar fusibles.
- Las protecciones de c.c. deben estar especificadas para operar al 156% de la corriente de corto circuito (I_{sc}) del circuito FV al que protege.
- El voltaje de las protecciones de c.c. debe ser el adecuado a su circuito de c.c.; considerando la temperatura más baja del sitio de instalación.
- Los medios de desconexión y las protecciones de sobrecorriente deben estar especificados para todos los conductores que no están puestos a tierra en sistemas fotovoltaicos flotados,
- Todos los dispositivos del lado de c.c. y c.a. deben ser adecuados para su uso requerido (tensión y corriente).
- El medio de desconexión en c.c. o c.a. no debe contener más de 6 interruptores en una sola envolvente o tablero de distribución,
- La protección de sobrecorriente a la salida del inversor debe ser especificada al 125% el valor máximo de la corriente de salida del inversor.
- El valor nominal de voltaje y corriente del medio de desconexión debe corresponder a su circuito fotovoltaico de salida.
- La corriente máxima que alimenta el **SFV-GD** al desconectador principal (en c.a.) no debe exceder sus límites especificados.
- El voltaje del medio de desconexión debe ser adecuado para el circuito eléctrico que protege.
- El valor nominal de voltaje y corriente del medio de desconexión debe corresponder a lo especificado en el **Plano Eléctrico**.

4.3.4. Especificación de conectores y empalmes

- Todos los conectores deben ser especificados para aplicaciones fotovoltaicas (p.ej. tipo MC4, o equivalente).

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

- No se aceptan empalmes sin el uso de conectores especificados para aplicaciones fotovoltaicas (p.ej. tipo MC4, o equivalente).
- En terminales de conexión no se aceptan puntas sin conectar (i.e. sueltas).

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

5. INSTALACIÓN DEL SISTEMA

5.1. Montaje del arreglo fotovoltaico

5.1.1. Distribución

- La distribución y disposición del arreglo debe corresponder a lo especificado en el **Plano de Planta**.
- Es recomendable que los arreglos FV montados en techo tengan espacios libres en su perímetro para facilitar el acceso y tránsito para labores de mantenimiento y por seguridad. En la ausencia de alguna reglamentación en México, local o federal, que lo especifique, se recomienda disponer de un espacio mínimo de 0.80 metros libres alrededor del arreglo FV para labores de mantenimiento y/o maniobras.
- No deben existir obstáculos generadores de sombras que pongan en riesgo la integridad y operación del sistema.

5.1.2. Montaje

5.1.2.1. Montajes en techos

- El método de fijación de la estructura debe corresponder a las especificaciones del **Proyecto**.
- Todas las penetraciones en techos deben tener protección contra estancamiento (impermeabilizante, sellador para exteriores, etc.).
- Si el montaje se hace sobre tejados o cobertizos con láminas, la estructura del arreglo fotovoltaico no debe estar sujeta a las tejas o a las láminas, sino a las vigas o estructura del techo; lo anterior, exceptuando el uso de lámina engargolada del tipo Standing Seam Roof (SSR, por sus siglas en inglés).
- Se deben utilizar al menos dos anclajes por punto de apoyo o lo que recomiende el fabricante o diseñador de la estructura
- Los soportes y estructuras deben estar sujetos firmemente, anclados con el torque especificado y/o lastrados de acuerdo con las especificaciones del **Proyecto**.
- El montaje sobre techos ligeros (estructurales con cubierta de lámina) debe presentar reforzamiento del techo si se especifica en el diseño y de acuerdo con éste.
- La parte inferior del techo donde se montó el sistema no debe presentar signos de filtración de agua o daños visibles por este efecto, asociados a dicho montaje.
- Cuando el montaje es sobre losa, ésta no debe presentar fracturas o deformaciones en el área de instalación del arreglo o espacios contiguos atribuibles al montaje.

Nota. Cuando existan recubrimientos o elementos constructivos (por ejemplo, de teja) que impidan la inspección del techo, ésta podría hacerse al interior de la propiedad.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

5.1.2.2. Montajes en suelo

- En arreglos FV montados en suelo, la altura de la parte más baja del arreglo no debe ser inferior a 60 cm sobre el nivel del terreno, a menos que se justifique otra altura en el estudio técnico.
- Los largueros que soportan a los módulos FV no deben presentar flexiones superiores a 3 mm en ninguna dirección derivado de la carga estática producida por el peso de los módulos. Lo anterior puede ser verificable por muestreo aleatorio.

5.1.3. Ensamblaje de la estructura y del arreglo de módulos fotovoltaicos

5.1.3.1. Disposiciones generales

- La estructura debe estar ensamblada conforme al diseño previsto.
- El ensamblaje de la estructura debe tener el torque especificado en el plano o diagrama de montaje de estructura sin que existan elementos sueltos o uniones deficientes.
- Todos los empalmes (uniones) de rieles se deben encontrar ensamblados apropiadamente conforme a las instrucciones del fabricante y con sujeción por ambos lados.

5.1.3.2. Integridad de la estructura y marcos de módulos

- La estructura y los marcos de los módulos no deben presentar daños o signos de corrosión visibles.
- La estructura debe presentar condiciones adecuadas al uso de acuerdo con las especificaciones del **Proyecto**, en términos de acabado, recubrimiento o pintura.

5.1.3.3. Sujeción de módulos

- Los módulos deben permanecer firmemente colocados al intentar desplazarlos (empujando o tirando de ellos con una mano). Esto puede ser corroborado mediante muestra aleatoria.

5.1.4. Tolerancias de montaje del arreglo fotovoltaico

5.1.4.1. Tolerancia de orientación (acimut)

- El valor medido del ángulo de orientación o acimut del arreglo debe tener una tolerancia máxima de $\pm 5^\circ$ con respecto al valor especificado en el diseño.

5.1.4.2. Tolerancia de inclinación

- El valor medido del ángulo de inclinación del arreglo debe tener una tolerancia máxima de $\pm 3^\circ$ con respecto al valor especificado en el diseño.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

5.1.4.3. Tolerancia de altura para ventilación

- El valor medido de altura para ventilación del arreglo debe tener una tolerancia máxima de ± 1 cm con respecto al valor especificado en el diseño.

5.1.5. Holguras de montaje para dilataciones térmicas

5.1.5.1. Holgura entre los marcos de los módulos y la superficie de montaje

- La holgura mínima para dilataciones térmicas entre los marcos de los módulos y la superficie de montaje que rodea al módulo debe corresponder a la que se especifica en el manual de instalación del módulo. De no estar especificada esta holgura en dicho manual, se deben considerar 15 mm. Lo anterior es verificable por muestreo aleatorio.

5.1.5.2. Holgura entre módulos

- La holgura mínima para dilataciones térmicas entre módulos debe corresponder a la que se especifica en el manual de instalación del módulo. De no estar especificada esta holgura en el manual, se deben considerar 3 mm ($\sim 1/8''$). Lo anterior es verificable por muestreo aleatorio.

5.1.5.3. Holgura con juntas o mecanismos de expansión

- Si la tecnología de montaje incorpora juntas o mecanismos de expansión, la holgura mínima para dilataciones térmicas debe corresponder con lo especificado en el manual de instalación de la estructura. Lo anterior es verificable por muestreo aleatorio.

5.2. Integración y fijación del balance del sistema

5.2.1. Integración del equipo

- El balance del sistema (considerando equipo y accesorios), debe estar configurado e instalado conforme al **Plano Eléctrico**.
- Los equipos y accesorios deben estar correctamente localizados de acuerdo con el **Plano de Planta**.

5.2.2. Fijación del equipo, canalizaciones y charolas

- Los elementos de fijación de equipo, canalizaciones y charolas deben estar instalados firmemente.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

5.3. Instalación eléctrica

En referencias a la NOM-001-SEDE-Vigente, véase [6] y [8].

5.3.1. Componentes instalados

5.3.1.1. Módulos fotovoltaicos

- Los módulos deben corresponder a lo especificado en los Planos y/o Listas de Equipo.
- Los módulos FV se deben encontrar sin golpes y sin deformaciones que afecten su funcionalidad.
- El recubrimiento de la cara posterior de los módulos no debe presentar ralladuras o agrietamientos.

5.3.1.2. Equipos de Acondicionamiento de Potencia

- Los **EAP** instalados deben corresponder con lo especificado en el **Plano Eléctrico**.
- Los **EAP** se deben encontrar sin golpes y sin deformaciones que afecten su funcionalidad.

5.3.1.3. Protecciones y medios de desconexión

- Las protecciones y medios de desconexión deben corresponder en tipo, marca, modelo, corriente nominal, capacidad disruptiva, grado de envolvente, cantidad y localización, con lo especificado en el **Plano Eléctrico**.

5.3.1.4. Gabinetes

- Las envolventes / gabinetes / sellos de los componentes del **SFV-GD** instalado se deben encontrar con el mismo grado de protección de diseño, sin daños y acordes al sitio de la instalación.

5.3.2. Instalación realizada

5.3.2.1. Condiciones de seguridad

- Los conductores del tipo fotovoltaico no se deben encontrar cerca de alguna fuente de calor que dañe su aislamiento, por ejemplo, chimeneas, tubos de escape e incluso los propios elementos estructurales metálicos.
- Las tuberías eléctricas se encuentran a más de 30 cm de distancia de las tuberías de algún tipo de combustible inflamable (por ejemplo, gas, gasolina, etc.), y que no exista continuidad eléctrica entre ellas.
- En instalaciones donde se despachen, almacenen y transporten materiales combustibles se debe solicitar el estudio de clasificación de áreas peligrosas.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

- Los módulos, interruptores y conductores sin canalizaciones se deben encontrar distanciados de las válvulas de relevo de presión de depósitos de gas LP de acuerdo con la normativa aplicable (3 m para depósitos mayores a 180 L y 1.5 m para depósitos recipientes menores a 180 L).

5.3.2.2. Disposiciones sobre los Equipos de Acondicionamiento de Potencia

- Los **EAP** no deben estar expuestos directamente al sol o precipitaciones pluviales, a menos que se cumpla con el IP apropiado.
- La pantalla y/o los LEDs indicadores de los equipos deben funcionar apropiadamente (cuando se incluyan).
- Los equipos no deben exhibir indicación de error en su funcionamiento.
- El montaje de los equipos debe corresponder con las recomendaciones del fabricante definidas en el manual del instalador, incluyendo la disposición de una ventilación apropiada.
- La canalización eléctrica instalada en el equipo y su propia envolvente deben preservar la estanqueidad especificada.
- El cableado de comunicación debe estar separado del cableado eléctrico (c.c. y c.a.).

5.3.2.3. Requisitos para los circuitos

- Los dispositivos de protección deben estar instalados de acuerdo con lo especificado en el **Diagrama de Conexiones**.
- Existen y están debidamente instalados los dispositivos de protección contra fallas a tierra (según el **Plano Eléctrico**).
- Los equipos deben contar con el número de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés) que se especifica en el diseño. En caso de que la cantidad de equipos sea considerable se podrá aplicar muestreo aleatorio para la verificación.
- Debe existir un medio de desconexión en el punto de interconexión en el lado de c.a.
- Los conductores conectados a los dispositivos de protección y medios de desconexión se deben encontrar instalados de acuerdo con lo indicado por el fabricante (i.e. torque, calibre y número máximo de conductores por terminal). Lo anterior es verificable por muestreo aleatorio.
- Deben existir protecciones de sobrecorriente en los circuitos de la fuente fotovoltaica y ser acordes con lo indicado en el **Plano Eléctrico**. Cuando tres o más cadenas de módulos son conectadas en una caja combinadora se deben usar fusibles y/o interruptores termomagnéticos en c.c.
- Los dispositivos de protección se deben encontrar instalados en los circuitos de la fuente fotovoltaica, entre el circuito de salida y el **EAP**, así como a la salida del **EAP**, de acuerdo con lo especificado en el **Diagrama de Conexiones**.
- Los conductores de c.c. deben corresponder con las especificaciones del **Plano Eléctrico**.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

- La capacidad del centro de carga debe ser acorde a lo especificado en el **Diagrama Unifilar** y/o el **Plano Eléctrico**.
- Los **EAP** interactivos del lado de c.a., cuentan con la protección anti-isla.

5.3.2.4. Medios de desconexión

- Los medios de desconexión deben ser instalados de acuerdo con lo especificado en el **Diagrama de Conexiones** y ubicados como lo indique el **Plano Eléctrico**.
- Los medios de desconexión corresponden a lo especificado en el **Plano Eléctrico** y están catalogados para c.c. y c.a.
- El voltaje del medio de desconexión debe corresponder a lo especificado en el **Plano Eléctrico**.
- Los medios de desconexión y las protecciones de sobrecorriente deben estar instalados para todos los conductores que no estén puestos a tierra en sistemas fotovoltaicos flotados.
- El medio de desconexión en c.c. o c.a. no debe contener más de 6 interruptores en una sola envolvente o tablero de distribución.

5.3.2.5. Métodos de alambrado

- Los conductores con trayectorias expuestas directamente al sol son canalizados en tubería de conduit metálico de pared gruesa y por ningún motivo ésta descansa directamente sobre la superficie en que discurre.
- Los conductores c.c. instalados dentro del edificio son canalizados dentro de tubería conduit hasta el primer desconectador accesible.
- Los conductores deben estar estructurados dentro de las cajas de conexiones.
- Los conductores deben estar asegurados con grapas, cinchos, o equipo similar en intervalos que no excedan 1.4 m (4.6 pies) cuando están debajo de la estructura de montaje, evitando que estén colgados.
- El número de conductores en cualquier terminal debe corresponder a las especificaciones del fabricante. Lo anterior es verificable por muestreo aleatorio.
- En circuitos de la fuente fotovoltaica y circuitos fotovoltaicos de salida (en inversores) no se permiten empalmes manuales. Se requiere el uso de conectores para aplicaciones fotovoltaicas (p.ej. tipo MC4, o equivalente).
- Las canalizaciones y sus trayectorias corresponden con lo especificado en el **Plano Eléctrico**.
- Las canalizaciones se deben encontrar sin daños, ni deformaciones, ensambladas y firmemente sujetadas, garantizando la estanqueidad de los circuitos.
- En canalizaciones, los conductores de c.a. deben estar separados de los conductores de c.c. conforme al Art. 690-31(b2) de la NOM-001-SEDE-Vigente.
- El alambrado se debe encontrar ordenado e identificado (respetando el código de colores exigido por la NOM-001-SEDE-Vigente) y sin conductores dañados.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

- El alambrado debe ser implementado con los métodos especificados en el **Plano Eléctrico**.
- Cuando se realicen empalmes o conexiones con metales diferentes se debe utilizar el conector apropiado para minimizar el par galvánico.
- Los conectores de los módulos FV y el **EAP** (e.g. inversor, optimizador), se deben encontrar unidos de forma que no puedan desconectarse sin el uso de la herramienta apropiada.
- Los accesorios de sujeción de conductores de c.c. (i.e. cinchos plásticos, etc.) no deben presentar daños visibles.
- Los conductores se deben encontrar conectados en los medios de desconexión de acuerdo con lo indicado en los Diagramas de Conexiones.
- El valor nominal de voltaje y corriente del medio de desconexión debe corresponder a lo especificado en el **Plano Eléctrico**.
- El ajuste y remate de las conexiones (cable-terminal) deben estar firmemente aseguradas (crimpadas o ponchadas), y no deben presentar hilos sueltos. Lo anterior es verificable por muestreo aleatorio.
- Los conductores de c.c. y c.a. que se alojen en una misma canalización deben estar separados mediante una división física aislante.

5.3.2.6. Puesta a tierra

Se debe observar el Art. 690-31 de la NOM-001-SEDE-Vigente. En particular:

- Los elementos del sistema de puesta a tierra del **SFV-GD** se deben encontrar firmemente conectados y correctamente instalados.
- Los elementos del sistema de puesta a tierra se deben encontrar sin daños ni deformaciones.
- Todos los componentes metálicos que no conducen corriente eléctrica deben estar conectados a tierra.
- Los **EAP** deben estar libres de fallas a tierra que le impidan operar en modo normal (apoyado en los LEDs indicadores y/o sistema de monitoreo).
- El calibre del conductor de puesta a tierra del equipo debe corresponder con las especificaciones del **Plano Eléctrico**.
- El conductor del electrodo de puesta a tierra debe corresponder con las especificaciones del **Plano Eléctrico**.
- Los módulos deben estar puestos a tierra de acuerdo con su manual de usuario y/o sin afectar la garantía del fabricante.
- La estructura debe estar conectada al sistema de puesta a tierra.
- El conductor de puesta a tierra de equipo dentro de tubería metálica debe contar con aislamiento acorde con el código de colores como lo especifique el **Plano Eléctrico**.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

5.3.2.7. Verificación del mercado.

- Debe existir un **Diagrama Unifilar** visible en sitio (indispensable para **SFV-GD** con arreglos mayores a 100 kW_p).
- El punto de interconexión de CA debe tener una etiqueta con información que lo identifique como correspondiente al **SFV-GD**.
- Las etiquetas deben ser lo suficientemente durables para que soporten el ambiente implicado.
- Las etiquetas deben ser legibles (no escritas a mano), del tamaño especificado y color indicado en el Art. 690-31(g4) de la NOM-001-SEDE-Vigente.
- Los conductores y canalizaciones deben estar etiquetados como de c.c. o c.a., en entradas y salidas de gabinetes y equipos.
- Todos los medios de desconexión de c.c. y c.a. deben estar etiquetados con la advertencia de NO ABRIR CON CARGA y con la identificación de DESCONECTOR DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.
- El tablero principal de servicio debe estar etiquetado adecuadamente, así como el desconector principal del **SFV-GD** (en c.a.).
- Los **EAP** deben estar etiquetados con la advertencia de RIESGO POR DESCARGA ELÉCTRICA.
- Los **SFV-GD** flotados deben mostrar etiquetas indicando que son sistemas flotados, o bien, que son sistemas no puestos a tierra. Estas etiquetas deben estar visibles en los equipos de acondicionamiento de potencia y medios de desconexión de c.c.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						

REFERENCIAS

- [1] *REGLAMENTO de la Ley de la Industria Eléctrica*, Diario Oficial de la Federación, 31/10/2014.
- [2] CFE, *ESPECIFICACIÓN CFE G0100-04 INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW*, AGOSTO 2008.
- [3] *Ley de la Industria Eléctrica*, Diario Oficial de la Federación, Lunes 11 de agosto de 2014.
- [4] Comisión Reguladora de Energía; RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017, *RESOLUCIÓN de la CRE por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las esp. técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de gen. dist.*, Diario Oficial de la Federación.
- [5] CFE, *Guía CFE 00200-02 Diagramas Unifilares de arreglos para subestaciones*, Marzo de 1995.
- [6] Secretaría de Energía, *NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización)*, Diario Oficial de la Federación, Jueves 29 de noviembre de 2012.
- [7] Secretaría de Energía, *PROCEDIMIENTO para la Evaluación de la Conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (utilización)*., Diario Oficial de la Federación, 18/06/2014 .
- [8] *PROYECTO de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-SEDE-2018, Instalaciones Eléctricas (utilización)*., vol. Tomo DCCX , Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, Lunes 6 de agosto de 2018.
- [9] *ACUERDO por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.*, Diario Oficial de la Federación, 15/12/2016.
- [10] Comisión Reguladora de Energía; RESOLUCIÓN Núm. RES/941/2015, *RESOLUCIÓN por la que la CRE expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las bases normativas para autorizar unidades de inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de en.*, Diario Oficial de la Federación.
- [11] Secretaría de Energía, *ACUERDO que determina los lugares de concentración pública para la verificación de las instalaciones eléctricas*, Diario Oficial de la Federación, 23/02/2017.

Versión	1.1						
Fecha de emisión	30-01-2019						