
TECNOLÓGICO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE CHICOLOAPAN

INGENIERÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

Procedimiento de diseño de sistema fotovoltaico bajo
sistema de la NOM-001-SEDE-2012 y generación de
documentación para la evaluación UVIE

TESIS

Que como requisito para obtener el Grado de Ingeniero en Energías
Renovables

PRESENTA:

Martínez Castro Jessica Lizeth

Director de tesis:

M.E. Juan Bernabé Trujano Castro



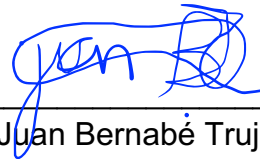
Fecha: 6 de julio de 2023

PRESENTACIÓN Y DIRECTORIO DE ASESORES.

La presente Tesis, titulada “Procedimiento de diseño de sistema fotovoltaico bajo sistema de la NOM-001-SEDE-2012 y generación de documentación para la evaluación UVIE” realizada por la alumna **Martínez Castro Jessica Lizeth**, bajo la dirección del asesor interno: **Juan Bernabé Trujano Castro**, ha sido aprobada y aceptada, como requisito parcial para obtener el grado académico de **licenciatura** como:

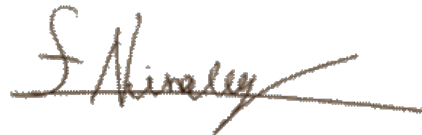
Ingeniera en Energías Renovables

Asesor/a Interno/a:



M.E. Juan Bernabé Trujano Castro

Revisor



M.I Marco Antonio Lozano Vinalay

Revisor



Dr. Daniel Hernández Rivera

AGRADECIMIENTOS

Los elementos que componen mi vida y los que se han agregado con el transcurso, han sido de gran inspiración ya que con ello he tenido la fuerza y la motivación de realizar este reporte de residencia por eso quiero agradecerle a Dios por mostrarme que ninguna carga es difícil de soportar.

Todos los días es un nuevo inicio, no siempre comenzamos como deseamos sin embargo siempre vamos a estar rodeados de personas que somos importantes para ellos y lo cual somos un orgullo y no importa cuántos errores cometamos en el transcurso; lo importante es aprender de ellos y volver a retomar el camino planteado. Por esas motivaciones y pequeñas acciones fueron la razón de llegar a concluir esta nueva meta. Son demasiadas cosas por las cuales estoy agradecida con mi familia y seres queridos que se han convertido en mi "fuente de energía renovable inagotable", porque gracias a ello tengo nuevas aspiraciones.

En especial quiero agradecer a mi mamá que siempre me apoyo y me acompaño durante este trayecto y me enseñó que las cosas pequeñas también podemos hacer la diferencia no solo en la familia sino en la sociedad y que lo más importante es tener fuerza de voluntad para realizar las cosas y creer en uno mismo.

Me ha demostrado que al momento de realizar un proyecto se quieren de diferentes elementos, y que trabajando en conjunto con las otras áreas se logra un mejor desempeño. Sus enseñanzas, capacitaciones y preguntas me ayudaron a tener una perspectiva más amplia de las cosas, por eso quiero agradecer a mi mentor Gerardo Barrera Huerta por permitirme ser uno más de sus practicantes.

Finalmente quiero agradecer a mi asesor de tesis Juan Bernabé por su dedicación y tiempo; porque gracias a su sabio conocimiento me sirvió como guía para realizar este trabajo y culminar este proyecto de manera satisfactoria.



INDICE

PRESENTACIÓN Y DIRECTORIO DE ASESORES.....	2
INDICE	4
ÍNDICE DE TABLAS	10
ÍNDICE DE ECUACIONES	11
CAPITULO 1 GENERALIDADES DEL PROYECTO.....	13
1.1 RESUMEN	13
1.1.1 ABSTRACT.....	14
1.2 INTRODUCCIÓN	15
1.3 PLANTAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.4 OBJETIVOS	17
1.4.1 Objetivo General.....	17
1.4.2 Objetivos Específicos	17
CAPITULO 2 MARCO TEÓRICO.....	19
2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR	19
2.1.1 EL SOL COMO FUENTE ENERGÉTICA	19
2.1.2 COMPONENTES Y VARIACIÓN DE LA RADIACIÓN	20
2.1.3 IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN.....	23
2.2 LA CÉLULA SOLAR.....	25
2.2.1 FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA SOLAR	26
2.2.2 PARÁMETROS FUNDAMENTALES DE LA CÉLULA SOLAR	27
2.2.3 TIPOS DE CÉLULAS	29
2.3 ENERGÍA FOTOVOLTAICA	32
2.3.1 CONDUCTORES, AISLANTES Y SEMICONDUCTORES	33



2.3.2 TEORÍA DE LOS SEMICONDUCTORES	35
2.3.3 PRINCIPIOS DE LA CONVERSIÓN FOTOVOLTAICA.....	36
2.3.4 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	37
2.4 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	39
2.4.1 INSTALACIÓN AISLADA O AUTÓNOMA.....	39
2.4.1.1 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN AISLADA	39
2.4.2 INSTALACIÓN INTERCONECTADA A LA RED	41
2.4.2.1 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN INTERCONECTADA A LA RED.....	41
2.4.2.2 EL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	42
2.4.2.3 INVERSORES.....	44
2.4.2.4 MEDIDOR Y TIPOS DE MEDIDOR.....	48
2.4.2.5 ACOMETIDA.....	51
2.4.2.5.1 ESPECIFICACIONES PARA ACOMETIDAS MONOFÁSICAS DE CFE	51
2.4.2.6 TABLERO ELÉCTRICO.....	61
2.5 DIAGRAMA UNIFILAR.....	63
2.6 DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED	66
2.7 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED	79
2.7 PRINCIPALES CAUSAS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED.....	80
2.8 IMPORTANCIA DE LA NORMA DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS NOM-001-SEDE-2012	81
2.9 ¿QUÉ ES LA UVIE?.....	83
2.9.1 DOCUMENTACIÓN NECESARIA PARA LA UVIE	84
2.10 SEGURIDAD ELÉCTRICA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	87
2.10.1 EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL	88



CAPITULO 3 METODOLOGÍA.....	93
3.1 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED .	93
3.2 AUTOMATIZACIÓN DE CÁLCULOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO...	107
CAPITULO 4 RESULTADOS	110
4.1 SIMULACIÓN EN HELIOSCOPE.....	110
4.1.1 INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAÍCO	114
4.2 AUTOMATIZACIÓN DE CALCULOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAÍCO...	119
CAPITULO 5	121
5.1 CONCLUSIONES	121
BIBLIOGRAFÍA	123
ANEXOS	125

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Tipos de radiación (Mateo, 2016)	21
Figura 2 Ángulo de inclinación óptimo en invierno y verano (Maza, 2011).....	22
Figura 3 Posición de un módulo fotovoltaico (Mateo, 2016)	24
Figura 4 Irradiación Global Horizontal. Publicado por el World Bank Group, elaborado por SOLARGIS y Energy Sector Management Assistance Program (GSA) publicado el 13 de Enero de 2020.....	25
Figura 5 Fenómeno fotoeléctrico (Solé, 2014)	26
Figura 6 Efecto fotovoltaico (Ruiz, 2017)	27
Figura 7 Proceso de fabricación de una célula solar (Maza, 2011)	28
Figura 8 Módulo solar con células monocristalinas (SUNPOWER, 2020).....	29
Figura 9 Modulo solar con células policristalinas (Solar, 2008)	30
Figura 10 Célula de película delgada (Maza, 2011).....	31
Figura 11 Célula de silicio amorfo (Serrano, 2016).....	31
Figura 12 Alambre de cobre (conductor) (Conдумex, 2009).....	34
Figura 13 Aisladores de porcelana en las torres de transmisión de potencia (Conдумex, 2009).....	35
Figura 14 Estructura de la célula solar (Rubio & Carmona, 2010).....	37
Figura15 Estación Espacial Internacional. (Rubio & Carmona, 2010)	38
Figura 16 Sistema aislado (Rubio & Carmona, 2010).....	40
Figura 17 Sistema interconectado a la red (Rubio & Carmona, 2010).....	41
Figura 18 Estructura de un módulo solar fotovoltaico (Rubio & Carmona, 2010) ..	43
Figura 19 Ficha técnica JKM330PP-72 310-330 Vatios (Solar, 2008).....	44



Figura 20 Tipos de onda. (Maza, 2011)	45
Figura 21 Ficha técnica de un microinversor Hoymiles.....	47
Figura 22. Medidor analógico de CFE.....	48
Figura 23 Medidor digital de CFE.....	49
Figura 24. Medidor bidireccional	50
Figura 25 Elementos de un medidor	50
Figura 26 Del lado izquierdo está el Tablero de Distribución y del lado derecho esta la caja de fusibles	62
Figura 27 Diagrama Unifilar	65
Figura 28 Recibo de CFE.....	66
Figura 29 Área del lugar.....	93
Figura 30 Diseño de la estructura del techo de lámina	94
Figura 31 Vista satélite (Google Maps).....	94
Figura 32 Tablero principal y de distribución.....	95
Figura 33 Recibo se CFE	96
Figura 34 Vista aérea de la instalación futura. (HelioScope)	101
Figura 35 Diagrama Unifilar	102
Figura 36 Diagrama Unifilar para UVIE.....	104
Figura 37 Cuadro de Generación (parte 1)	105
Figura 39 Diseño fotovoltaico para un hogar (parte. 1).....	107
Figura 40 Diseño fotovoltaico para un hogar (parte 2).....	108
Figura 41. Diseño fotovoltaico para un hogar (parte 3).....	109
Figura 42. Diseño fotovoltaico para un hogar (parte 4).....	109
Figura 44 Reporte UVIE parte 1. (HelioScope).....	111



Figura 45 Reporte UVIE parte 2. (HelioScope).....	112
Figura 46 Reporte UVIE parte 3. (HelioScope).....	113
Figura 47 Vista área del sistema (HelioScope).....	113
Figura 48 Vista de la instalación	114
Figura 49 Instalación de filas de 16 módulos.....	114
Figura 50 Detalle de fijación de los microinversores.....	115
Figura 51 Cable desnudo para aterrizaje	115
Figura 52 Conexión de DTU a microinversores	115
Figura 53 Gabinete secundario	116
Figura 54 Gabinete primario.....	116
Figura 56 Tablero principal y tablero fotovoltaico.....	117
Figura 55 Puesta de tierra física.	117
Figura 57 Preparación para CFE.	118
Figura 58 Etiquetación de un tubo conduit.....	118
Figura 59 Cálculos de caída de tensión (Parte 1).....	119
Figura 60 Cálculos de caída de tensión (Parte 2).....	120



INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tipos de células de silicio de acuerdo con su pureza.....	32
Tabla 2 Ventajas y desventajas de un inversor central de la marca FRONIUS PRIMO y un microinversor HM-1000 Hoymiles.....	46
Tabla 3 Tipos de acometida: aérea y subterránea.....	51
Tabla 4 Medición para acometidas bifásicas especificación CFE DCMBT200. Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).	53
Tabla 5 Medición para acometidas bifásicas especificación CFE DCMBT200. Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).	55
Tabla 6 Medición para acometidas trifásicas especificación CFE DCMBT300. Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).	56
Tabla 7 Medición para acometidas trifásicas especificación CFE DCMBT300 Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).	58
Tabla 8 Medición para acometidas trifásicas especificación CFE DCMBT300 Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).	59
Tabla 9 Medición para acometidas trifásicas especificación CFE DCMBT300. Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).	60
Tabla 10 Grados de protección ante sustancias.....	62
Tabla 11 Simbología básica para elaborar un Diagrama Unifilar.....	64
Tabla 12 Marcas de módulos más eficientes en el mercado	68
Tabla 13 Capacidad de conexión y potencia máxima del módulo permitida para conectar al microinversor	69
Tabla 14 Número de cadenas por tipo de microinversor Hoymiles.....	70
Tabla 15 Corriente permitida en la cadena dependiendo a la potencia del inversor	71
Tabla 16 Rango de amperaje de acuerdo al interruptor.....	73
Tabla 17 Indica el espacio del tipo de gabinete, así como el tipo de interruptor a elegir.....	73



ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Consumo anual	66
Ecuación 2 Consumo promedio bimestral.....	67
Ecuación 3 Consumo diario	67
Ecuación 4 Potencia fotovoltaica	67
Ecuación 5 No. módulos	67
Ecuación 6 Número de módulos	68
Ecuación 7 No. Microinversores.....	69
Ecuación 8 Ejemplo de número de microinversores (con número decimal menor o igual a 0.5).....	69
Ecuación 9 Ejemplo de número de microinversores	69
Ecuación 10 Ejemplo de número de microinversores	69
Ecuación 11 No. Módulos FV.....	70
Ecuación 12 No. Microinversores.....	70
Ecuación 13 No. Cadenas.....	71
Ecuación 14 Corriente permitida por cadena	71
Ecuación 15 Corriente permitida para el interruptor principal	72
Ecuación 16 Corriente total del sistema.....	72
Ecuación 17 Corriente total en el interruptor secundario	72
Ecuación 18 Número de conectores hembra	74
Ecuación 19 Número de conectores macho	74
Ecuación 20 Calibre o número del terminal troncal.....	74
Ecuación 21 Metros de cable Beldem.....	74
Ecuación 22 Metros de cable solar	74
Ecuación 23 Número de piezas de conectores MC4 _{Hembra}	74
Ecuación 24 Número de piezas de conectores MC4 _{Macho}	74
Ecuación 25 Intensidad del conductor	75
Ecuación 26 Longitud del conductor THHW	76
Ecuación 27 Longitud del conductor para la trayectoria AC	77
Ecuación 28 Intensidad de conductor desnudo	77
Ecuación 29 Metros de conductor desnudo	78
Ecuación 30 Consumo Anual	96
Ecuación 31 Consumo de promedio bimestral.....	96
Ecuación 32 Consumo diario	97
Ecuación 33 Potencia Fotovoltaica	97
Ecuación 34 No. Módulos	97
Ecuación 35 Número de módulos aplicando un 20% de sobredimensionamiento	97



Ecuación 36 No. de Microinversores Hoymiles.....	97
Ecuación 37 No. cadenas	98
Ecuación 38 Corriente máxima permitida por cadena	98
Ecuación 39 Corriente máxima permitida para el interruptor secundario	98
Ecuación 40 Cálculos de los componentes que requiere un microinversor Hoymiles	99
Ecuación 41 Metros de cable solar	99
Ecuación 42 Número de conectores MC4 Hembra y Macho	99
Ecuación 43 Corriente permitida en conductor para la trayectoria en AC	99
Ecuación 44 Metros del conductor	99
Ecuación 45 Corriente máxima para el conductor desnudo.....	100
Ecuación 46 Metros del cable desnudo	100

CAPITULO 1 GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 RESUMEN

En la actualidad, la energía eléctrica resulta un recurso de primera necesidad. La energía puede ser obtenida de diversas fuentes, sin embargo, dichos procesos de extracción de recursos naturales han traído problemas medio ambientales y a su vez generando problemas a la sociedad. Aun así, la naturaleza nos sigue proporcionando recursos renovables e inagotables como lo es la energía solar. La energía solar es una fuente de energía renovable y amigable con el medio ambiente. Por ello su implemento en los sistemas de obtención de energía resulta una excelente alternativa, ya que resulta económicamente accesible a los consumidores.

Una instalación fotovoltaica debe cumplir con ciertas normas, códigos y medidas de seguridad. Estos sirven de referencia para prevenir accidentes en las instalaciones, no solo accidentes materiales sino también accidentes laborales. Otro punto importante es que ante cualquier actividad a desarrollar se debe utilizar el equipo de protección personal; hay que tener en cuenta que los equipos de protección deben de estar siempre certificados ya sea por las normas mexicanas o por la ANSI para evitar un mal uso y por ende un accidente de alto riesgo.

Las pérdidas de generación en un sistema fotovoltaico interconectado a la red se deben principalmente por sombras, inclinación, cableado, etc. Y esto ve reflejado con una producción fotovoltaica baja. Además de tener pérdidas de generación, otro problema que se presenta es que el sistema fotovoltaico no este dimensionado correctamente y esto puede ocasionar problemas a la instalación. Por este motivo es importante que una instalación esté dimensionada correctamente de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012 y que posteriormente cuente con una certificación de la UVIE para garantizar una mayor seguridad.

Palabras clave: Renovables, Energía solar, Normas, Sistema fotovoltaico, Pérdidas de generación, Seguridad, UVIE.

1.1.1 ABSTRACT

Nowadays, electrical energy is a resource of primary necessity. Energy can be obtained from various sources, however, these processes of extraction of natural resources have brought environmental problems and in turn generating problems to society. Even so, nature continues to provide us with renewable and inexhaustible resources such as solar energy. Solar energy is a renewable and environmentally friendly energy source. That is why its implementation in energy production systems is an excellent alternative, since it is economically accessible to consumers.

A photovoltaic installation must comply with certain standards, codes and safety measures. These serve as a reference to prevent accidents in the installations, not only material accidents but also occupational accidents. Another important point is that before any activity to be developed, personal protective equipment must be used; it must be taken into account that protective equipment must always be certified either by Mexican standards or by ANSI to avoid misuse and therefore a high-risk accident.

Generation losses in a photovoltaic system interconnected to the grid are mainly due to shadows, inclination, wiring, etc. And this is reflected with a low photovoltaic production. In addition to generation losses, another problem is that the photovoltaic system is not sized correctly and this can cause problems to the installation. For this reason it is important that an installation is sized correctly according to the NOM-001-SEDE-2012 and then have a UVIE certification to ensure greater security.

Keywords: Renewables, Solar energy, Standards, Photovoltaic system, Generation losses, Safety, UVIE.



1.2 INTRODUCCIÓN

La electricidad se produce a partir de energías primarias, algunas de estas no son fuentes de energía renovables tal como el carbón, el gas natural y el petróleo por lo que su uso genera un gran impacto ambiental (contaminan y emiten gases de efecto invernadero). Otra de las alternativas para generar energía eléctrica es a través de las energías renovables “limpias e inagotables” como son: la radiación solar, el viento, biomasa, las mareas entre otras.

La energía solar es la fuente principal de la tierra; gracias a ella se producen diversos fenómenos naturales los cuales permiten obtener los diversos tipos de energías renovables. La Tierra recibe una cantidad de energía proveniente de la radiación solar y mediante un módulo fotovoltaico conformado de células de silicio se transforma en energía para abastecer un hogar o cualquier dispositivo eléctrico que no tenga acceso al suministro de energía eléctrica convencional.

En una instalación fotovoltaica se tienen dos tipos: la interconectada a la red (el sistema fotovoltaico va interconectado a la red de CFE) y la aislada (el sistema fotovoltaico es conectado a baterías de litio para su funcionamiento). En este apartado se tratará sobre los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red, así como sus componentes y variantes del sistema.

En cualquier sistema fotovoltaico, primero se debe hacer un previo dimensionamiento para localizar las posibles pérdidas que se podrían generar en el sistema (orientación, inclinación, tipo de módulo, cableado, estructura, sombras y suciedad); para ello se debe tomar en cuenta normas y códigos para su elaboración. Las fallas en un sistema fotovoltaico no solo se generan un daño a los materiales, sino que también se pone en riesgo a algún tipo de accidente al instalador (por ejemplo: a riesgo laboral ocasionado por un accidente eléctrico) y por ende al consumidor del sistema. Utilicé de referencia la NOM-001-SEDE-2012, en la cual se indican las características mínimas que debe cumplir una instalación eléctrica de carácter técnico. Su finalidad y propósito es garantizar las condiciones adecuadas de seguridad para las personas y propiedades. Una instalación eléctrica se clasifica por niveles de tensión, dependiendo al sector que pertenezca. Además, debe de cumplir con los requerimientos que establece la NOM-001 que actualmente se encuentre vigente y también se debe acudir con la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctrica (persona física y/o moral que aprueba la instalación), para ello se consulta con el Directorio de la UVIE y se localizar la unidad de verificación más cercana, para obtener un dictamen de verificación en la cual indica que la instalación cuenta con los requerimientos de seguridad.



1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Un sistema fotovoltaico debe cumplir con ciertas condiciones de seguridad tanto para el consumidor como para la persona que realiza la instalación. El implementar las normas no solo ayudan a evitar peligros como: descargas eléctricas, quemaduras térmicas en los trabajadores y fallas al equipo; por ese motivo las Normas Oficiales Mexicanas son de suma importancia porque indican los parámetros de una instalación eléctrica; para asegurar la sanidad. Y la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas (UVIE) se encarga de verificar y acreditar que efectivamente se cumplan con los lineamientos establecidos de la NOM-001; es aplicada en instalaciones mayores de 10 kW son edificios de concentración pública (restaurantes, cines, centros deportivos, mercados, lavanderías, ferias) su principal función es garantizar la seguridad de los usuarios.

Por este motivo, el conocer que parámetros se deben considerar en un proyecto fotovoltaico, facilita la automatización del trabajo (ser evaluada y aprobada por una UVIE) y consigo mejorar la calidad de una instalación y por ende garantizar mejores condiciones de seguridad a las viviendas.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Diseñar una propuesta de un sistema fotovoltaico, bajo las condiciones de la NOM-001-SEDE-2012; que permitan ser analizados bajo los criterios de la evaluación de la unidad de verificación de instalaciones eléctricas.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Desarrollar cálculos y puesta en marcha un sistema fotovoltaico, además, elaborar la documentación necesaria (memorias de cálculo, cuadros de cargas, diagramas unifilares, por mencionar algunos), en caso de requerir una aprobación por parte de la UVIE.
- Identificar los elementos que se necesitan para dimensionar un sistema fotovoltaico de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012.
- Valorar los sistemas Bifásicos y Trifásicos en la cual se aplica la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas.
- Proveer y facilitar la inspección del sistema por parte de la unidad de verificación de instalaciones eléctricas



1.5 JUSTIFICACIÓN

Las instalaciones fotovoltaicas son una excelente alternativa más eficiente para producir electricidad además de ser renovables generan un menor impacto ambiental, ya que contribuyen a reducir el cambio climático, un problema que actualmente afecta a la sociedad. Existen dos formas de obtener energía eléctrica de un sistema fotovoltaico (instalaciones aisladas o interconectadas a la red); sin embargo, cuál sea el sistema a instalar, se requiere conocer los estándares y características técnicas para tener como resultado una instalación segura.

Una instalación tiene que cumplir con los requerimientos de estandarización; una instalación eléctrica fotovoltaica debe cumplir con las especificaciones de la NOM-001 que se encuentre actualmente vigente, lo cual establece los lineamientos de una instalación eléctrica. Hoy en día una instalación eléctrica es fundamental para la vida cotidiana de las personas, por ello la NOM-001 tiene como objetivo ofrecer una instalación adecuada y segura para las personas y sus propiedades (hogar o negocio).

Todas las instalaciones eléctricas (residenciales, comerciales e industriales) deben cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas sin excepción, ya sea de baja, media y alta tensión. Sin embargo, en lugares de concentración pública (cines, restaurantes, mercados, albercas, etc.) y en tarifas mayores de 10 kW aparte de cumplir con los lineamientos de la NOM-001, se requiere un dictamen de verificación “Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas” donde se indique que la instalación fotovoltaica cumple con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 para garantizar la seguridad y prevenir daños de los materiales u/o peligro al usuario.

CAPITULO 2 MARCO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR

Actualmente la energía eléctrica es de fácil acceso para los hogares, con simplemente conectar un aparato al interruptor podemos aprovechar de este recurso. Pero, ¿cómo se crea la electricidad? La electricidad puede ser obtenida a partir de recursos naturales y estos se dividen en dos tipos de energía; las energías renovables como son: la hidráulica, biomasa, geotérmica, eólica, fotovoltaica, entre otras y las energías no renovables como son: el petróleo, el carbón y el gas natural.

La energía obtenida a partir de recursos no renovables ocasiona enormes cantidades de CO₂, SO₂ y NO₂, lo que provoca un gran impacto ambiental. Por ese motivo el uso de la Energía Solar cobra importancia, debido a que es una forma de aprovechar la luz del sol para producir electricidad.

La luz del sol es captada por celdas solares y es convertida directamente en electricidad; mediante 2 métodos (sistemas conectados a la red y sistemas aislados). Una célula solar es el elemento principal para una instalación debido a que convierte los fotones que provienen de la luz del sol en electricidad.

Aunque el uso de la energía solar fotovoltaica es eficiente, segura y de calidad; presenta inconvenientes tales como el costo de los materiales y otro inconveniente principales es que requiere una gran inversión inicial además que va a variar de acuerdo con la zona y la época del año. Los módulos solares no son baratos (aunque la materia prima sea el silicio, muy abundante), y además están contruidos con materiales frágiles y sensibles (semiconductores, cristal, etc.), que requieren mantenimiento constante y a menudo, ser reemplazados. (Maza, 2011)

2.1.1 EL SOL COMO FUENTE ENERGÉTICA

El sol es una estrella enorme. Con un diámetro de 1,4 millones de kilómetros, podría albergar 109 planetas en su superficie. (National Geographic, Jan 31, 2023). La energía del sol es aquella que viaja desde el sol a la tierra y está a su vez llega a la tierra en forma de rayos. La mayor parte de la energía que produce el Sol se produce por el efecto electromagnético; es decir, el sol emite rayos en forma de ondas electromagnéticas que al momento de llegar a la Tierra se propagan y esto



se le conoce como el efecto de radiación. La radiación solar a su vez se divide en tres tipos de acuerdo a su frecuencia y forma de la onda electromagnética: luz visible (VIS) es la que podemos observar, infrarroja (IR) es de menor energía y es percibida como calor y ultravioleta (UV) que es ocupada para tratamientos.

La luz del sol es la fuente principal de la Tierra; proporciona luz, energía, calor a los seres vivos. La energía solar también permite a las plantas realizar fotosíntesis y es proceso es muy importante porque proporciona oxígeno y disminuye los niveles de CO₂. Es utilizada de diversas formas, desde una tarea doméstica hasta procesos más complejos. Además, la energía del sol está en muchas formas, gracias a ello se tienen efectos en la atmósfera y en la superficie, tales como los fenómenos naturales como: el movimiento de las olas, que el viento sople y la lluvia; y por ende tenemos los diferentes tipos de energías renovables

Este tipo de energía resulta una excelente alternativa, principalmente porque es un recurso inagotable, fácil de producir y además ayuda a reducir el uso de combustibles fósiles y por ende no producen residuos y no se emiten gases de efecto invernadero.

2.1.2 COMPONENTES Y VARIACIÓN DE LA RADIACIÓN

La Tierra recibe una cantidad de energía mediante los rayos de sol, al llegar a la tierra estos rayos se propagan, mediante el efecto fotovoltaico dicho efecto puede ser aprovechado mediante el uso de las celdas solares. El módulo capta la energía solar y la transforma en energía eléctrica.

Y en la forma en la que llegue la luz solar a la superficie la radiación se clasifica en: directa, dispersa o difusa y albedo (Figura 1).

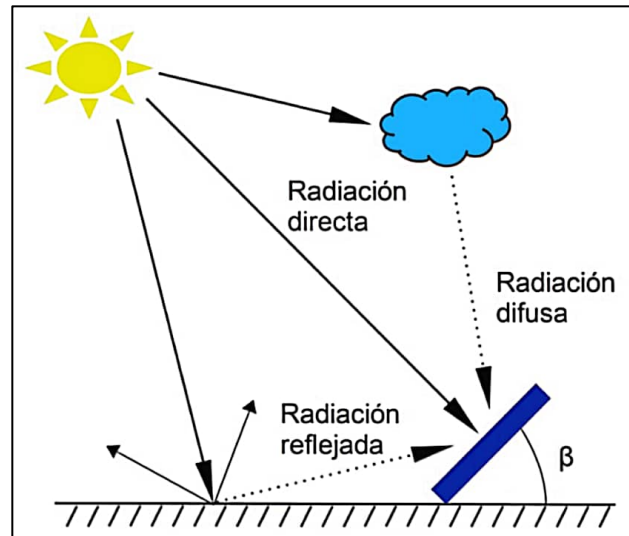


Figura 1 Tipos de radiación (Mateo, 2016)

Radiación directa: Es aquella que llega directamente del Sol a la superficie sin haber sufrido cambio alguno en su dirección con un ángulo único y preciso. Además, se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

- **Radiación difusa:** Se denomina difusa porque va en todas direcciones como consecuencia de las reflexiones y absorciones (debido a las partículas del polvo atmosférico, montañas, árboles y suelo). Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas, es decir: las longitudes de onda más cortas (violeta y azul) que las longitudes de onda más largas (naranja y rojo). Esto explica el color azul del cielo y los colores rojo y naranja del amanecer y atardecer. Cuando amanece o anochece, la radiación solar recorre un mayor espesor de atmósfera y la luz azul y violeta es dispersada hacia el espacio exterior, pasando mayor cantidad de luz roja y naranja hacia la Tierra, lo que da el color del cielo a esas horas. (Maza, 2011)

- **Radiación de albedo:** Es aquella reflejada por la superficie terrestre hacia cualquier otra superficie.

El movimiento continuo que realiza la Tierra girando sobre su eje imaginario (Eje Terrestre), ocasiona dos movimientos, el de rotación, originando el día y la noche y el movimiento de traslación originando las estaciones del año.



Como anteriormente mencionado entre mayor irradiancia reciba el módulo mejor será la producción. Por ello se requiere que el módulo esté lo mejor orientado hacia el sol, es decir, que su vista frontal esté orientada al sur (siempre se instalará mirando al Ecuador).

Otro dato para tomar en cuenta es como ya sabemos que el planeta se encuentra en constante movimiento, podemos apreciar las diferentes estaciones del año: primavera, verano, otoño e invierno, y con ello el sol se encuentra a diferentes alturas; teniendo así la altura más baja en el solsticio de invierno y la más alta en el solsticio de verano. Lo que significa que la inclinación de los módulos no debería ser fija, lo cual la inclinación irá de acuerdo con la latitud del lugar.

Por lo tanto, es recomendable realizar un balance estacional para encontrar una inclinación óptima.

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende de la latitud del lugar donde se van a instalar (lo que implica una inclinación entre 5° y 10° menos que la latitud; por ejemplo resultan unos 35° en el centro de la península) y de la época del año en la que se quiere maximizar la producción (lo normal es colocarlos para que capturen el máximo de irradiación anual); aunque lo que se deja de generar por estar inclinados por encima o por debajo de este óptimo representa solo un 0,08% por cada grado de desviación respecto a la inclinación óptima. (Figura 2).

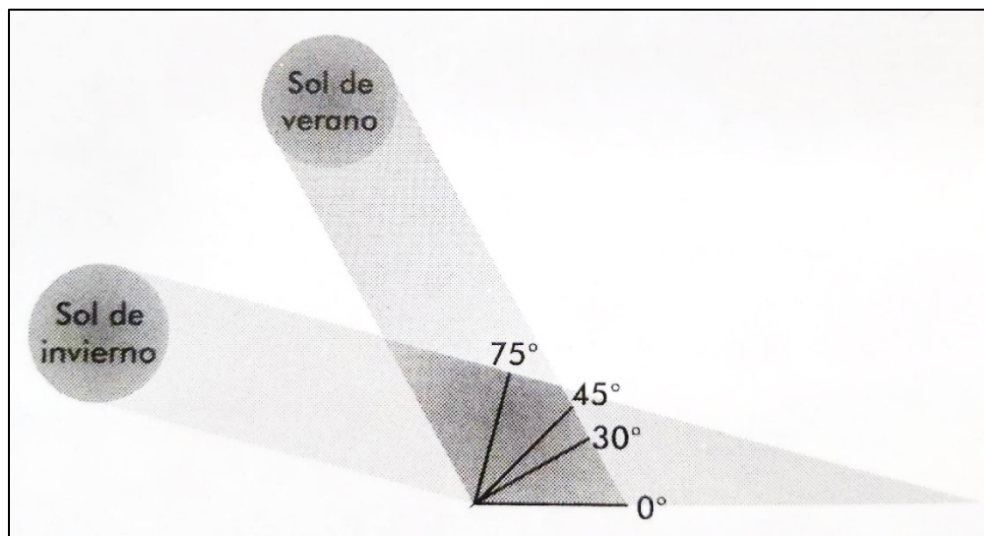


Figura 2 Ángulo de inclinación óptimo en invierno y verano (Maza, 2011)

En otras palabras, es recomendable una inclinación superior a los 15° , para permitir que el agua de la lluvia se escurra; y donde nieva con cierta frecuencia es



recomendable una inclinación a partir de los 45° , para favorecer el deslizamiento de la nieve (Maza, 2011).

2.1.3 IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN

Para medir la radiación solar se ocupa los valores de la irradiancia e irradiación que son datos que se miden de la potencia y la energía recibida por unidad de superficie (radiación solar), y sus unidades son en W/m^2 , que son equivalentes a $1000 W/m^2$. Este dato es para saber la cantidad de radiación que es impactada en la cara del módulo fotovoltaico por cada m^2 de la superficie. Y se utiliza la letra G, para designar la irradiancia global.

- Irradiancia: Es la potencia recibida por unidad de la superficie y sus unidades son W/m^2 (Watts por metro cuadrado).
- Irradiación: Es la energía recibida por unidad de la superficie y sus unidades son $W.h/m^2$ (Watts horas por metro cuadrado).

Actualmente los mapas de irradiación global solar, indican los valores de radiación medidos durante un periodo (anual) con el objetivo de tener una mejor presión de los datos.

El medio día “las 12 horas solares de la mañana”, es la hora en el que el sol alcanza su punto más alto de elevación sobre el horizonte (por ello se toma en cuenta la irradiación global horizontal). Las Hora Solar Pico (HSP) es aquel dato obtenido de una superficie con una orientación o ángulo de azimut (α) y la inclinación o ángulo de elevación (β), con respecto al número de horas de irradiancia en un día ($1000 W/m^2$), como se muestra en la siguiente imagen (Figura 3).

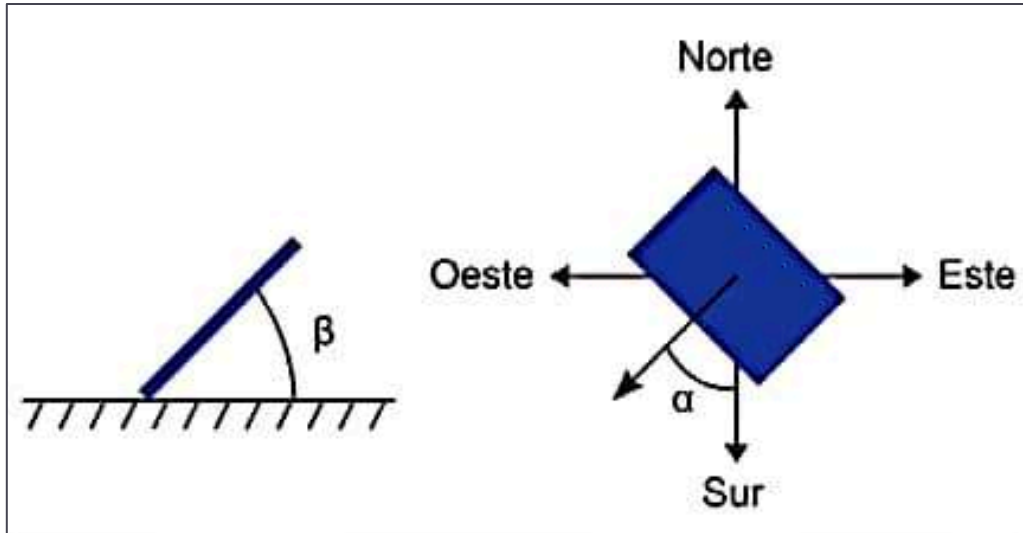


Figura 3 Posición de un módulo fotovoltaico (Mateo, 2016)

- Azimut (α): Es el ángulo que se da en grados con respecto al Norte y va en sentido horario (sentido de las agujas del reloj).
- Inclinación o ángulo de elevación (β): Es el ángulo formado por la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal. Cuando su valor es 0° , es debido a que los módulos están instalados de forma coplanar (es empleado para techos de lámina y concreto que cuentan con una inclinación); en algunas instalaciones fotovoltaicas este ángulo se determina en función a la latitud del lugar.

Un sistema fotovoltaico recibe mayor cantidad de energía cuando se obtiene una mejor captación de los rayos solares que inciden sobre el módulo. Por ese motivo, los módulos deben tener una correcta inclinación y orientación (la orientación de los módulos en México es hacia el sur); para evitar uno de los problemas principales de los sistemas fotovoltaicos.

Actualmente, se pueden encontrar distintas bases de datos, para determinar la irradiación solar recibida en distintos lugares del planeta. Sin embargo, hay que tener en cuenta que existirán pequeñas variantes con los datos obtenidos. Una base de datos es el de World Bank Group, cuyos datos están basados en la propiedad y gestión de SOLARGIS publicado en el 2020. A continuación, se muestra el mapa de la irradiación global horizontal de México (Imagen 4)

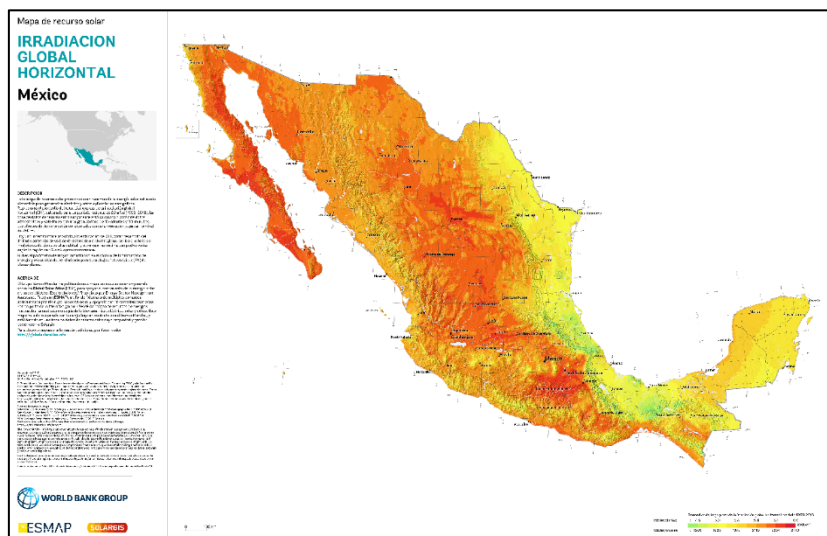


Figura 4 Irradiación Global Horizontal. Publicado por el World Bank Group, elaborado por SOLARGIS y Energy Sector Management Assistance Program (GSA) publicado el 13 de Enero de 2020

2.2 LA CÉLULA SOLAR

Los módulos solares están conformados por un conjunto de celdas o células fotovoltaicas¹. A partir del proceso de aprovechamiento de la luz del sol, las células solares captan la energía de la radiación solar y la convierten en energía eléctrica en corriente continua.

El efecto fotovoltaico se produce cuando la radiación solar incide sobre un material semiconductor, es decir, se comporta como un diodo². La potencia que genera una sola célula es baja, por ello se conecta varias entre sí para formar un módulo solar y así aumentar el voltaje, corriente y potencia. La parte expuesta a la radiación solar es de tipo N y es dopado con fósforo que contiene electrones adicionales. La parte situada en la zona de la oscuridad es de tipo P, dopada³ con cantidades muy pequeñas de boro. La unión de estos materiales P y N al ser expuesta a la luz solar es capaz de romper los enlaces covalentes generados por la unión P-N, dando como consecuencia electrones libres y así obteniendo como resultado una diferencia de potencial para después ser aprovechada como corriente eléctrica,

¹ La célula se designa fotovoltaica como PV, por el término derivado de las palabras photo (luz) y voltaics (voltaje eléctrico). No consume combustibles fósiles y no contamina el aire o agua.

² El diodo es un componente electrónico fabricado con una unión P-N.

³ Es aquel material que tiene átomos de impurezas lo cual permite la formación de huecos.



generé un campo electrostático constante, es decir, hace que la radiación solar llegue al semiconductor (Figura 5).

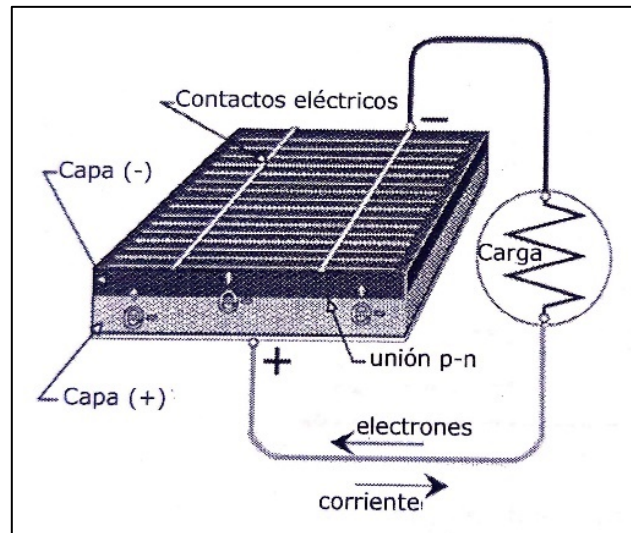


Figura 5 Fenómeno fotoeléctrico (Solé, 2014)

Una célula individual típica con un área de unos 75 cm² es capaz de producir con la luz una diferencia de potencial de unos 0,5 voltios, con una intensidad próxima a los 2 amperios y una potencia nominal de pico de 1 watio (Wp), es decir, la potencia que suministra ante una radiación solar de 1000 W/m² a 25 °C. La unión de varias células constituye el módulo fotovoltaico y el voltaje obtenido depende del diseño y materiales de la célula, mientras que la corriente eléctrica es función de la luz incidente y del área de la célula (Solé, 2014).

2.2.1 FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA SOLAR

Como anteriormente se mencionó, el funcionamiento de una célula solar se basa en el efecto fotoeléctrico (Figura 6). Un módulo solar va conectado de forma eléctrica y es montado sobre una estructura (marco de aluminio) que sirve como soporte. La mayor parte de las células solares están hechas de materiales especiales mejor conocidos como semiconductores como es el silicio, cuya eficiencia comercial va de 20-30%.

El silicio es un elemento que se encuentra en todo el mundo, ya que se forma de arena (dióxido de silicio, SiO₂). (Maza, 2011).

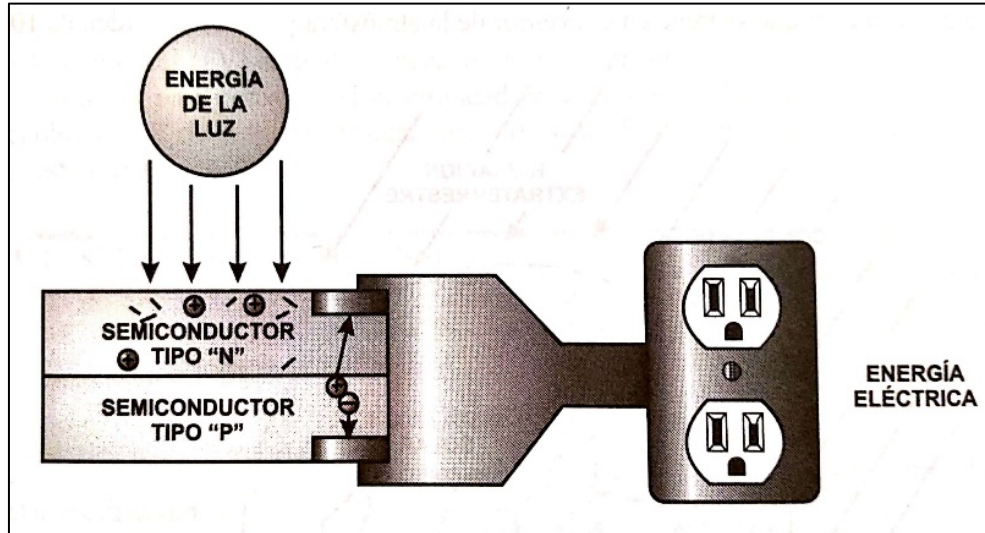


Figura 6 Efecto fotovoltaico (Ruiz, 2017)

La energía de los rayos del sol está formada por fotones que a su vez es absorbida por un semiconductor (el más común es silicio incrustado con otros materiales como el fósforo y el boro), es decir, por la célula solar. La energía obtenida de la luz, es decir, el fotón, libera a un electrón en el interior de la celda y hace que los electrones se puedan separar de los átomos y puedan fluir libremente, con ellos se produce una corriente continua.

Existen muchos materiales capaces de convertir la luz solar en electricidad, pero el silicio es el material más comercial; las células de silicio pueden diferenciarse debido a su estructura cristalina y eficiencia en: monocristalinos, policristalinos y amorfos.

2.2.2 PARÁMETROS FUNDAMENTALES DE LA CÉLULA SOLAR

Las células solares más comercializadas para sistemas fotovoltaicos son las que están elaboradas a partir de silicio; para determinar la eficiencia de la célula de silicio se va a determinar mediante sus características de fabricación y su tipo de pureza que contenga.

El proceso de fabricación de las células de silicio consta de las siguientes etapas:



1. Fabricación y purificación del polisilicio que se produce a partir de silicio de grado metalúrgico mediante un proceso de purificación química (proceso de Siemens)⁴, que se obtiene a partir de unas rocas ricas en cuarzo que se refunden a una temperatura de 1,400°C para que cristalice.
2. A partir del crecimiento de los monocristales de silicio, se producen lingotes policristalinos de Si, después son cortados en láminas delgadas con un espesor inferior de 0.5 mm cuyo tamaño es de 10x10 cm para después ser pulidas y así formar una célula monocristalina.
3. Para la producción de una célula fotovoltaica, es dopada la pastilla de silicio (láminas de silicio cortadas de 0.5 mm) y es cubierta por un autorreflexivo de bióxido de titanio o zirconio y contactos metálicos. Se fabrican dos tipos de silicio (tipo P y tipo N), su unión ocasiona un campo electrostático lo cual se produce la energía eléctrica.
4. Finalmente son conectadas las células entre sí y son encapsuladas entre hojas de vidrio para después ser montadas en un soporte de aluminio y así obtener un módulo solar (Figura 7).

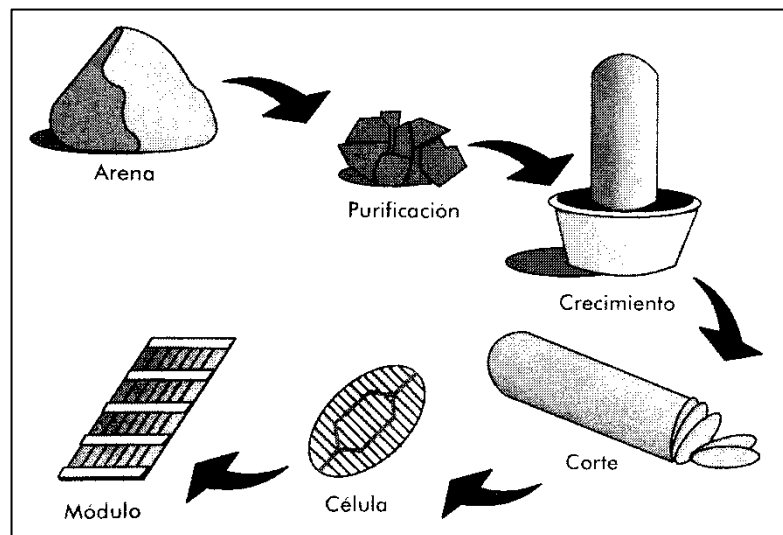


Figura 7 Proceso de fabricación de una célula solar (Maza, 2011)

⁴ Este proceso implica la destilación de compuestos de silicio volátiles y su descomposición en silicio a altas temperaturas.

2.2.3 TIPOS DE CÉLULAS

De acuerdo con el procedimiento empleado en las células de silicio se obtienen diferentes tipos de eficiencia dependiendo del costo de fabricación.

1. Células de silicio monocristalino: Son celdas obtenidas a partir de silicio puro, es un proceso costoso que requiere mucha energía y algunos fabricantes garantizan su calidad de 25 años, además se caracterizan por tener un color azul homogéneo, en la siguiente imagen se muestra un ejemplo de un módulo elaborado de las células de silicio monocristalino por la marca SUNPOWER (Figura 8).

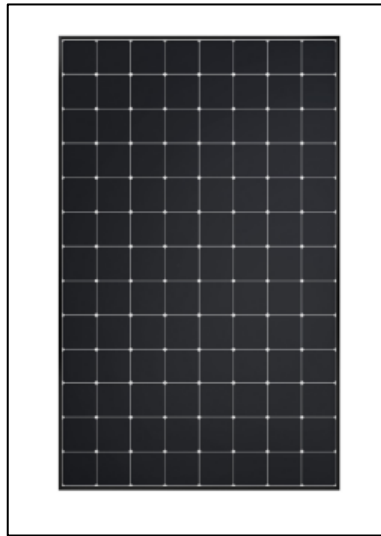


Figura 8 Módulo solar con células monocristalinas (SUNPOWER, 2020)



2. Células de silicio policristalino: Se obtienen de a partir de manera similar de las células de silicio monocristalino la diferencia es que las láminas son de menor espesor, la garantía por algunos fabricantes es de 20 años, se identifican por tener distintas tonalidades de azules (Figura 9).

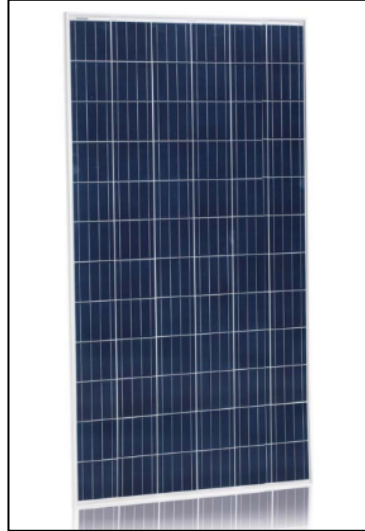


Figura 9 Módulo solar con células policristalinas (Solar, 2008)

3. Células de lámina delgada: También conocidas como thin-films “película delgada”, su espesor de lámina es de pocos micrómetros.

Se caracterizan por tener un color homogéneo (marrón) y su fabricación requiere el uso de materiales tóxicos o que son escasos (Figura 10). Lo cual pueden llegar a clasificarse de acuerdo al material empleado en:

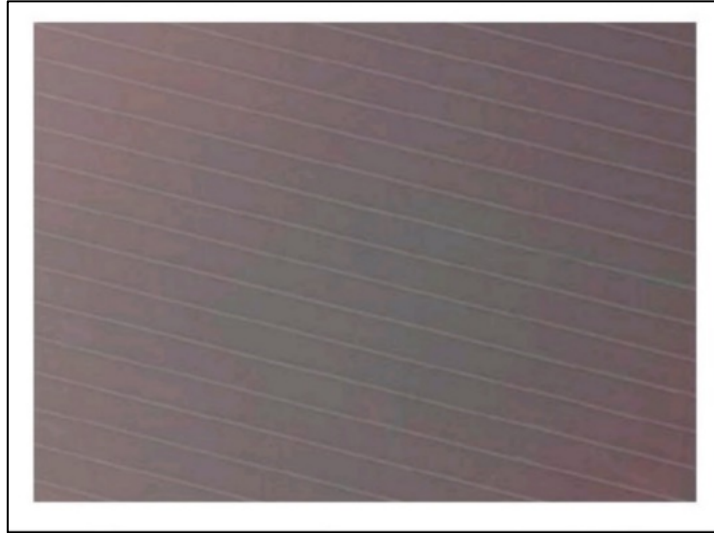


Figura 10 Célula de película delgada (Maza, 2011)

□ Silicio amorfo: Pertenece al grupo de lámina delgada, tiene defectos en su lámina delgada, eficiencia no suele pasar de 6-7 % y la garantía de calidad es de hasta 10 años, aunque con el paso del tiempo llega a disminuir su eficiencia. Es comúnmente encontrarlas en calculadoras, relojes y luces de emergencia, como se visualiza en la siguiente imagen (Figura 11).

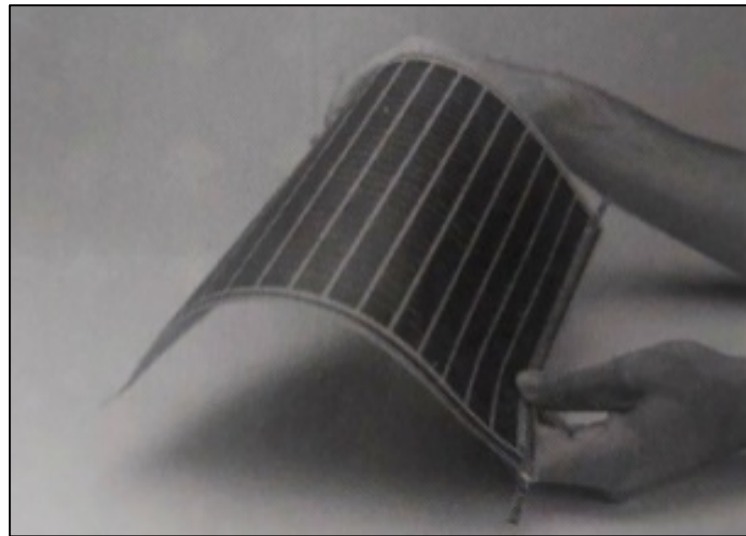


Figura 11 Célula de silicio amorfo (Serrano, 2016)

□ Telurio de cadmio: Su eficiencia es entre 10-11%, cabe mencionar que la producción de este compuesto puede ocasionar problemas contaminantes y tóxicos.

- Arseniuro de galio: Son fabricadas a partir de arseniuro de galio, un semiconductor más sensible de absorber la luz solar, cuya eficiencia es de 30%, son las más costosas de producir. Son empleadas en satélites, vehículos de exploración espacial, etc.

A continuación, en la siguiente tabla se muestran los tipos de células hechas a partir de silicio y sus ventajas de acuerdo al módulo fabricado (Tabla 1).

Tipo de células de silicio		
<i>Monocristalinos</i>	<i>Policristalinos</i>	<i>Silicio Amorfo</i>
<ul style="list-style-type: none"> □ Tienen alta pureza de silicio puro y mayor rendimiento. □ Se fabrica con bloques de silicio que son de forma cilíndrica. □ La eficiencia está por encima del 15-21%, por ello son los más costosos que los policristalinos. □ Este tipo de modulo monocristalino puede producir cuatro veces más electricidad que uno de capa fina por cada metro cuadrado utilizado. 	<ul style="list-style-type: none"> □ Están contruidos por silicio puro. □ Se fabrican a partir del silicio metalúrgico mediante procesos de solidificación menos exhaustivos; por lo tanto, calidad y precio es aceptable. □ La eficiencia esta entre el 13-16%, por lo cual tienen menor resistencia al calor que los monocristalinos. □ Las celdas son perfectamente rectangulares y no tienen esquinas redondeadas. 	<ul style="list-style-type: none"> □ Se tienen 3 categorías de acuerdo al material: silicio amorfo (a-Si), telurio de cadmio (CdTe) y arseniuro de galio (GaAs), su eficiencia es de 7-13%. □ Tiene una gran flexibilidad en su composición. □ Es la célula más fácil de producir, pero su producción es baja. □ Suelen degradarse más rápido que los módulos monocristalinos y policristalinos.

Tabla 1 Tipos de células de silicio de acuerdo con su pureza.

2.3 ENERGÍA FOTOVOLTAICA



Recordando el principio de conservación de la energía “la energía no se crea ni se destruye; solo se transforma”. La palabra fotovoltaica se deriva del griego foto “luz” y volt “eléctrico”, por lo tanto, la energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene al convertir la luz solar en electricidad. Los materiales conductores, como el cobre o el aluminio, son los responsables de transmitir la energía a los componentes de una instalación eléctrica, por lo que su correcto funcionamiento ayuda a prevenir posibles accidentes en una instalación eléctrica.

Este tipo de energía no emite gases de efecto invernadero, lluvia ácida o smog y, por lo tanto, contribuye al calentamiento global; lo cual ayuda a vivir de manera sustentable y tener una mejor vida.

A medida que la tecnología avanza en el mercado aparecen nuevos materiales que resultan maleables, por lo cual permiten su uso para nuevas necesidades y aplicaciones en cualquier medio. Actualmente, las células de silicio se ocupan para vehículos espaciales, telescopios, satélites, cargadores, suministros de energía para sistemas de riego (huertos), funcionamiento de bombeo y calefacción en piscinas, entre otras aplicaciones.

2.3.1 CONDUCTORES, AISLANTES Y SEMICONDUCTORES

La materia está conformada por átomos, que son estructuras pequeñas y complejas. Por lo tanto, se clasifican en sustancias de acuerdo a su comportamiento. En conductor, sus electrones pueden moverse con facilidad y esto se debe a que las uniones en su núcleo son débiles, lo que permite el intercambio de los electrones, es decir lo convierte en un metal.

Los materiales que ofrecen gran resistencia al flujo de electrones son llamados aislantes. En este grupo están muchos compuestos no metálicos. Existe un tercer grupo de materiales que actúan de manera diferente cuando son conectados a un circuito eléctrico, son conductores bajo ciertas circunstancias y actúan como aislantes bajo otras; estos materiales son llamados semiconductores. (Condumex, 2009)

- **Conductores:** El flujo de electrones, es decir que tienen un fácil desplazamiento de electrones, esto permite el paso de la corriente a través de él, a esto se le conoce como conductor.



La presencia de esos electrones libres hace a todos los metales buenos conductores. Estos electrones libres siempre están presentes en el metal sin importar su temperatura. (Condumex, 2009)

No todos los metales conducen la electricidad de la misma forma. El mejor conductor de electricidad es la plata, aunque el cobre es el más utilizado por sus características eléctricas y mecánicas, a continuación, se muestra una imagen de la composición de un alambre de cobre (Figura 12).

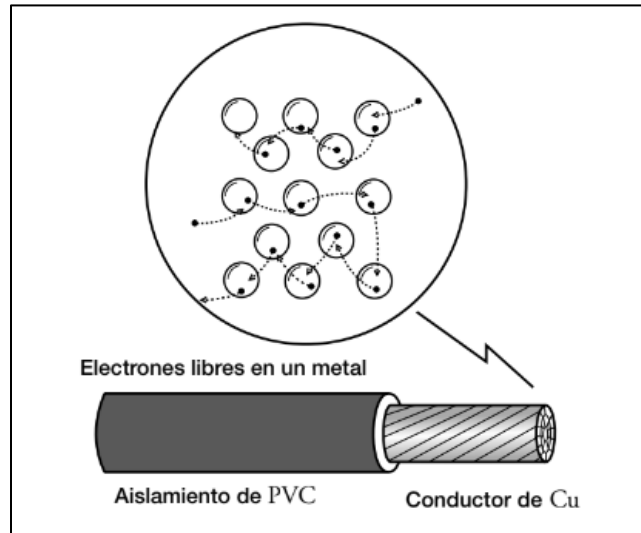
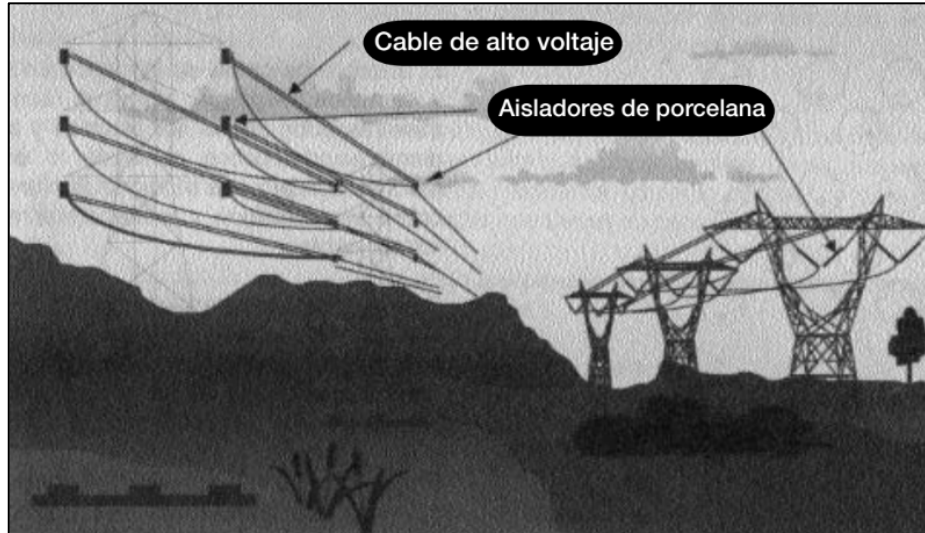


Figura 12 Alambre de cobre (conductor) (Condumex, 2009)

- **Aislantes:** Es aquel material que no conduce electricidad, se caracterizan por tener muy pocos electrones libres y por lo tanto no puede haber flujo de electrones. Esta ausencia de electrones libres impide que se genere una corriente eléctrica. Algunos materiales aisladores son: plástico, porcelana, cerámica, vidrio, hule y seda.

Unos aisladores no tan perfectos contienen pocos electrones libres, con lo que es posible generar una corriente eléctrica muy pequeña. La porcelana es uno de los mejores aisladores usados actualmente; se usa para aislar las líneas de transmisión de alto voltaje (Figura 13).



*Figura 13 Aisladores de porcelana en las torres de transmisión de potencia
(Condumex, 2009)*

Y los plásticos se usan como aislamientos o cubiertas de los conductores eléctricos; a mayor espesor, más efectivo es el aislamiento debido a que son suaves y flexibles.

La mayoría de los aislamientos no soportan altas temperaturas como consecuencia comienzan a derretirse. Aquellos que son capaces de soportar altas temperaturas se les conoce como termoplásticos.

- **Semiconductores:** Un semiconductor se determina de acuerdo a su temperatura y al voltaje aplicado; lo cual se puede convertir en un conductor o aislador de acuerdo a sus características. Actualmente se encuentran presentes en la elaboración de aparatos electrónicos; desde un teléfono móvil hasta un refrigerador.

Existen tres elementos que pueden clasificarse como semiconductores reales: carbono, germanio, silicio. Por ejemplo, el silicio a una temperatura normal actúa como un aislador; al elevarse su temperatura se comporta como un conductor.

2.3.2 TEORÍA DE LOS SEMICONDUCTORES

En la naturaleza nos encontramos con gran variedad de materiales que cuentan con diferente estructura atómica; estos elementos están compuestos por un núcleo y diferentes cargas eléctricas (protones, electrones y neutrones). Adicionalmente, estos podrían haber sido sometidos a diferentes cambios de



temperatura, presiones, campos magnéticos o eléctricos que también influyen en sus propiedades físicas.

Un semiconductor es un sólido cristalino con una conductividad eléctrica, que puede considerarse situada entre las de un aislante y la de un conductor. Existen 14 semiconductores en la tabla periódica, entre ellos: silicio, germanio, selenio, cadmio, aluminio, galio, boro, indio, carbono, etc. Los semiconductores se caracterizan por ser sólidos cristalinos con una conductividad eléctrica media; por eso se puede convertir en un conductor y un aislante.

A los electrones de la última capa se les ha dado el nombre de electrones de valencia y tienen la característica de poder relacionarse con otros similares, formando una red cristalina. Con base al comportamiento de los electrones de esta última capa (o bandas), se pueden hacer una división de los materiales eléctricos en: conductores, semiconductores y aislantes. (Solé, 2014).

Los materiales semiconductores están presentes en los dispositivos electrónicos.

Dado que un sistema fotovoltaico requiere corriente eléctrica; es necesario el uso de un buen material que sea conductor. Pero, ¿Porque un material debe ser un buen conductor, para el uso de una instalación eléctrica fotovoltaica? Lo que determina que un material ser un buen conductor o no se debe a su estructura atómica.

Los semiconductores más empleados son el Silicio (Si) y el Germanio (Ge) y se clasifican de tipo p y tipo n son conductores intrínsecos es decir se encuentran en un estado puro. Un semiconductor tipo “n”, es una sustancia que tiene la capacidad de ceder electrones y son elementos que se encuentran en grupo V de la tabla periódica y un semiconductor tipo “p” es aquella sustancia es capaz de aceptar fácilmente electrones y se encuentran en el grupo III de la Tabla periódica; un ejemplo de la unión de dos semiconductores distintos (tipo n y tipo p⁵) es un diodo.

2.3.3 PRINCIPIOS DE LA CONVERSIÓN FOTOVOLTAICA

Cuando la radiación luminosa en forma de fotones es absorbida por los semiconductores se generan, en exceso de su concentración en equilibrio, pares de portadores de carga eléctrica, electrones y huecos, los cuales deben de ser separados para poder usar la energía que cada uno representa. Estos portadores,

⁵ Un semiconductor tipo n, es de carga negativa y un semiconductor tipo p, es de carga positiva.

generados por la energía de los fotones, viajan bajo un gradiente de concentración hacia la unión en donde son separados por efecto del campo eléctrico. Esta separación envía electrones fotogenerados a la capa n y huecos⁶ fotogenerados a la capa p, creándose una diferencia de potencial entre las superficies superior e inferior de las capas. (Maza, 2011)

La acumulación de cargas en las capas del módulo da como resultado un voltaje eléctrico, mejor conocido como efecto fotovoltaico (Figura 14). En un circuito eléctrico externo entre dos superficies, los electrones fluyen regresando a su posición inicial, a esto se le conoce como corriente fotovoltaica (FV).

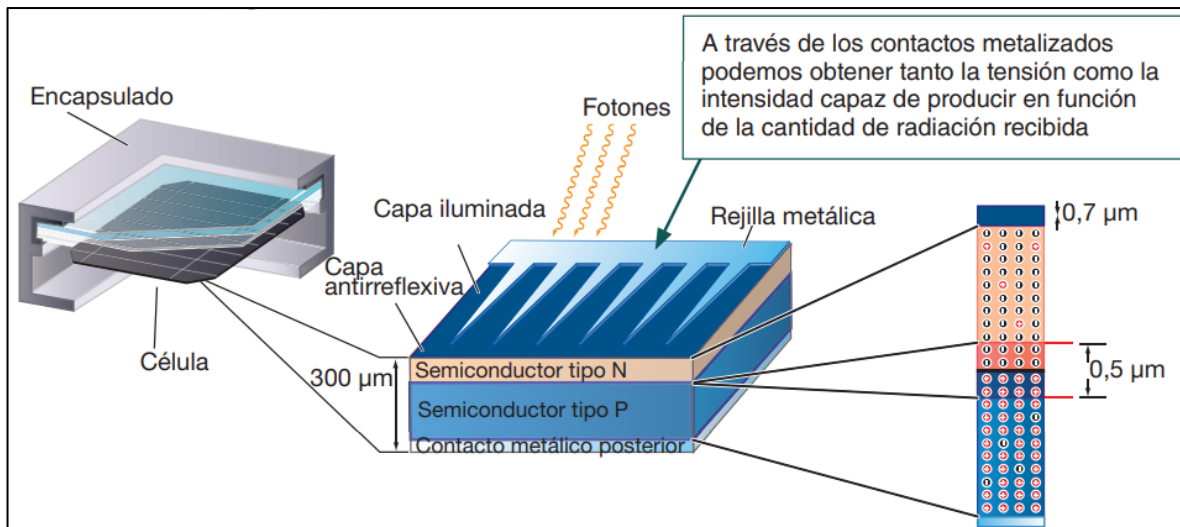


Figura 14 Estructura de la célula solar (Rubio & Carmona, 2010)

2.3.4 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Dependiendo de las características de las células silicio pueden resultar versátiles para su uso, principalmente se emplea para sistemas autónomos, es decir, que no requieran estar conectados a la red eléctrica. Los sistemas autónomos son de gran utilidad, como por ejemplo almacenar y generar energía, y ser empleada en diversas aplicaciones como:

- Sistemas de instalaciones eléctricas: Es empleado para lugares de bajo recursos en cual puedan obtener luz eléctrica en comunidades y así que se puedan funcionar los aparatos electrónicos.

⁶ Los huecos se comportan como partículas con carga positiva (+).



- Servicios de alumbrado: Es de gran utilidad para iluminar carreteras, calles, letreros de señalización para autopistas, estaciones de autobuses con el fin de evitar obras civiles para conectarse a la red eléctrica.
- Sistemas agrícolas y ganadería: En zonas rurales se emplean sistemas de bombeo de agua para riegos, alimentación eléctrica para ranchos o granjas.
- Aplicaciones espaciales: Resulta de gran ayuda para monitoreos, señales e investigaciones en el espacio como: satélites de comunicaciones, estaciones espaciales (Figura 15), sondas espaciales “Voyager 1 y Voyager 2”.

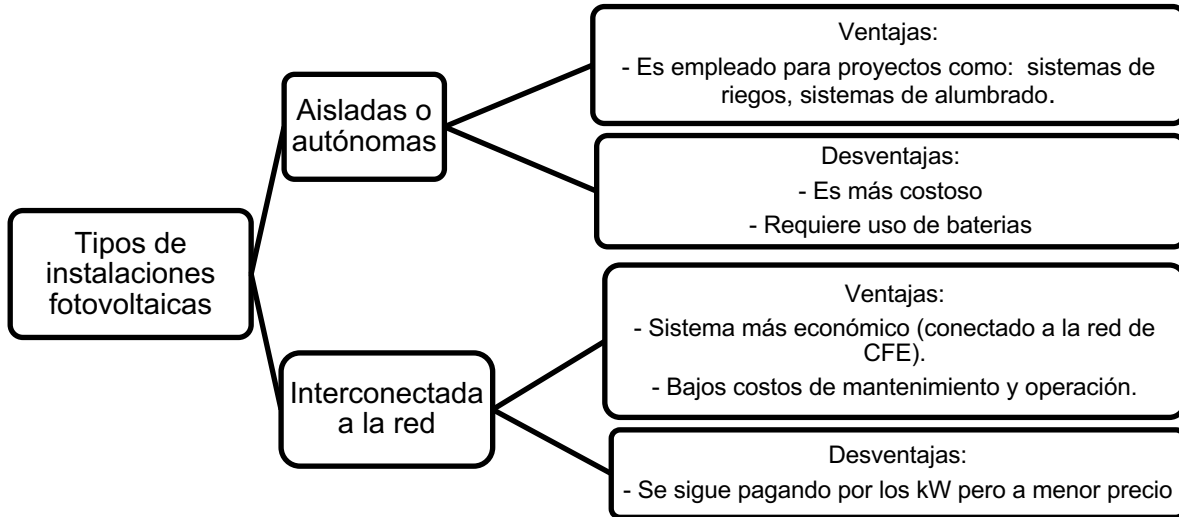


Figura15 Estación Espacial Internacional. (Rubio & Carmona, 2010)

- Sistemas de transporte: Autos, bicicletas e incluso barcos hoy en día cuentan con estas nuevas tecnologías.
- Servicios de calefacción: Es empleado para sistemas de piscinas, hogares e incluso hoteles que requiera calentar agua o tener una mejor calefacción.
- Otras aplicaciones: Un generador fotovoltaico es como una pequeña instalación solar completa en sí misma, con el fin de utilizar la energía eléctrica en cualquier momento. Otra aplicación sería es para elevadores e incluso juguetes y/u otros sistemas que requieran el ahorrar energía eléctrica.

2.4 TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Dependiendo del tipo de proyecto y el presupuesto, una instalación fotovoltaica se clasifica en dos tipos, las autónomas e interconectada a la red. Además, otro aspecto a considerar es el nivel de complejidad de la instalación, ya que en las instalaciones aisladas requieren de mayores componentes; por lo cual es mayor el costo. En el siguiente esquema se muestran ventajas y desventajas de los dos tipos de instalaciones. (Esquema 1)



Esquema 1 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

2.4.1 INSTALACIÓN AISLADA O AUTÓNOMA

Es aquella instalación sin acceso a la red eléctrica. Este tipo de instalaciones es empleado en sistemas o lugares, el consumidor es autosuficiente para la producción energética y no depende de ninguna comercializadora, por lo tanto, ocupa baterías para el almacenamiento de energía y posteriormente utilizarla (Figura 16).

2.4.1.1 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN AISLADA



1. Módulo fotovoltaico: Es el elemento principal para la instalación. Convierte la energía del sol en corriente continua. Lo cual se requiere la unión de diversos módulos para obtener la potencia necesaria.
2. Inversor: Es un equipo que convierte la energía de corriente continua procedente del fotovoltaico en corriente alterna. Se encarga de unir los elementos del módulo con los elementos de la instalación, además de proteger a los acumuladores de sobrecargas.
3. Acumuladores: Los acumuladores solares o baterías es aquel dispositivo encargado de almacenar la energía eléctrica que producen los módulos fotovoltaicos, para después utilizarse.

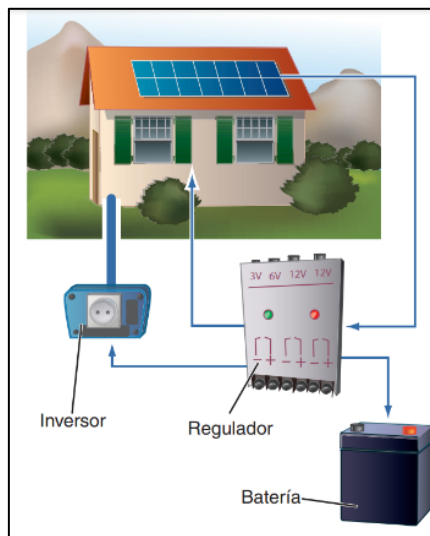


Figura 16 Sistema aislado (Rubio & Carmona, 2010)

4. Las baterías son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica. Las baterías más utilizadas en las instalaciones solares son las de plomo-ácido, por las características que presentan.
5. Regulador de carga: Su principal función es evitar situaciones de carga y sobredescarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil. Además, proporciona energía a la instalación durante los periodos sin luz o sin suficiente luminosidad.

2.4.2 INSTALACIÓN INTERCONECTADA A LA RED

Es un sistema de cogeneración⁷ de energía que está interconectado a la red eléctrica de CFE. Los módulos solares producen la energía que será utilizada, lo cual ayuda a disminuir costos en tarifas de los recibos de luz.

2.4.2.1 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN INTERCONECTADA A LA RED

Los componentes principales de una instalación fotovoltaica interconectada a la red son: los módulos solares, inversores y la red eléctrica (Figura 17); cabe mencionar que otros aspectos que se consideran en la instalación son el tipo de medidor, tipo de acometida, revisión de varilla puesta a tierra; además se toma en cuenta el interruptor al que se conecta la red de CFE al hogar.

Además de los componentes a agregar, se debe revisar que los componentes existentes se encuentren en buenas condiciones.

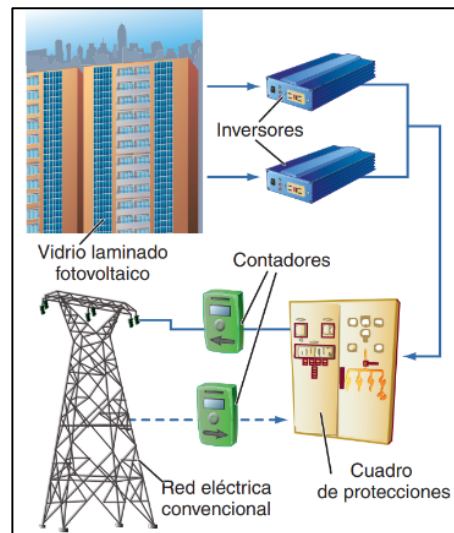


Figura 17 Sistema interconectado a la red (Rubio & Carmona, 2010)

⁷ Es un sistema de producción conjunta, es decir, se producen 2 fuentes de producción separadas, una por parte de CFE y la otra por el sistema fotovoltaico.

2.4.2.2 EL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Un módulo fotovoltaico o módulo solar es un dispositivo que aprovecha la radiación solar cuyo fin es generar energía eléctrica; la energía producida por el módulo es en CD. Está formado por un conjunto de células de silicio, conectadas eléctricamente y encapsuladas. Después las células son cubiertas y montadas sobre una estructura de soporte o marco metálico; finalmente también se le agregan conexiones eléctricas para su funcionamiento (Figura 18).

- Cubierta frontal (vidrio): Sirve para proteger las células solares contra impactos o condiciones cromatográficas. La cubierta consta de un vidrio templado transparente de 3-4 mm de espesor.
- Material encapsulante: EVA (etileno-vinil-acetato) es un copolímero⁸ que se emplea como material encapsulante entre el vidrio y las células. Se trata de un material que evita las pérdidas de la radiación y lo protege de la humedad y de los rayos UV.
- Marco de aluminio: Está hecha de aluminio anodizado para evitar el traspaso de corriente eléctrica y además de ser un material duradero que evita la corrosión.
- Conexiones eléctricas: Se encuentra localizada en la parte de atrás del módulo, la función de esta caja es de guardar todas las conexiones eléctricas y proteger el cableado de la humedad y condiciones del clima. A su vez, la caja de conexiones contiene unos diodos de paso; su función es proteger individualmente a cada módulo de los daños causados por las sombras e impide que absorba corriente de otro módulo y los diodos de bloqueo evitan que se disipe la electricidad de los módulos. Los diodos deben ser capaces de soportar dos veces la corriente de corto circuito (I_{CC}) y el voltaje en circuito abierto (V_{CA}) esto es indicado por normatividad.
- Junta de silicona: Es un tipo de goma de polímero (plástico) que sirve para sellar las capas del módulo (células, el encapsulante, vidrio) al marco en su posición, evitando partículas de polvo y agua.

⁸ Es una macromolécula (masa molecular elevada) compuesta por dos o más y se unen por medio de enlaces químicos.

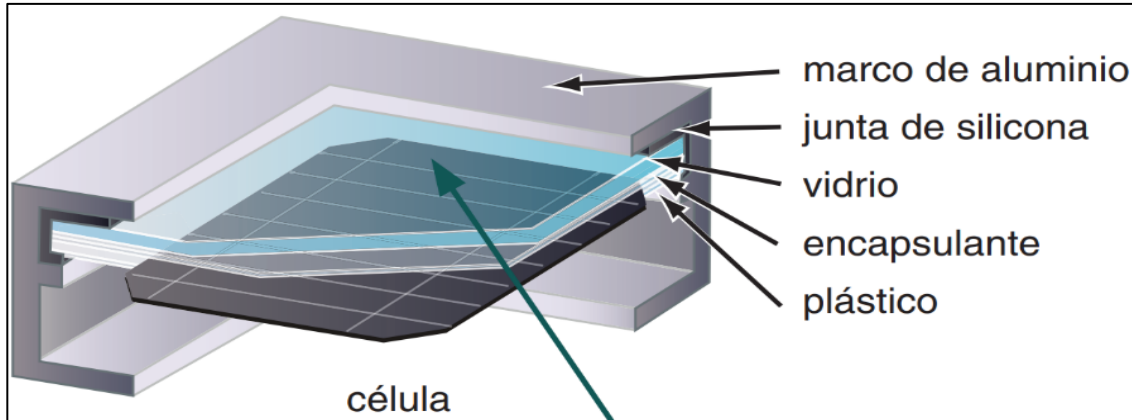


Figura 18 Estructura de un módulo solar fotovoltaico (Rubio & Carmona, 2010)

Los datos que se encuentran en la ficha técnica dependiendo de la marca que lo fabricó (Figura 19) y son los parámetros fundamentales a considerar al momento de dimensionar un sistema fotovoltaico y son los siguientes puntos:

1. Intensidad máxima (I_{mp}): Es la cantidad de intensidad máxima en amperios (A), que produce el módulo cuando está conectado a la instalación.
2. Voltaje máximo (V_{mp}): Es la fuerza para producir una corriente eléctrica, su unidad de medida son volts (V). Es el voltaje máximo que produce el módulo cuando está conectado a la instalación.
3. Potencia máxima (P_m): Es la cantidad de energía que puede llegar a soportar un módulo, su unidad de medida son watts (W) y se puede calcular multiplicando el $V_{mp} \times I_{mp}$. Con ese dato se puede saber la potencia del módulo, los más comunes son 200 W, 350 W, 450 W.
4. Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Corresponde a la intensidad obtenida entre los bornes de un módulo solar cuando no hay resistencia, está dada en Amperios (A), es decir (es la intensidad máxima que puede registrarse entre ambos bornes). Este dato es muy importante porque hay que tenerlo en cuenta para las protecciones, los inversores, cableado, cajas, etc.
5. Voltaje de circuito abierto (V_{oc}): Es el voltaje que el módulo entrega cuando está desconectado, es decir, este dato se puede obtener con el voltímetro cuando el módulo está expuesto al sol y no está conectado.



ESPECIFICACIONES		
Tipo de módulo	JKM310PP	
	STC	NOCT
Potencia nominal (P _{máx})	310Wp	231Wp
Tensión en el punto P _{máx} -VMPP (V)	37.0V	33.9V
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP (A)	8.38A	6.81A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	45.9V	42.7V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.96A	7.26A

Figura 19 Ficha técnica JKM330PP-72 310-330 Vatios (Solar, 2008)

2.4.2.3 INVERSORES

El inversor es el elemento principal de una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica. Se encarga de convertir la corriente continua en corriente alterna. Su función es proteger y garantizar la calidad de la energía eléctrica en la instalación y de las personas.

El inversor consta de un circuito electrónico a base de transistores⁹; su funcionamiento consta de cortar la corriente continúa creando una onda de forma cuadrada (Figura 20). Después la onda cuadrada pasa por un transformador y la convierte en una onda senoidal, dicha onda se debe sincronizar con la corriente eléctrica.

Un inversor puede funcionar también como un sistema de protección en la instalación eléctrica y se clasifican en:

⁹ Es un dispositivo semiconductor impulsado por corriente, que puede ser utilizado para: controlar el flujo de corriente eléctrica, amplificar una señal, oscilador e interruptor.

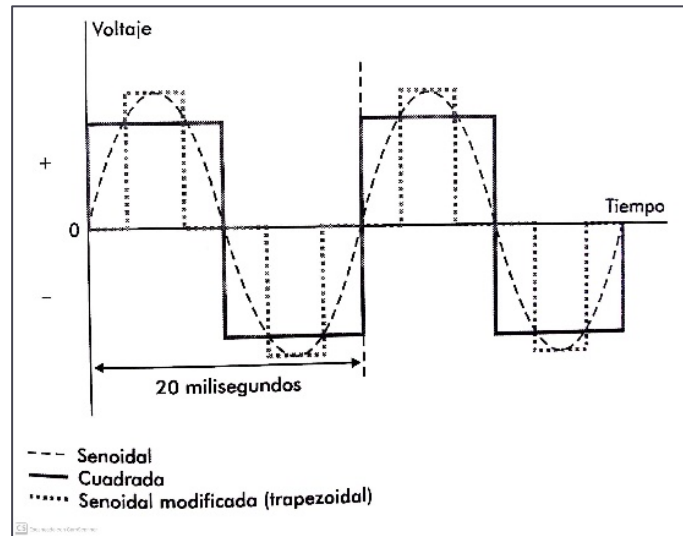


Figura 20 Tipos de onda. (Maza, 2011)

1. Inversores Autónomos: Este tipo inversores es empleado en instalaciones aisladas, es decir es empleado en aplicaciones en el cual no se tiene acceso a la red eléctrica. El inversor está conectado a la batería, es decir obtiene la energía de Corriente Continua de las baterías cargadas por los módulos fotovoltaicos, además algunos también funcionan como cargadores batería.
2. Inversores de interconexión a la red: Es empleado en instalaciones que son dependientes de la red eléctrica, es decir el inversor está conectado directamente al módulo fotovoltaico.

Al momento de elegir un inversor otro aspecto que se debe considerar, cuáles son los elementos que conforman al sistema fotovoltaico como son: potencia, fases y rendimiento; para después determinar que inversor o microinversor es mejor para el sistema.

- Potencia: Determinará la potencia máxima que se puede suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas.
- Fases: Se clasifican de acuerdo a su potencia: de 5kW son para sistemas monofásicos y de 15 kW para sistemas trifásicos.
- Rendimiento energético: Actualmente en el mercado se tiene un rendimiento de hasta 90 % promedio y resultan más eficientes.



Los inversores son el componente clave de un sistema fotovoltaico, están diseñados para ser instalados en el interior y/o exterior, aunque se recomienda que sean colocados en un lugar fresco y aislado de los rayos del sol, con la finalidad de evitar inconvenientes de humedad o filtraciones de agua. Otro punto a considerar es que tipo de inversor ocupar (inversor central o microinversor), cada uno de ellos cuenta con características técnicas diferentes y ventajas. A continuación, en la siguiente tabla se muestran las ventajas y desventajas de un inversor y un microinversor (Tabla 2):


Inversor Central		
	Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Tiene mayor eficiencia en la conversión de energía. <input type="checkbox"/> Costos menores que un microinversor. <input type="checkbox"/> En proyectos de mayor escala se tiene un diseño simplificado y mejor desempeño. <input type="checkbox"/> Se le pueden conectar más módulos que a un microinversor. <input type="checkbox"/> Mantenimiento es más fácil debido a que es una sola unidad.
	Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> No cuenta con control de sombreado individual. <input type="checkbox"/> No se puede monitorear la energía de cada módulo. <input type="checkbox"/> Para su instalación requiere ser fijado en una pared (ocupa mayor espacio que un microinversor).
Microinversor		
	Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Ayuda a disminuir las pérdidas por sombreado. <input type="checkbox"/> Se puede monitorear la producción de cada módulo. <input type="checkbox"/> Cuenta con mayor seguridad en situaciones de sobretensión e incendios.
	Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Tiene un mayor costo. <input type="checkbox"/> Solo se les puede instalar entre 1 y 4 módulos solares. <input type="checkbox"/> Es colocado en la estructura (riel) por lo cual puede llegar a presentar un sobrecalentamiento (está en medio del módulo y la estructura).

Tabla 2 Ventajas y desventajas de un inversor central de la marca FRONIUS PRIMO y un microinversor HM-1000 Hoy miles.



Y los parámetros y/o características a considerar de un inversor son las siguientes (Imagen 21):

1. Tensión máxima de entrada ($V_{cc_{m\acute{a}x}}$): Es la máxima tensión de entrada permitida en el inversor, su unidad son volts (V).
2. Tensión mínima de entrada ($V_{cc_{m\acute{i}n}}$): Es la tensión mínima que el módulo debe soportar para que el inversor trabaje y su unidad es expresada en volts (V).
3. Potencia nominal de AC: Es la potencia máxima que permite el inversor del módulo, el valor se da en watts (W).
4. Tensión nominal (V_{an}): Es la tensión de salida del inversor, sus unidades son volts (V).
5. Corriente máxima de salida (I_{ac}): Es la corriente de salida del inversor, este dato se usa para calcular las protecciones, su unidad es expresada en amperios (A).
6. Corriente nominal de salida: Indica la cantidad de corriente en amperes (A) que es permitida en cada inversor.

Especificaciones técnicas		
Modelo	HM-1000	HM-1200
Datos de entrada (CC)		
Módulo de potencia de uso común (W)	200 – 310	240 – 380
Compatibilidad de módulos	Módulos FV de 60 o 72 celdas	
Rango de voltaje pico de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)	27 – 48	29 – 48
Voltaje de arranque (V)	22	
Rango de voltaje en funcionamiento (V)	16 – 60	
Voltaje de entrada máximo (V)	60	
Corriente de entrada máxima (A)	4 × 10,5	4 × 11,5
Corriente máxima de cortocircuito de entrada (A)	4 × 15	
Cantidad de MPPT	2	
Cantidad de entradas por MPPT	2	
Datos de salida (CA)		
Alimentación nominal de salida (VA)	1000	1200
Corriente nominal de salida (A)	4,55/4,35/4,17	5,45/5,22/5
Voltaje nominal de salida (V)	220/230/240	
Rango de voltaje nominal de salida (V)	180 – 275 ¹	

Figura 21 Ficha técnica de un microinversor Hoymiles

2.4.2.4 MEDIDOR Y TIPOS DE MEDIDOR

El medidor se encarga de medir la cantidad de corriente alterna eléctrica en watio-hora que es consumida en los hogares. Se clasifican de acuerdo al consumo eléctrico (tarifas) en: monofásicos (una fase + neutro), bifásicos (dos fases + neutro) y trifásicos (tres fases + neutro).

1. **Medidor Analógico:** Es el medidor tradicional, lo cual consiste en un disco que da giros debido al campo electromagnético y el contador se encarga de contar el número de vueltas, que da como resultado la energía eléctrica consumida en el hogar (Figura 22).



Figura 22. Medidor analógico de CFE

2. **Medidor digital:** Posee la misma función que el medidor analógico, este tipo de contador es un dispositivo inteligente, que calcula el consumo energético y resulta más preciso (Figura 23). Por lo tanto, una instalación fotovoltaica el medidor debe ser digital, en caso de ser análogo el cliente debe solicitar un cambio con CFE por uno digital.
3. **Medidor bidireccional:** Este tipo de medidor tiene la capacidad de diferenciar entre la energía que producen los módulos solares y la energía que suministra CFE y a su vez es consumida.



Figura 23 Medidor digital de CFE

Un medidor bidireccional realiza 3 tipos de mediciones:

1. La energía recibida: Es la energía eléctrica recibida por la red local
2. La energía neta: Es la energía eléctrica obtenida a partir del sistema que fue producida durante el día
3. La energía entregada: Mide el excedente de energía producida por el sistema fotovoltaico.

La función del medidor bidireccional es calcular energía (producida por el sistema fotovoltaico) y restarla a la tarifa de consumo (del servicio de luz); con ello se obtiene un balance mensual o bimestral del consumo del cliente donde se verifica que efectivamente el sistema empleado está produciendo los KW/hr requeridos o en su consecuencia se requiere un nuevo dimensionamiento para pasar a la tarifa menor (esquema tarifario de CFE). En caso de no haber consumo toda la energía generada por el sistema fotovoltaico, esta energía es enviada a CFE y se puede conseguir un beneficio. A continuación, se muestra una imagen de ejemplo de un medidor bidireccional de un cliente (Figura 24).

Los elementos de un medidor, que se consideran para un levantamiento técnico y un dimensionamiento de una instalación fotovoltaica; sirven para verificar que los datos del medidor y del recibo sean correctos, además siempre para una instalación fotovoltaica el medidor debe ser digital: como anteriormente mencionado si el medidor es monofásico y la instalación es mayor a 16 módulos, se requiere un cambio de medidor por una bifásico o un aumento de carga al sistema.

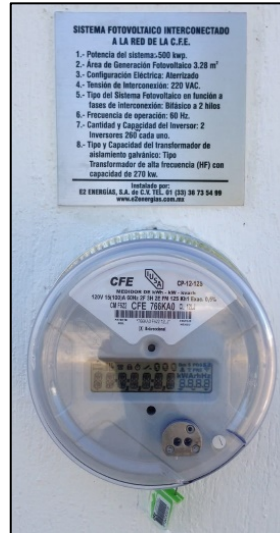


Figura 24. Medidor bidireccional

Los datos del medidor deben coincidir con los del recibo de CFE “recibo de luz” (Figura 25). Por lo tanto, los elementos a considerar de un medidor son:

- Número de Fases:
 - 1F - Monofásico
 - 2F – Bifásico.
 - 3F - Trifásico
- Número de medidor



Figura 25 Elementos de un medidor

2.4.2.5 ACOMETIDA

La acometida es aquella conexión eléctrica aérea o subterránea, en el cual se genera un punto de conexión entre las redes de distribución (CFE) y la instalación de eléctrica al consumidor (vivienda, negocio, edificio, etc.).

Los tipos de Acometida para conectarse a una red de distribución, es por medio de una red de distribución, lo cual existen dos formas mediante una acometida aérea o subterránea. En la siguiente tabla se muestran las características (Tabla 3).

Acometida aérea	Acometida subterránea
<p>Es aquella que va desde el poste más cercano de luz hasta el medidor del hogar, se caracteriza al observar el tubo de mufa.</p> 	<p>Es aquel sistema subterráneo donde los cables de la instalación están por debajo del suelo (la acometida está en forma de un registro), hasta llegar al punto de recepción "medidor del hogar".</p> 

Tabla 3 Tipos de acometida: aérea y subterránea.

2.4.2.5.1 ESPECIFICACIONES PARA ACOMETIDAS MONOFÁSICAS DE CFE

En una instalación fotovoltaica se deben cumplir con ciertas especificaciones técnicas, para que no se presente ningún detalle u problemática de ello. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa pública que suministra la energía eléctrica en México, con ello indica las especificaciones técnicas previamente revisadas y aprobadas por la Secretaría de Energía (SENER).



Dichas especificaciones son de acuerdo al tipo de tensión: monofásica, bifásica, trifásica y al tipo de acometida. Por consiguiente, tome en cuenta los 2 tipos de tensiones “bifásica (CFE, 2013) y trifásica (CFE, 2013)”, como se muestra en las siguientes tablas (Tabla 4-9):

Medición para acometidas bifásicas de 10 kW									
Acometida aérea zona urbana									
Tipo de servicio Medidor con 2 fases y 3 hilos	Especificaciones del material y del equipo a cargo del usuario								
	<table border="1"> <tr> <td>Medidor</td> <td> <input type="checkbox"/> El medidor con una altura de 1.8 m desde el piso. <input type="checkbox"/> Medidor empotrado y visible al público. </td> </tr> <tr> <td>Mufa:</td> <td> <input type="checkbox"/> La altura de la mufa para recibir la acometida es de 4.8 m. <input type="checkbox"/> Medida de 35 (1 1/4), el tubo conduit de fierro galvanizado de 35 (1 1/4) que va de la mufa al medidor. <input type="checkbox"/> Evitar que la acometida cruce otro terreno. <input type="checkbox"/> Del poste de red eléctrica no debe pasar de 35 m. <input type="checkbox"/> El cable de la acometida a la mufa es aluminio 2+1. </td> </tr> <tr> <td>Varilla para tierra física</td> <td> <input type="checkbox"/> Puesta en tierra (Conector para varilla de tierra). </td> </tr> <tr> <td>Interruptor</td> <td> <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético a una distancia no mayor a 5m del medidor. <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético o cartucho fusible de 2 polos. </td> </tr> </table>	Medidor	<input type="checkbox"/> El medidor con una altura de 1.8 m desde el piso. <input type="checkbox"/> Medidor empotrado y visible al público.	Mufa:	<input type="checkbox"/> La altura de la mufa para recibir la acometida es de 4.8 m. <input type="checkbox"/> Medida de 35 (1 1/4), el tubo conduit de fierro galvanizado de 35 (1 1/4) que va de la mufa al medidor. <input type="checkbox"/> Evitar que la acometida cruce otro terreno. <input type="checkbox"/> Del poste de red eléctrica no debe pasar de 35 m. <input type="checkbox"/> El cable de la acometida a la mufa es aluminio 2+1.	Varilla para tierra física	<input type="checkbox"/> Puesta en tierra (Conector para varilla de tierra).	Interruptor	<input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético a una distancia no mayor a 5m del medidor. <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético o cartucho fusible de 2 polos.
	Medidor	<input type="checkbox"/> El medidor con una altura de 1.8 m desde el piso. <input type="checkbox"/> Medidor empotrado y visible al público.							
	Mufa:	<input type="checkbox"/> La altura de la mufa para recibir la acometida es de 4.8 m. <input type="checkbox"/> Medida de 35 (1 1/4), el tubo conduit de fierro galvanizado de 35 (1 1/4) que va de la mufa al medidor. <input type="checkbox"/> Evitar que la acometida cruce otro terreno. <input type="checkbox"/> Del poste de red eléctrica no debe pasar de 35 m. <input type="checkbox"/> El cable de la acometida a la mufa es aluminio 2+1.							
	Varilla para tierra física	<input type="checkbox"/> Puesta en tierra (Conector para varilla de tierra).							
Interruptor	<input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético a una distancia no mayor a 5m del medidor. <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético o cartucho fusible de 2 polos.								
Con barda frontal									



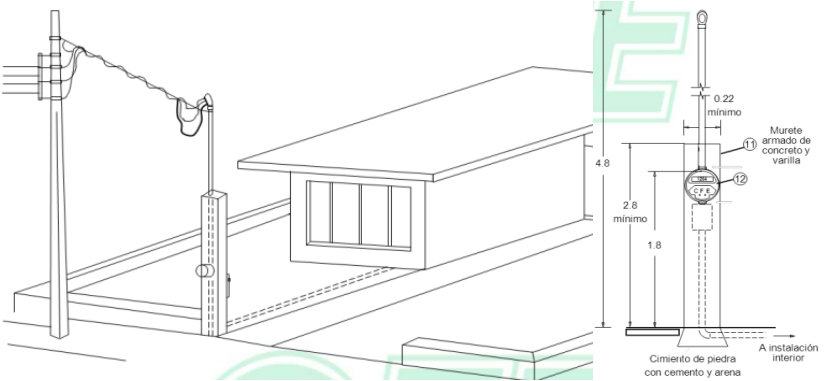
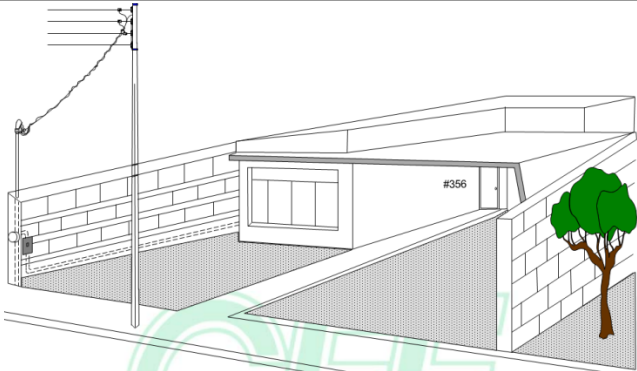
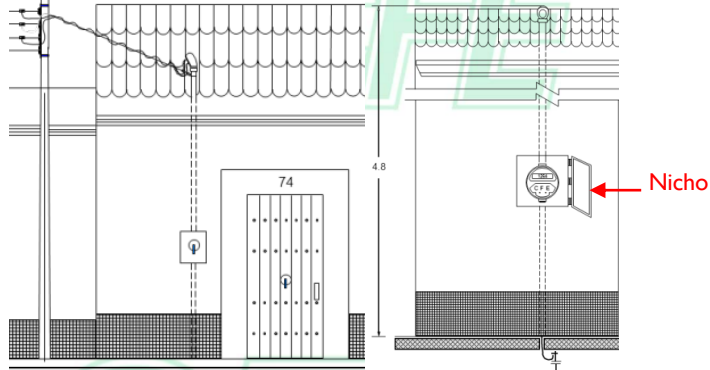
<p>Construcción al fondo de la propiedad</p>	 <p>El muro debe ser de concreto con una altura de 2.8 m y con base de 0.22 m como mínimo.</p>
<p>Con barda lateral</p>	
<p>Zonas de Arquitectura Colonial</p>	 <p>El nicho para el medidor debe ser de concreto de 0.30 X 0.30 X 0.30 m y su puerta será idéntico al material de la fachada.</p>

Tabla 4 Medición para acometidas bifásicas especificación CFE DCMBT200. Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).



Medición para acometidas bifásicas de 10 kW	
Acometida subterránea zona urbana	
<p>Tipo de servicio</p> <p>Medidor con 2 fases y 3 hilos</p>	Especificaciones del material y del equipo a cargo del usuario
	<p>Medidor y registro</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El medidor con una altura de 1.8 m desde el piso. <input type="checkbox"/> Medidor empotrado y visible al público. <input type="checkbox"/> El tubo es rígido de PVC 35 (1 1/4) y el codo de PVC 35 (1 1/4) que va del medidor al registro de acometida. <input type="checkbox"/> El cable de la acometida del registro es de aluminio XLP y su empalme es tipo zapata. <input type="checkbox"/> De la acometida (registro) a la preparación (registro de baja tensión) no debe pasar de 35 m.
	<p>Varilla para tierra física</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Puesta en tierra (Conector para varilla de tierra)
	<p>Interruptor</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético a una distancia no mayor a 5 m del medidor. <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético o cartucho fusible de 2 polos.
<p>Con barda frontal</p>	<p style="text-align: center;">#411</p> <p style="text-align: center;">1.8 m</p> <p style="text-align: center;">< 35 m</p> <p style="text-align: center;">Ducto red baja tensión Registro de acometida en baja tensión Ducto red baja tensión</p> <p style="text-align: center;">Interruptor termomagnético</p> <p style="text-align: center;">Ver detalle "A"</p> <p style="text-align: center;">Varilla de tierra</p> <p style="text-align: center;">Secundario de la red</p>
<p>Construcción al fondo de la propiedad</p>	<p style="text-align: center;">#450</p> <p style="text-align: center;">0.22</p> <p style="text-align: center;">2.0</p> <p style="text-align: center;">1.8</p> <p style="text-align: center;">Ducto, red de baja tensión</p> <p style="text-align: center;">Murete de concreto armado</p> <p style="text-align: center;">El muro debe ser de concreto con una altura de 2 m y con base de 0.22 m como mínimo.</p>

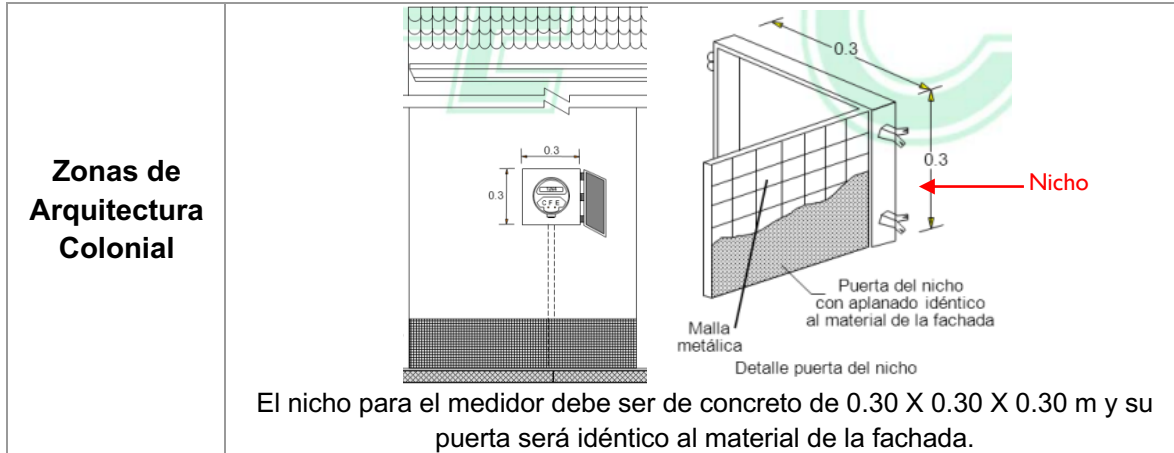


Tabla 5 Medición para acometidas bifásicas especificación CFE DCMBT200. Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).

Medición para acometidas trifásicas de hasta 25 kW		
Acometida aérea zona urbana		
<p>Tipo de servicio</p> <p>Medidor con 3 fases y 4 hilos</p>	<p>Especificaciones del material y del equipo a cargo del usuario</p>	
	<p>Medidor</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El medidor con una altura de 1.8 m desde el piso. <input type="checkbox"/> Medidor empotrado y visible al público.
	<p>Mufa:</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> La altura de la mufa para recibir la acometida es de 4.8 m. <input type="checkbox"/> Medida de 41 (1 1/2), el tubo conduit de fierro galvanizado de 41 (1 1/2) que va de la mufa al medidor. <input type="checkbox"/> Evitar que la acometida cruce otro terreno. <input type="checkbox"/> Del poste de red eléctrica no debe pasar de 35 m. <input type="checkbox"/> El cable de la acometida a la mufa es aluminio 3+1.
	<p>Varilla para tierra física</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Puesta en tierra (Conector para varilla de tierra).
<p>Interruptor</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético a una distancia no mayor a 5 m del medidor. <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético o cartucho fusible de 3 polos. 	



<p>Con barda frontal</p>	
<p>Construcción al fondo de la propiedad</p>	<p>El muro debe ser de concreto con una altura de 2.8 m y con base de 0.3 m como mínimo.</p>
<p>Zonas de Arquitectura Colonial</p>	<p>El nicho para el medidor debe ser de concreto de 0.5 X 0.4 X 0.35 m y su puerta será idéntico al material de la fachada.</p>

Tabla 6 Medición para acometidas trifásicas especificación CFE DCMBT300. Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).



Medición para acometidas trifásicas de hasta 35 kW	
Acometida subterránea zona urbana	
<p>Tipo de servicio</p> <p>Medidor con 3 fases y 4 hilos</p>	Especificaciones del material y del equipo a cargo del usuario
	<p style="text-align: center;">Medidor y registro</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El medidor con una altura de 1.8 m desde el piso. <input type="checkbox"/> Medidor empotrado y visible al público. <input type="checkbox"/> El tubo es rígido de PVC 41 (1 1/2) y el codo de PVC 41 (1 1/2) que va del medidor al registro de acometida. <input type="checkbox"/> El cable de la acometida del registro es de aluminio XLP y su empalme es tipo zapata. <input type="checkbox"/> De la acometida (registro) a la preparación (registro de baja tensión) no debe pasar de 35 m.
	<p style="text-align: center;">Varilla para tierra física</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Puesta en tierra (Conector para varilla de tierra)
	<p style="text-align: center;">Interruptor</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético a una distancia no mayor a 5 m del medidor. <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético o cartucho fusible de 3 polos.
<p>Con barda frontal</p>	
<p>Construcción al fondo de la propiedad</p>	<p style="text-align: center;">El muro debe ser de concreto y varilla con una altura de 2 m y con base de 0.3 m como mínimo.</p>

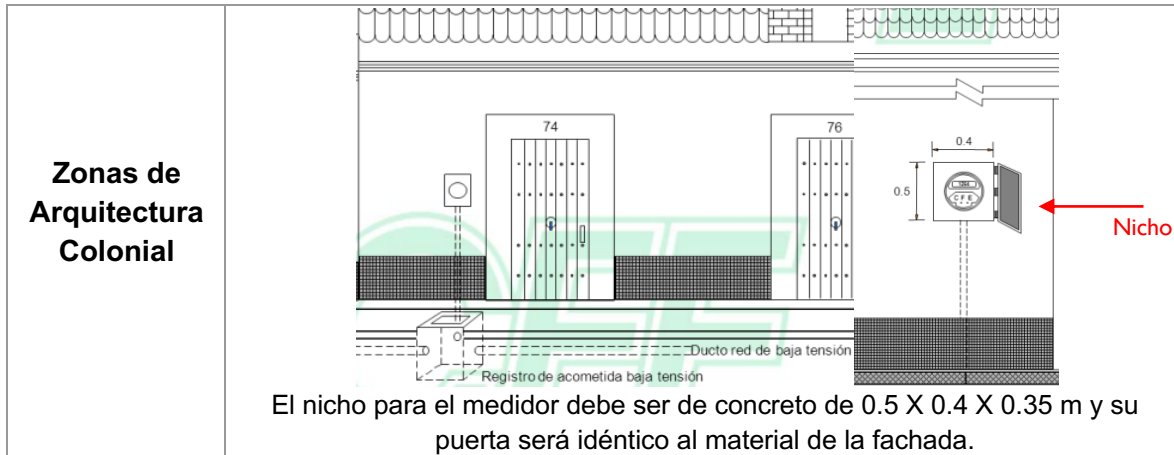


Tabla 7 Medición para acometidas trifásicas especificación CFE DCMBT300 Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).



Medición para acometidas trifásicas de 26 kW a 50 kW	
Acometida aérea zona urbana	
Tipo de servicio Medidor con 3 fases y 4 hilos	<p>Especificaciones del material y del equipo a cargo del usuario</p>
	<p>Medidor</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El medidor con una altura de 1.8 m desde el piso. <input type="checkbox"/> Medidor empotrado y visible al público.
	<p>Mufa:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> La altura de la mufa para recibir la acometida es de 4.8 m. <input type="checkbox"/> Medida de 63 (2 1/2), el tubo conduit de fierro galvanizado de 63 (2 1/2) que va de la mufa al medidor. <input type="checkbox"/> Evitar que la acometida cruce otro terreno. <input type="checkbox"/> Del poste de red eléctrica no debe pasar de 35 m. <input type="checkbox"/> El cable de la acometida a la mufa es aluminio 3+1.
	<p>Varilla para tierra física</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Puesta en tierra (Conector para varilla de tierra).
	<p>Interruptor</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético a una distancia no mayor a 5 m del medidor. <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético o cartucho fusible de 3 polos.
Con barda frontal	
Construcción al fondo de la propiedad	<p>El muro debe ser de concreto y varilla con una altura de 2.8 m y con base de 0.3 m como mínimo.</p>

Tabla 8 Medición para acometidas trifásicas especificación CFE DCMBT300 Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).



Medición para acometidas trifásicas de 26 kW a 50 kW	
Acometida subterránea zona urbana	
Tipo de servicio Medidor con 3 fases y 4 hilos	Especificaciones del material y del equipo a cargo del usuario
	Medidor y registro <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El medidor con una altura de 1.8 m desde el piso. <input type="checkbox"/> Medidor empotrado y visible al público. <input type="checkbox"/> El tubo es rígido de PVC 63 (2 1/2) y el codo de PVC 63 (2 1/2) que va del medidor al registro de acometida. <input type="checkbox"/> El cable de la acometida del registro es de aluminio XLP y su empalme es tipo zapata. <input type="checkbox"/> De la acometida (registro) a la preparación (registro de baja tensión) no debe pasar de 35 m.
	Varilla para tierra física <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Puesta en tierra (Conector para varilla de tierra)
	Interruptor <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético a una distancia no mayor a 5 m del medidor. <input type="checkbox"/> El interruptor termomagnético o cartucho fusible de 3 polos.
Con barda frontal	
Construcción al fondo de la propiedad	<p>El muro debe ser de concreto con una altura de 2 m y con base de 0.3 m como mínimo.</p>

Tabla 9 Medición para acometidas trifásicas especificación CFE DCMBT300. Aprobada por la dirección general de distribución y abastecimiento de energía eléctrica y recursos nucleares (2013).

2.4.2.6 TABLERO ELÉCTRICO

Un tablero eléctrico es uno de los componentes principales de una instalación eléctrica, protege cada circuito que lo componen a través de los fusibles o interruptores. Está compuesto de dos partes principales: el gabinete y los interruptores.

1. Gabinete: Es una caja o carcasa el cual está elaborado de metal o de algún material policarbonato, en la cual cuenta con un espacio determinado para dividir los interruptores termomagnéticos.

Los gabinetes se encuentran clasificados de acuerdo a su grado de protección (IP¹⁰), dicho grado de protección es de acuerdo a los estándares creados por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA¹¹).

Posteriormente, en la siguiente tabla se representan los grados de protección y descripción del nivel de protección ante ese tipo de sustancias (Tabla 10):

Grado de protección	Instalación	Descripción
NEMA 1	Interior	Protege contra la caída de suciedad.
NEMA 2	Interior	Protege contra la caída de suciedad y el goteo de agua.
NEMA 3	Exterior	Protege contra lluvia, aguanieve y polvo transportado por el viento; además protege contra daños formados por el hielo.
NEMA 3R	Exterior	Protege contra lluvia, aguanieve y formación de hielo exterior sobre el armario.
NEMA 3S	Interior o exterior	Protege contra lluvia, aguanieve y polvo transportado por el viento; además de los mecanismos externos formados por el hielo.
NEMA 4	Interior o exterior	Protege contra el polvo transportado por el viento, lluvia, salpicaduras y fluidos de agua y formación de hielo.
NEMA 4X	Interior o exterior,	Protege contra el polvo transportado por el viento, lluvia, salpicaduras y fluidos de agua, corrosión y daños ocasionados por la formación de hielo.
NEMA 5	Interior	Protege contra la caída de suciedad, acumulación de polvo y goteo de líquidos no corrosivos.
NEMA 6	Interior o exterior	Protege contra caída de suciedad, chorro de agua, entrada de agua parcial (profundidad determinada) y daños provocados por la formación de hielo.

¹⁰ Ingress Protection (IP), sirve para indicar el nivel de protección en los equipos eléctricos y electrónicos y su resistencia a agentes externos como polvo, agua u otras partículas.

¹¹ National Electrical Manufacturers Association (NEMA) brindan los estándares más comunes en las especificaciones de equipos eléctricos y electrónicos.



NEMA 6P	Interior o exterior	Protección contra proyecciones de agua y entrada de agua (profundidad determinada) y protección contra daños provocados por la formación de hielo.
NEMA 12	Interior	Protección contra caída de suciedad, acumulación del polvo y contra el goteo de líquidos no corrosivos.
NEMA 13	Interior	Protección contra polvo, caída de suciedad, salpicaduras de agua y aceite, así como medios refrigerantes no corrosivos.

Tabla 10 Grados de protección ante sustancias.

2. Interruptor: Es un dispositivo eléctrico que permite el paso y corte de la corriente eléctrica en un circuito eléctrico; por ejemplo, el encendido y apagado de una luz. Es un elemento básico en cualquier vivienda, oficina o negocio, además también funciona como medio de protección al sistema si se produce una sobrecarga o un cortocircuito (Figura 26). Y de acuerdo con las especificaciones de CFE, se debe contar con una de fusibles compuesta con un interruptor termomagnético o cartuchos de fusibles.



Figura 26 Del lado izquierdo está el Tablero de Distribución y del lado derecho esta la caja de fusibles

El tablero de distribución en una instalación eléctrica, es la parte principal de seguridad en una vivienda o negocio. Este tipo de gabinete está diseñado para organizar el sistema eléctrico; contiene dispositivos de conexión, maniobra, comando, medición y protección contra subidas de tensiones, además sirve como protección a los equipos (aparatos electrónicos). El tablero principal de distribución está conectado a la línea eléctrica principal y de este se derivan los circuitos. El tablero secundario de distribución es alimentado por el principal y de ello se distribuye cada zona en un circuito.



La ubicación del tablero debe ser en un lugar preferiblemente seco, ventilado y fácil accesibilidad y maniobra.

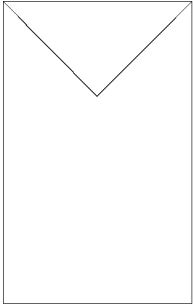
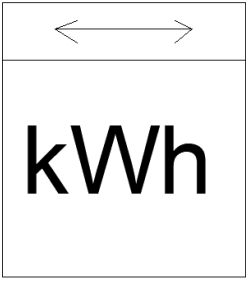
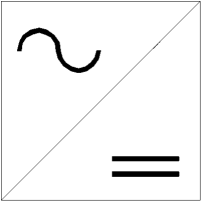

2.5 DIAGRAMA UNIFILAR

Un diagrama unifilar es un plano eléctrico de un proyecto a instalar, sirve como guía para identificar los componentes que lo integran y las dimensiones. Se representa en modo de gráfico, en el cual se indican las diferentes conexiones que lleva cada elemento.

Los elementos principales que debe tener un diagrama unifilar:

- Ubicación del lugar (dirección)
- Diagrama eléctrico
- Lista de materiales (número y marca)
- Fichas técnicas de los materiales
- Acotaciones (medidas, nombre de quien lo elabora y aprueba)
- Notas (requerimientos especiales en el diseño).

La simbología esencial para elaborar un Diagrama Unifilar (DU) es la que se muestra en la siguiente tabla (Tabla 11):

Símbolo	Descripción	Símbolo	Descripción
	Módulo		Medidor bidireccional
	Inversor		Interruptor



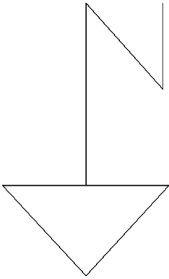
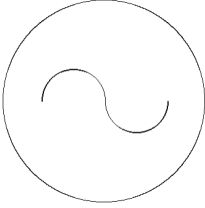
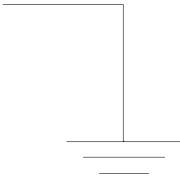

	Acometida		Red eléctrica
	Tierra (GND)		Cargas locales

Tabla 11 Simbología básica para elaborar un Diagrama Unifilar



A continuación, diseñe un ejemplo de un diagrama unifilar en la cual la capacidad requerida del sistema es de 5340 W y, por lo tanto, elegí módulos de la marca Risen de 445 Watts; como resultado, quedo el sistema con un total de 12 módulos Risen 445 W, y fueron conectados a 3 microinversores Hoymiles 1500 (Figura 27).

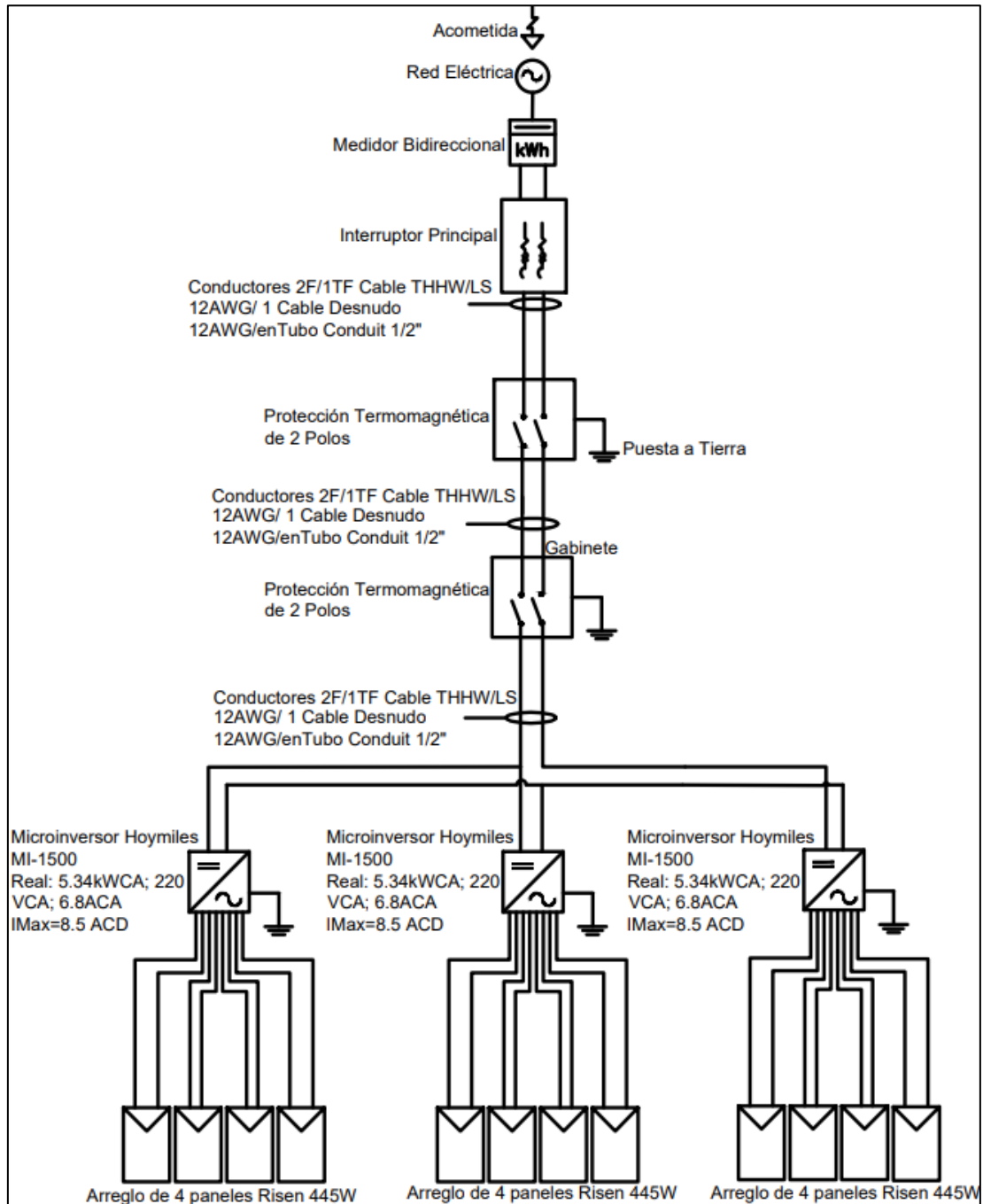


Figura 27 Diagrama Unifilar



2.6 DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED

Un correcto dimensionamiento de un sistema fotovoltaico ayuda a prevenir accidentes futuros; es importante tomar en cuenta los requerimientos de la NOM-001 y normativas de CFE para evitar fallas eléctricas. Un dimensionamiento de un sistema interconectado a la red consiste en elegir, calcular los equipos que se van a utilizar para el proyecto.

A continuación, se muestran los pasos básicos que realice, para dimensionar un sistema fotovoltaico.

1. Consumo diario

1.1 Consumo Anual: Primero se debe hacer un promedio de su consumo al año, para ello se requiere el recibo del consumo eléctrico de CFE y de la siguiente fórmula (Imagen 28).

$$\text{Consumo Anual} = \text{Bimestre 1} + \text{Bimestre 2} + \text{Bimestre 3} + \text{Bimestre 4} + \text{Bimestre 5} + \text{Bimestre 6} = [\text{kWh}]$$

Ecuación 1 Consumo anual

- Ubicar en el recibo, el consumo bimestral; para ello tomé de referencia 6 datos para calcular el consumo anual.

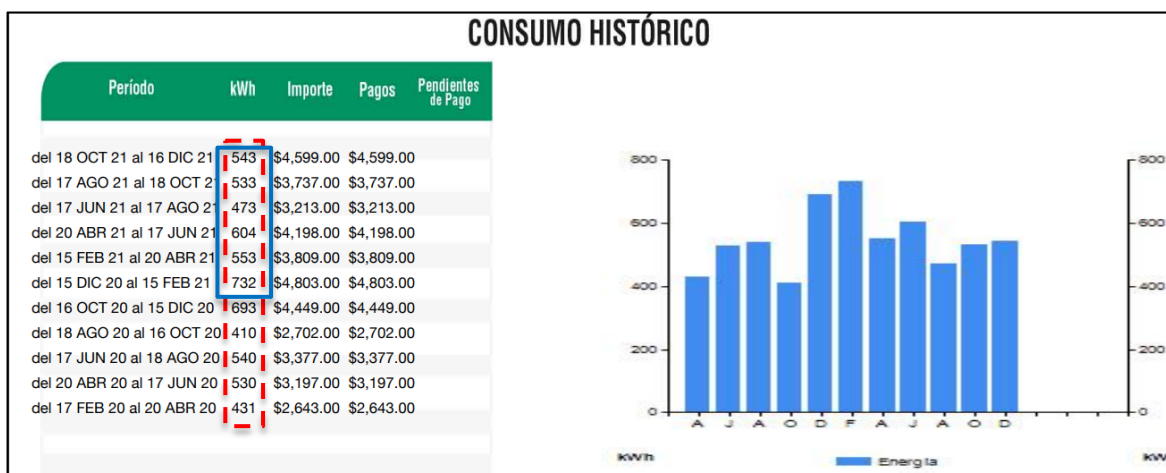


Figura 28 Recibo de CFE.



1.2 Calcular el promedio del consumo bimestral: Una vez obtenido el valor del consumo anual, realice un promedio del consumo bimestral utilizando la siguiente formula:

$$\text{Consumo de promedio bimestral} = \frac{\text{Consumo Anual}}{6 \text{ bimestres}} = [kWh]$$

Ecuación 2 Consumo promedio bimestral

1.3 Calcular el consumo diario: Para obtener el consumo de 1 día, se divide entre 60 al promedio del consumo bimestral, recordando que el consumo que se calculó es de 2 meses.

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Consumo de promedio bimestral}}{60 \text{ días}} = [kWh]$$

Ecuación 3 Consumo diario

2. Módulos fotovoltaicos

2.1. Calcular la Potencia Fotovoltaica: Para utilizar la siguiente fórmula utilicé el dato del consumo diario y las Horas Solares Pico del lugar porque este dato nos va a indicar la cantidad de radiación que recibe el lugar por m². El valor obtenido está en kilo Watts. Por lo cual lo multiplique por 1000 para que este dato este solamente en Watts.

$$\text{Potencia Fotovoltaica} = \frac{\text{Consumo diario (kWh)}}{\text{Horas Solares Pico (h)}} = [kW]$$

Ecuación 4 Potencia fotovoltaica

El valor de las Horas Solares Pico, se puede obtener el dato de la página de la NASA (POWER Data Access Viewer) o cualquier tipo de Software que lo proporcione.

2.2. Para obtener la cantidad de módulos fotovoltaicos primero realice un cálculo teórico de cantidad a ocupar, en lo cual ocupe datos de la capacidad del módulo.

$$\text{No. módulos} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Capacidad del modulo}}$$

Ecuación 5 No. módulos



A continuación, diseñe una tabla en la cual se muestra los módulos más ocupados en el mercado de menor a mayor potencia y con buena certificación de calidad en el mercado (Tabla 11).

Marca del modulo	Capacidad del módulo (W)
TRINA SOLAR 245	245
JINKO SOLAR 255	255
CANADIAN SOLAR 320	320
SUNPOWER 345	345
RISEN 380W	380
RISEN 445W	445

Tabla 12 Marcas de módulos más eficientes en el mercado

3. Microinversores

3.1 Número de microinversores: Para calcular el número de microinversores se debe sobredimensionar el microinversor porque se debe tomar en cuenta las pérdidas y factores de corrección (coeficientes de temperatura del módulo, nubosidad, eficiencia del inversor, condiciones atmosféricas) que equivalen al 20 – 30%. Finalmente, la fórmula del número de módulos quedará de la siguiente manera:

$$\text{Número de modulo} = \text{No. módulos (calculados anteriormente)} \times 25 \% \\ (\text{Factores de corrección y perdidas})$$

Ecuación 6 Número de módulos

- Si el resultado tiene decimales (a partir de 0.10) se redondea al entero próximo.

Otros datos importantes que tome en cuenta son los siguientes:

1. Capacidad de conexión (es decir, cuántos módulos se le pueden conectar al microinversor), este dato se encuentra presente en la ficha técnica del microinversor.
2. Potencia máxima del módulo FV (para cuanta potencia máxima del módulo, está diseñado el microinversor).

En seguida realice una tabla, en la cual ocupe los datos técnicos de los microinversores de la marca Hoymiles, donde se indican las características de la



capacidad máxima de conexión de módulos de acuerdo a la capacidad del módulo (Tabla 13):

Microinversor Hoymiles (127 – 220 v)	Capacidad de conexión	Potencia máxima del módulo FV
Micro inversor Hoymiles M1 – 1500	4 módulos	300 – 470 W
Micro inversor Hoymiles M1 – 1200	4 módulos	240 – 380 W
Micro inversor Hoymiles M1 – 700	2 módulos	200 – 450 W
Micro inversor Hoymiles M1 – 600	2 módulos	200 – 380 W

Tabla 13 Capacidad de conexión y potencia máxima del módulo permitida para conectar al microinversor

3.2. Número de Microinversores: Para calcular el número de microinversores a ocupar se realiza la siguiente operación:

$$\text{No. Micro inversores} = \frac{\text{No. Módulos FV}}{4 (\text{Capacidad de conexión})}$$

Ecuación 7 No. Microinversores

Si se tiene un número entero, con un decimal se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Número decimal \leq a 0.5: Si el resultado tiene número decimal menor o igual a 0.5, se tomará como el equivalente a un Hoymiles 600 o un Hoymiles de 700. A continuación, se muestra el siguiente ejemplo:

$$\text{No. Micro inversores} = \frac{13}{4} = 3.25 \therefore \text{es 3 Hoymiles 1200 y 1 Hoymiles 600}$$

Ecuación 8 Ejemplo de número de microinversores (con número decimal menor o igual a 0.5)

$$\text{No. Micro inversores} = \frac{26}{4} = 6.5 \therefore \text{es 6 Hoymiles 1200 y 1 Hoymiles 600}$$

Ecuación 9 Ejemplo de número de microinversores

- Número decimal \geq a 0.75: Si el resultado tiene número decimal mayor o igual a 0.75, se tomará como el equivalente a un Hoymiles 1200 o un Hoymiles 1500. A continuación, se muestra el siguiente ejemplo:

$$\text{No. Micro inversores} = \frac{35}{4} \therefore 8.75 \text{ son 9 Hoymiles 1200 o 9 Hoymiles de 1500}$$

Ecuación 10 Ejemplo de número de microinversores



Al momento de elegir que microinversor se va a utilizar se debe verificar que la potencia del módulo sea la adecuada.

Ejemplo: Una casa requiere de energía eléctrica 1520 W y se cuentan con módulos Risen de 380 W, ¿Cuántos módulos se necesitan para la capacidad contratada? Y ¿Cuántos microinversores Hoymiles requiere? A continuación, se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{No. Módulos FV} = \frac{1520 \text{ W}}{\text{Risen } 380 \text{ W}} = 4 \text{ paneles Risen } 380 \text{ W}$$

Ecuación 11 No. Módulos FV

$$\text{No. Microinversores} = \frac{4}{4} = 1 \text{ Hoymiles } 1200$$

Ecuación 12 No. Microinversores

En este ejemplo debido a que el módulo que se va a ocupar es de 380 W se ocupa el microinversor Hoymiles 1200; si fuera un módulo Sunpower 435 W, se utilizaría un Hoymiles 1500 debido a que el módulo a ocupar es de mayor potencia.

4. Protección:

Un interruptor funciona como medio de protección al sistema en situaciones de sobrecarga o un cortocircuito.

Para elegir los elementos que van a componer a nuestro tablero del sistema fotovoltaico realice las siguientes consideraciones. El tipo de gabinete que voy a utilizar es el Q02 y Q06 con un nivel de protección 3R, además de tomar en cuenta el número de espacios para interruptores de los gabinetes.

4.1 Interruptor principal: Para obtener la capacidad del interruptor principal se debe tomar en cuenta que en los microinversores Hoymiles solo se pueden hacer un cierto número de cadenas por protección, como se muestra en la siguiente tabla. (Tabla 14).

Micro inversor Hoymiles (127 – 220v)	Número de cadenas
Micro inversor Hoymiles M1 – 1500	3
Micro inversor Hoymiles M1 – 1200	4
Micro inversor Hoymiles M1 – 700	4
Micro inversor Hoymiles M1 – 600	4

Tabla 14 Número de cadenas por tipo de microinversor Hoymiles



Para definir el número de cadenas, se va a dividir el número de microinversores entre el número de cadenas. Es decir, en una cadena, entran 4 o 3 micro inversores, esto va depender de que micro inversor se haya elegido:

$$No. Cadenas = \frac{No. Micro inversores}{4 \text{ (número de cadenas)}}$$

Ecuación 13 No. Cadenas

Para calcular la cantidad de corriente que pasa por la cadena del interruptor principal, considere la cantidad de corriente que es permitida por cadena (Tabla 15).

Micro inversor Hoymiles	Corriente
Micro inversor Hoymiles M1 – 1500	6.82 A
Micro inversor Hoymiles M1 – 1200	5.45 A
Micro inversor Hoymiles M1 – 700	3.28 A
Micro inversor Hoymiles M1 – 600	2.72 A

Tabla 15 Corriente permitida en la cadena dependiendo a la potencia del inversor

Por lo tanto, el número de cadena debe ser igual a la suma de los módulos que tiene el sistema.

$$I_{Cadena\ 1\dots n} = I_{microinversor} \times \text{Número de cadena} \times 1.25[A]$$

Ecuación 14 Corriente permitida por cadena

Al valor obtenido a partir del número de inversores por la corriente, se debe multiplicar por 1.25 (factor por norma). Dicho factor de norma se usa para seleccionar el conductor debido a que el conductor no debe sobrepasar de un amperaje mayor a 80% que soporta el conductor.

Para elegir la protección adecuada se deben tome en cuenta las siguientes consideraciones:

- Solo se pueden hacer cadenas de 4 micro inversores Hoymiles, ya sean 1200, 600 o ambos.
- Solo se pueden hacer cadenas de 3 micro inversores Hoymiles 1500.
- La protección máxima que se puede asignar por cadena es de 30 A.
- Se asigna una protección por cadena.

Y para calcular la capacidad del interruptor principal, esta debe ser igual a la corriente de cada cadena.

$$I_{\text{interruptor principal}} = \text{Corriente de cada cadena [A]}$$

Ecuación 15 Corriente permitida para el interruptor principal

A continuación, realice la siguiente tabla que indica la corriente permitida en cada pastilla del interruptor de acuerdo al número de microinversores Hoymiles que pueden ser conectados (corriente permitida “A”), (Tabla 15):

No. de inversores	Inversor	Corriente por cadena	Corriente por cadena x 1.25	Interruptor
1	1-1500	6.82	8.52	10
1	1-1200	5.45	6.81	10
2	1-1200 y 1-600	8.17	10.21	10
2	1-1500 y 1-700	10.1	12.62	15
2	2-1200	10.9	13.62	15
2	2-1500	13.64	17.05	20
3	2-1200 y 1-600	13.62	17.02	20
3	3-1200	16.35	20.43	20
3	3-1500	20.46	25.57	30
4	2-1500 y 1-700	16.92	21.15	30
4	3-1200 y 1-600	19.07	23.83	30
4	4-1200	21.8	27.25	30
4	3-1500 y 1-700	23.74	29.67	30

Tabla 15 Se indica el número de microinversores Hoymiles que pueden ir conectados de acuerdo a la capacidad del interruptor.

4.2. Interruptor secundario: Para obtener la capacidad del Interruptor secundario, se deben sumar las corrientes de todos los micro inversores y multiplicar por 1.25 (factor de norma).

$$I_{\text{sistema}} = I_{\text{inversor 1}} + I_{\text{inversor 2}} + I_{\text{inversor 3}} + \dots + I_{\text{inversor n}}$$

Ecuación 16 Corriente total del sistema

$$I_{\text{interruptor secundario}} = 1.25 \times I_{\text{sistema}} [A]$$

Ecuación 17 Corriente total en el interruptor secundario

Esta protección será la general de todo el sistema, y su asignación se muestra en la siguiente tabla (Tabla 16):



Interruptor termomagnético	Rango Ampacidad [A]
10	De 5 a 10
15	De 11 a 15
20	De 16 a 20
30	De 21 a 30
40	De 31 a 40
50	De 41 a 50
60	De 51 a 60

Tabla 16 Rango de amperaje de acuerdo al interruptor

4.3. Centro de carga (gabinete): Un centro de carga es un gabinete que es ocupado posteriormente como un tablero eléctrico de un sistema en específico. Un gabinete está elaborado de metal o de algún material policarbonato, en la cual cuenta con un espacio determinado para dividir los interruptores termomagnéticos de forma segura de una instalación eléctrica ya sea un hogar, oficina, comercio (para protección y desconexión de cargas eléctricas). El tipo de centro de carga a utilizar, va a depender del lugar de la instalación debido a que es expuesto a cierto tipo de temperaturas y sustancias, por ese motivo se debe elegir el gabinete del material correcto que cumpla con las normas NEMA.

Para las protecciones principales (primaria y la secundaria) asignaré el gabinete 3R (nivel de protección) dependiendo al número de protecciones asignadas y el número de espacios; como se indica en la siguiente tabla (Tabla 17):

Corriente de interruptor a asignar	Número Gabinete	Número de espacios para interruptores
100 A	Gabinete Q02	2
60 A	Gabinete Q06	6

Tabla 17 Indica el espacio del tipo de gabinete, así como el tipo de interruptor a elegir

- 1 interruptor: gabinete Q02
- 2 interruptores: gabinete Q06
- 3 interruptores: gabinete Q06

Para asignar un gabinete Q02 debe ser solo 1 interruptor, para un gabinete Q06 se le pueden asignar de 2-4 interruptores.

Para la protección secundaria usualmente siempre se asigna 1 gabinete Q02.

2. Componentes de un microinversor

Finalmente, el cálculo de los componentes de un microinversor tome en cuenta los siguientes componentes:



2.1. Conectores Hembra:

$$\text{Conectores Hembra} = \text{No. Micro inversores}$$

Ecuación 18 Número de conectores hembra

2.2. Conectores Macho:

$$\text{Conectores Macho} = \text{No. conectores Hembra} - \text{No. Terminal troncal}$$

Ecuación 19 Número de conectores macho

2.3. El terminal para cable troncal:

$$\text{No. Terminal troncal} = \text{No. Cadenas}$$

Ecuación 20 Calibre o número del terminal troncal

2.4. Cable Beldem:

$$\text{Cable Beldem} = \text{No. Micro inversores} \times 3 [m]$$

Ecuación 21 Metros de cable Beldem

2.5. Trayectoria DC: La trayectoria de DC o CD (Corriente Directa), comprende desde la conexión de los bornes mismos del módulo hasta los bornes de conexión del inversor o microinversor, esto es mediante el uso de cable solar y el uso específico de conectores MC4.

2.6. Cable solar:

$$\text{Cable solar} = \text{No. Modulos FV} \times 2 [m]$$

Ecuación 22 Metros de cable solar

2.7. Conectores MC4:

$$\text{Conector } MC4_{\text{Hembra}} = \text{No. Modulos FV} \times 2 [Pza]$$

Ecuación 23 Número de piezas de conectores MC4_{Hembra}

$$\text{Conector } MC4_{\text{Macho}} = \text{No. Modulos FV} \times 2 [Pza]$$

Ecuación 24 Número de piezas de conectores MC4_{Macho}



5.5.1. Trayectoria AC: Esta trayectoria abarca la salida de Corriente Alterna del inversor hasta el punto de interconexión, y en este trayecto se integran dos protecciones una al inicio y una al final.

6. Cable y tubería

6.1. Conductor THHW – LS: Para la instalación del sistema ocupe un conductor con un tipo de aislamiento termoplástico THHW a 75 °C de cobre. Para ello se debe determinar el calibre del cable con la siguiente fórmula, dicho valor obtiene de la siguiente tabla (Tabla 18).

$$I_{Conductor} = 1.25 \times I_{sistema} [A]$$

Ecuación 25 Intensidad del conductor



Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
		COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.824	18 ^{''}	—	—	14	—	—	—
1.31	16 ^{''}	—	—	18	—	—	—
2.08	14 ^{''}	15	20	25	—	—	—
3.31	12 ^{''}	20	25	30	—	—	—
5.26	10 ^{''}	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

Tabla 18. Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C* (NOM-001-SEDE-2012)

Después de ello se calcula la cantidad de conductor a usar:

$$\text{Longitud conductor} = \text{No. fases} \times 35 \text{ [m]}$$

Ecuación 26 Longitud del conductor THHW



El número de fases para trayectoria de AC se toma bifásica para todas las instalaciones, por lo tanto, el No. fases es igual a 2.

$$\therefore \text{Longitud conductor} = 2 \times 35 \text{ [m]}$$

Ecuación 27 Longitud del conductor para la trayectoria AC

Cable desnudo para aterrizaje: Sirve como modo de protección empleado para aterrizar la instalación a tierra que a su vez funciona para prevenir sobredescargas al sistema. Para determinar el calibre del cable desnudo a utilizar, emplee la siguiente formula y la siguiente tabla de la NOM-001 (Tabla 19).

$$I_{\text{Conductor desnudo}} = 1.25 \times I_{\text{sistema}} \text{ [A]}$$

Ecuación 28 Intensidad de conductor desnudo

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	—	—
20	3.31	12	—	—
60	5.26	10	—	—
100	8.37	8	—	—
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Tabla 19 Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos (NOM-001-SEDE-2012).

Y para la determinar la cantidad del conductor (cable desnudo para aterrizaje) lo calculé mediante la siguiente formula:



$$\text{Longitud conductor desnudo} = \text{No. Modulos FV} + (35 \times \text{trayectoria}) [m]$$

Ecuación 29 Metros de conductor desnudo

Y la trayectoria de AC se tomará como valor igual a 1.

7. Tubería

7.1. Para seleccionar la dimensión de la tubería, tome en cuenta 2 cosas:

1. Número de conductores que irán dentro de la tubería: en las trayectorias de todos los sistemas son solo 3 conductores por tubería.
2. Calibre del conductor.

Con la siguiente tabla se puede seleccionar la tubería adecuada para la instalación (Tabla 20):

NUMEROS PERMISIBLES DE CONDUCTORES POR TUBERIA								
AWG MCM	1	2	3	4	5	6	7	8
18	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	3/4"	3/4"
16	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	3/4"	3/4"
14	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	3/4"	3/4"	1 1/4"	1 1/4"
12	1/2"	1/2"	1/2"	3/4"	3/4"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/4"
10	1/2"	3/4"	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"
8	1/2"	3/4"	3/4"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"
6	1/2"	1 1/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	2"
4	1/2"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/2"	1 1/2"	2"	1 1/2"	2"
3	3/4"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/2"	2"	2"	2"	2 1/2"
2	3/4"	1 1/4"	1 1/4"	2"	2"	2"	2 1/2"	2 1/2"
1	3/4"	1 1/2"	2"	2"	2 1/2"	2 1/2"	3"	3"
0	1"	1 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	3"	3"	3"	3 1/2"
0	1"	2"	2 1/2"	2 1/2"	3"	3"	3"	3 1/2"
0	1"	2"	2"	2 1/2"	3"	3"	3"	3 1/2"
0	1 1/4"	2"	2 1/2"	3"	3"	3 1/2"	4"	4

Tabla 20 Número permisibles de conductores por tubería (Conductores para Construcción y Conductores Flexibles, 2011)

Por lo tanto, la dimensión de la tubería se determina comparando el calibre del conductor de cobre y el cable desnudo de aterrizaje. El número de calibre para tomar en cuenta es; el número menor debido a que en los calibres para cable el número menor es más grande de diámetro que el mayor.

Ejemplo: 8 AWG > 10 AWG.



2.7 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED

Un proyecto fotovoltaico consta de diferentes etapas, por ello tome en cuenta el levantamiento técnico, que es la primera etapa para diseñar y dimensionar el sistema fotovoltaico con el fin de evitar problemas futuros. Un levantamiento técnico consiste en evaluar el sitio (viabilidad del proyecto) para determinar puntos clave como espacios, para emplear mejores herramientas, materiales y técnicas de trabajo para evitar problemas futuros.

Puntos que se deben considerar en un levantamiento técnico:

1. Área para la instalación: Se debe medir el espacio en metros para saber con qué espacio se cuenta, además de visualizar en qué estado se encuentra; para poder elegir qué tipo de estructura queja mejor al sistema y tipos de accesorios a emplear.
2. Objetos u obstáculos en el techo: En este punto se recomienda realizar un croquis donde se indique la orientación del lugar (sur o norte), distancia y altura que se encuentra el objeto (tanques de gas, calentadores de agua, rotoplas, antenas, sistemas de ventilación, tanques de gas y tuberías) con el fin de saber qué sombras podrían generar afectaciones de producción de energía.
3. Puntos de interconexión: Revisar en qué condiciones físicas se encuentra los puntos de conexión eléctrica, por ejemplo: la base de medición, número de fases del medidor (en cuestión de ser medidor monofásico se debe realizar un cambio o considerar un posible aumento de cargas, esto se aplica en instalaciones requieran más de 16 módulos), tipo de acometida y revisar si el sistema está puesto a tierra.
4. Trayectoria eléctrica: Ir evaluando como sería la posible trayectoria del sistema (por donde pasaría la tubería o canaleta de los conductores).
5. Seguridad: Consiste en identificar los factores de riesgo, es decir, los puntos de peligros que pueden ser: (tanques de gas, calentadores de agua y tuberías de gas (se debe considerar un metro de distancia como seguridad en diseño del sistema). También se considera si el trabajo es en un edificio alto y el acceso a la instalación.



6. Evidencia fotográfica y videos: Hoy en día resulta de manera conveniente el uso de la tecnología, por lo cual se recomienda tomar fotos y videos de la instalación, con el fin de ocuparlos en el diseño y dimensionamiento del sistema y no pasar por alto algún punto importante.

2.7 PRINCIPALES CAUSAS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED.

- Pérdidas por orientación e inclinación: Como anteriormente mencionado, la irradiación es el dato que se ocupa como referencia para dimensionar un sistema fotovoltaico, y la inclinación es determinada mediante el ángulo que se obtiene de la altitud; por lo tanto, si un módulo no tiene la correcta radiación e inclinación se obtienen perdidas en la producción anual.
- Pérdidas por tipo de módulo: Para poder analizar las pérdidas que presenta cada marca de un módulo, se debe de analizar cada marca, ya que a pesar de conocer los datos técnicos del módulo se requiere comprobar su generación. Cabe mencionar que otro aspecto que influye es del material que se va a ocupar.
- Pérdidas por cableado: Además de no elegir el correcto calibre y calidad del cable de la instalación fotovoltaica, esto puede ocasionar que no se tenga un flujo correcto de energía eléctrica a lo largo del sistema. Otro punto a considerar es el deterioro del aislante del cable, ya que esto significa una fuga de corriente, es decir, que la energía se salga del circuito.
- Pérdidas en estructura coplanar por temperatura: Las perdidas obtenidas por este tipo de estructura es debido a que el módulo se encuentra fijado cerca del techo, lo cual ocasiona que el módulo se sobrecargue y se caliente, generando así los hot spot “los puntos calientes”. Los hot spot afectan a una celda solar al consumir energía en lugar de generarla y esto se debe a que el área se encuentra a una alta temperatura y como consecuencia se puede provocar un cortocircuito y desgaste del material. La solución para este tipo de problema es inclinarlos para que estén alejados de la cubierta., pueden quitar temperatura al estar alejados de la cubierta.
- Perdidas por sombras: El principal problema de una mala producción en un sistema fotovoltaico es la presencia de sombras generadas por objetos,



principalmente de árboles, rotoplas, antenas, paredes, entre otros. Un sistema que presenta sombras provoca que cada módulo recolecte energía de forma desigual, lo que conlleva a presentar daños en los componentes.

- Perdidas por polvo o suciedad: En un mantenimiento también se considera la limpieza con la que se cuenta en un dispositivo, eventualmente los módulos presentan suciedad (polvo) que reciben de la parte superior del mismo y esto ocasiona que no exista una correcta captación de irradiación. Las pérdidas ocasionadas por el polvo pueden llegar hasta del 45%.

2.8 IMPORTANCIA DE LA NORMA DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS NOM-001-SEDE-2012

La NOM-001-SEDE-2012 es el código eléctrico mexicano de carácter obligatorio que establece las características mínimas que debe reunir una instalación eléctrica. Son de carácter voluntario y tiene repercusiones legales y es actualizada cada 5 años. Tiene como objetivo establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que se deben cumplir y que van de acuerdo al tipo de instalación, cuyo fin es ofrecer las condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades; asegurando protección contra: descargas eléctricas, efectos térmicos, sobrecorrientes, corrientes de falla y sobretensiones que lleguen a presentar la propiedad.

Además de que las disposiciones establecidas, no se debe de considerar como: guía de diseño de instalaciones o manual de instrucciones. Se considera que la persona a usar como referencia los lineamientos debe estar capacitada y contar con la experiencia suficiente en el manejo de las instalaciones eléctricas.

La NOM-001 se encuentra dividida en 10 capítulos, la cual abarca los siguientes temas (Tabla 21):

Capítulo 1,2,3 y 4	Aplicación general: características, diseño, selección de equipo eléctrico, requisitos de las instalaciones, acometidas, eléctricas.
Capítulo 5,6 y 7	Ambientes especiales, equipos especiales u otras condiciones especiales: áreas peligrosas (gasolineras, ferias, teatros).
Capítulo 8	Se trata de las instalaciones para los sistemas de comunicación y es independientemente de los demás: circuitos de comunicaciones, equipos de radio, antenas de televisión.
Capítulo 9	Incluye disposiciones para instalaciones destinadas al servicio público; líneas áreas, subterráneas y subestaciones
Capítulo 10	Consiste de Tablas de datos de conductores y de sus aislamientos: Tablas de medidas del tubo conduit y conductores.

Tabla 21 Descripción de capítulos de la NOM-001-SEDE-2012 (NOM-001-SEDE-2012)

En el capítulo 6 “Equipos Especiales”, encontramos el artículo 690 que trata sobre los “sistemas solares fotovoltaicos” de la (NOM-001-SEDE, 2012). En el artículo 690 se encuentran las disposiciones generales que se aplican en los sistemas eléctricos de energía solar fotovoltaica (FV), en el cual se incluyen los arreglos de circuitos, inversores, puesta en tierra de sistemas.

De acuerdo con la NOM-001, un módulo es una Unidad completa protegida ambientalmente, que consta de celdas solares, óptica y otros componentes, sin incluir los sistemas de orientación, diseñada para generar energía de corriente continua cuando es expuesta a la luz solar.

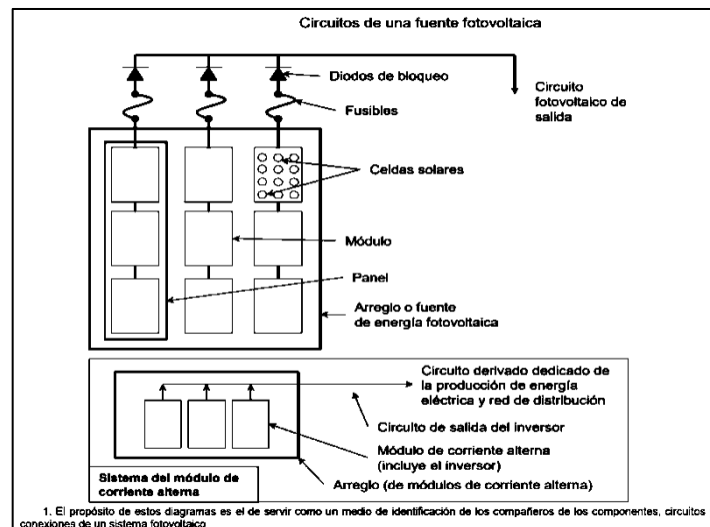


Diagrama 1 El propósito de estos diagramas es el de servir como un medio de identificación de los compañeros de los componentes, circuitos y conexiones de un sistema fotovoltaico (NOM-001-SEDE-2012)



Y un panel es el conjunto de módulos unidos mecánicamente, alambrados y diseñados para formar una unidad para instalarse en campo, como se muestra en el siguiente diagrama. (Diagrama 1)

2.9 ¿QUÉ ES LA UVIE?

Es aquella persona física o moral acreditada y aprobada que verifica que una instalación eléctrica cumpla con las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) vigentes. Las unidades que se encargan verificar deben estar acreditadas ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) y aprobadas por la Secretaría de Energía (SENER).

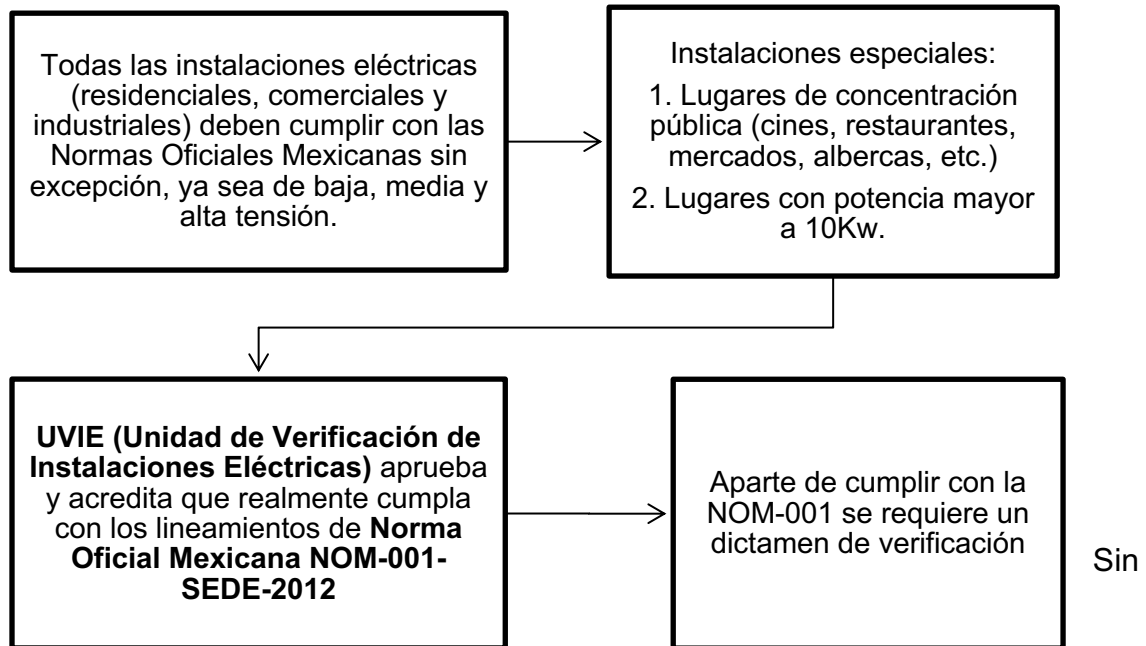
Este Dictamen de Verificación, es aplicada en tarifas de media tensión a partir de 10kW y en lugares de concentración pública, independientemente de la carga instalada.

Lugares de concentración pública: Son aquellos destinados a actividades de esparcimiento, deportivas, educativas, de trabajo, comerciales, de salud, además de cualquier otra área abierta en donde se reúna público. Algunos ejemplos de concentración pública de acuerdo a la NOM son los siguientes:

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Albercas públicas y balnearios | <input type="checkbox"/> Centros deportivos |
| <input type="checkbox"/> Albergues y orfanatos | <input type="checkbox"/> Cines |
| <input type="checkbox"/> Asilos | <input type="checkbox"/> Escuelas |
| <input type="checkbox"/> Auditorios y salas de conciertos | <input type="checkbox"/> Estadios |
| <input type="checkbox"/> Baños públicos | <input type="checkbox"/> Gimnasios |
| <input type="checkbox"/> Bares y cantinas | <input type="checkbox"/> Guarderías y estancias infantiles |
| <input type="checkbox"/> Bibliotecas públicas | <input type="checkbox"/> Hospitales, clínicas |
| <input type="checkbox"/> Cajas de ahorro y casas de empeño | <input type="checkbox"/> Hoteles y moteles |
| <input type="checkbox"/> Cárceles y reclusorios | <input type="checkbox"/> Lavado y engrasado de vehículos automotores |
| <input type="checkbox"/> Carpas y circos | <input type="checkbox"/> Museos |
| <input type="checkbox"/> Centros y plazas comerciales en sus áreas comunes | <input type="checkbox"/> Restaurantes |
| <input type="checkbox"/> Centros de atención a clientes y centros de atención telefónica | <input type="checkbox"/> Tortillerías |
| <input type="checkbox"/> Centros de convenciones y de conferencias | <input type="checkbox"/> Salas de juegos |
| | <input type="checkbox"/> Talleres |



En el siguiente mapa conceptual se explica donde se aplica una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas. (Esquema 2)



Esquema 2 Proceso donde se aplica una UVIE

acreditaciones ante la SENER (Secretaría de Energía) y la EMA (Entidad Mexicana de Acreditación), CFE no va a administrar energía eléctrica debido a que no cumple con las normas de seguridad.

2.9.1 DOCUMENTACIÓN NECESARIA PARA LA UVIE

La Secretaría de Energía proporciona un directorio que consiste en una lista de las personas físicas y morales que cuentan con una aprobación vigente como Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas.

Un dictamen de verificación cuenta con 2 tipos de vigencia, “Acuerdo que determina los lugares de concentración pública para la verificación de las instalaciones eléctricas”, Artículo 4 publicado por el Diario Oficial de la Federación (2017).

1. Si la instalación requiere una modificación se requerirá un nuevo dictamen eléctrico.



2. Para lugares con áreas peligrosas (existen 3 clases de lugares peligrosos¹²) locales con ambientes especiales tienen una vigencia de 5 años.

Para obtener una verificación de la UVIE se debe cumplir con una evaluación en cuál la instalación eléctrica va de acuerdo a la NOM; a continuación, en la siguiente tabla se mencionan los documentos requeridos para obtener un dictamen de verificación, publicados en el Diario Oficial de la Federación (2012) “PROCEDIMIENTO para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización). (Tabla 22)

1. Solicitud de servicios de verificación	Se acude a la UVIE para firmar la solicitud del servicio.
2. Contrato de prestaciones de servicios	Se establecen los términos y las condiciones del trabajo a verificar (datos de la instalación, datos técnicos) a través de un contrato de prestaciones de servicios.
3. Documentos de la instalación eléctrica (Aspectos técnicos)	<p>1. Para instalaciones eléctricas con una carga instalada <100 kW:</p> <p>a. Diagrama unifilar b. Relación de cargas c. Lista de materiales d. Equipo a utilizar</p> <p>2. Para instalaciones eléctricas con una carga instalada ≥100 kW o <100 kW, pero con áreas peligrosas:</p> <p>a. Diagrama unifilar b. Cuadro de distribución de cargas por circuito c. Plano eléctrico (plano a escala, nombre solicitante de la verificación, dirección, número de teléfono, correo electrónico, nombre del responsable del proyecto eléctrico, número de cédula, firma del responsable y fecha de elaboración) Los planos eléctricos de planta y elevación: (localización de la cometida, interruptor, tableros) d. Lista de los principales materiales y equipos utilizados e. Croquis de localización del domicilio: (donde se ubica la instalación eléctrica).</p>

¹² De acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012 indica que existen tres clases de lugares peligrosos:

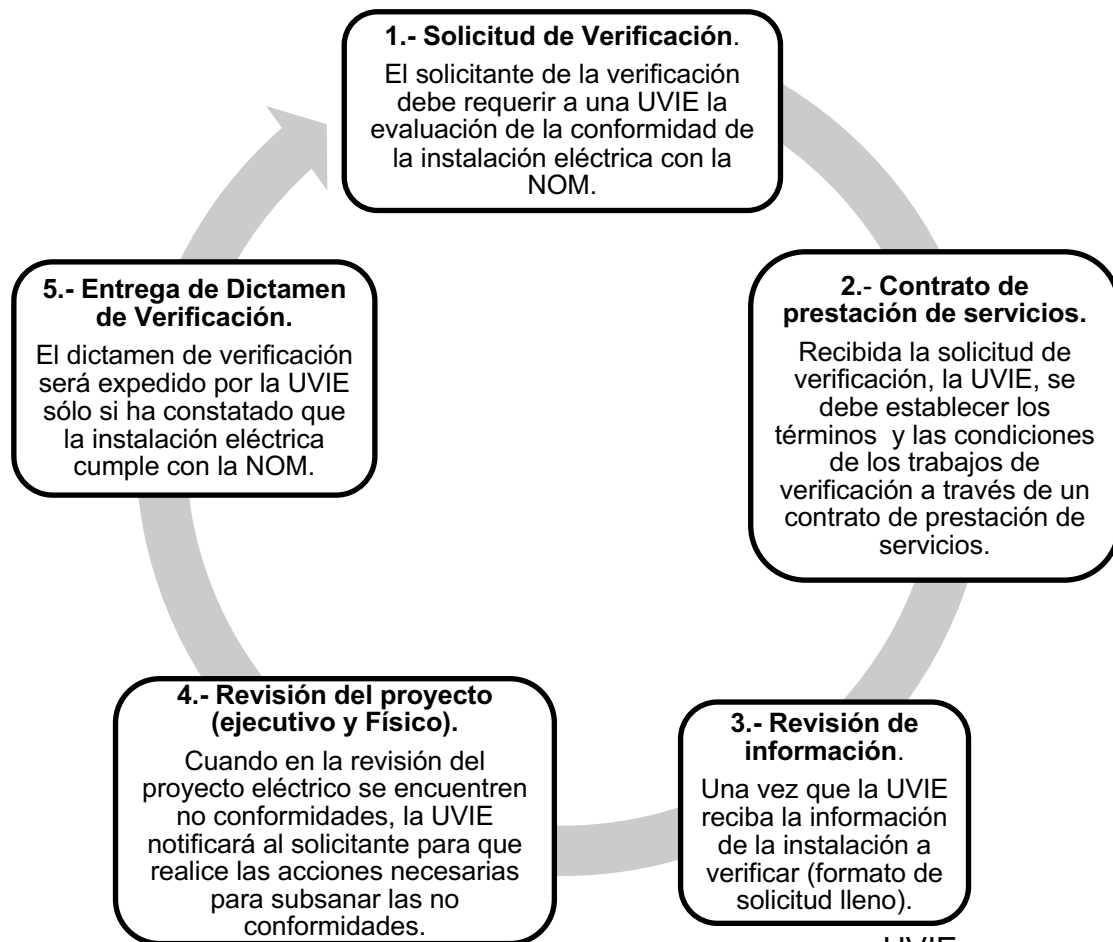
- Clase I: Hay o puede haber gases inflamables (gasolinera, planta química, almacén de solventes).
- Clase II: Hay existe presencia de polvos combustibles (polvos metálicos, aluminio, magnesio, polvos de carbón y productos químicos).
- Clase III: Existe presencia de fibras inflamables (fábricas de rayón o seda, algodón, plantas de procesamiento de madera).



	<p>f. Memoria técnica (cálculos de corriente de corto circuito trifásico, malla de tierra, caída de tensión en alimentadores y circuitos derivados).</p> <p>Nota: En caso de ser un área peligrosa (clasificada de acuerdo a la NOM-001) el solicitante de la verificación debe presentar a la UVIE un plano indicando los límites en vistas de planta y cortes transversales y longitudinales.</p>
--	---

Tabla 22 Procedimiento de documentación para obtener una verificación “ACUERDO que determina los lugares de concentración pública para la verificación de las instalaciones eléctricas”, publicado en el Diario Oficial de la Federación (UVIE, 2012).

Finalmente, el proceso para obtener el dictamen de verificación de un sistema fotovoltaico se muestra en el siguiente esquema (Esquema 3):



La

UVIE se encarga de

Esquema 3 Proceso para obtener el dictamen por parte de la UVIE

evaluar desde el módulo hasta el punto de interconexión de la central fotovoltaica.



2.10 SEGURIDAD ELÉCTRICA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

En una instalación eléctrica fotovoltaica, el instalador se expone a ciertas situaciones que pueden resultar peligrosas. Los principales riesgos en una instalación son:

1. Zona riesgosa: Se refiere a que, al lugar a instalar; por ejemplo, un edificio o casa con una altura mayor a 3 m, lo que resulta peligroso al instalador, por esta razón se debe usar el arnés.
2. Golpe por objetos: En una instalación es comúnmente estar expuesto a este tipo de situaciones, dependiendo del área lastimada y la fuerza ejercida ocasionará algún tipo de lesión.
3. Riesgo a salpicaduras: Riesgo a exposición de partículas o líquidos, este riesgo puede resultar de alto riesgo debido a que, si la lesión fue en los ojos, resultan daños irreversibles (el ojo es un órgano que no se puede trasplantar, la única parte es la córnea).
4. Riesgos eléctricos: Esto puede deberse debido a quema de componentes del sistema y por no seguir las indicaciones de seguridad al momento de energizar un sistema.

En las instalaciones eléctricas, se deben seguir los siguientes procedimientos para minimizar los riesgos eléctricos durante los trabajos de instalación y de mantenimiento:

1. Desconectar: Antes de iniciar cualquier trabajo eléctrico se debe desconectar todas las posibles líneas de alimentación (tablero eléctrico).
2. Prevenir cualquier posible realimentación: Se debe prevenir cualquier posible reconexión, además de que se debe señalizar el área donde se realiza el trabajo.
3. Comprobación de ausencia de tensión: Siempre se debe comprobar la ausencia de tensión antes de iniciar cualquier trabajo, empleando equipos (multímetro) y procedimientos apropiados.





4. Puesta a tierra y en cortocircuito: En el caso de una realimentación accidental, hay que poner en tierra la instalación para evitar que la descarga llegue al instalador o un accidente de riesgo eléctrico.
5. Señalización de la zona de trabajo: En la zona dónde se están realizando los trabajos se debe señalar y también poner una etiqueta a los dispositivos que lo requieran.
6. Equipo de protección personal: Siempre se debe portar correctamente el equipo de protección y este debe cumplir con las normas.

2.10.1 EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL

El Equipo de Protección Personal o EPP son equipos (ropas, piezas, aparatos), diseñado para reducir el impacto a peligros físicos que se somete el trabajador, al momento de realizar una instalación con el fin de evitar riesgos tales como lesiones e incluso la muerte.

El propósito del equipo de protección personal es evitar que el cuerpo se convierta en un conductor de electricidad. El equipo de protección empleado debe contar con una certificación de la ANSI/ISEA (ver Anexo 1), que avale que el equipo a ocupar es el indicado para su uso, los equipos de protección más comunes en las instalaciones fotovoltaicas son los que se muestran en la siguiente tabla (Tabla 23)



Equipo de protección	Características	Tipo de riesgo
 <p>CERTIFICACIONES ANSI/ISEA Z89.1 - 2014, Type II, Class E.</p> <p>REFERENCIA M 108 EMPAQUE Caja x 20 Und COLORES SURTIDOS.</p> <p>Características del producto: El casco TIPO II SISO SAFETY está diseñado para trabajos en altura, espacios confinados y labores con altos voltajes. Fabricado en material ABS de alta resistencia y con poliestireno expandido (EPS) en el interior ofreciendo aislamiento térmico y mayor resistencia a impactos laterales.</p> <p>CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Visera corta para trabajos en alturas y espacios confinados. •Arnés de suspensión de 6 puntas. •Barbiquejo de 4 puntos con mentonera. •Sistema de ajuste Ratchet. •Interior en poliestireno expandido, ofreciendo aislamiento térmico y mayor protección contra impactos laterales. •Banda Anti-sudor y mentonera en silicona. •Reflectante termoplástico en la parte posterior 	<p>Casco: La función del casco es proteger de algún impacto de golpe o caída. Además, deben evitar el paso de electricidad a la cabeza. Los cascos deben ser capaces de soportar bajos y altos voltajes.</p> <p>De acuerdo a la ANSI/ISEA Z89.1 2014 y CSA Z94.1 2015 y la Norma Oficial Mexicana NOM-115-STPS-2009, existen 3 clases en cual indican el grado de aislamiento eléctrico del casco. En las instalaciones eléctricas fotovoltaicas recomiendo que el casco tenga un nivel de protección del siguiente tipo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Clase E (Eléctrico): Diseñado para reducir el riesgo de exposición a conductores eléctricos de alta tensión a 20000 voltios. <input type="checkbox"/> Clase G (General): Diseñados para reducir el riesgo de exposición a conductores eléctricos de baja tensión a 2200 voltios. <input type="checkbox"/> Clase C (Conductivo): Diseñados para reducir la fuerza de impacto de objetos en caída, no provee protección contra el contacto con conductores eléctricos. 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Golpe por un objeto, lesiones traumáticas al cerebro, hematoma (sangre que se recopila en los tejidos) <input type="checkbox"/> Riego a una descarga eléctrica. <input type="checkbox"/> Riesgo a discapacidades automotrices.
 <p>Usos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mecánica. • Construcción. • Carpintería. • Manejo de herramientas hidráulicas, neumáticas y motores de combustión. 	<p>Guantes: Los guantes deben ser adecuados para el manejo del material eléctrico, con el fin de proteger contactos eléctricos (descargas eléctricas) y a su vez frente a golpes, cortes y heridas en las manos, con la finalidad de manejar el material y la herramienta con mayor seguridad para las manos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Cortaduras por objetos punzantes <input type="checkbox"/> Golpes por herramientas pesadas





ELEMENTO	TIPO DE MATERIAL Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS
Corte	Piel genuina de ganado vacuno - Resistencia al desgarro: 100N (10 Kgf) mínimo - Absorción de agua: 35% mínimo - Desabsorción de agua: 40% mínimo - pH: 3,2 mínimo - Oxido de cromo: 2,5% mínimo
Fornos ²	DRY-MAX de fibra de poliéster con soporte de material espuma: - Transpirable y resistente al desgaste.
Puntera	Polycarbonato alto impacto. - Resistencia al impacto: 101.7 J (10.4 Kgf-m) con un claro interior en la talla 27 de 13mm, mínimo - Resistencia a la compresión: 11.335 kN (1133.5 Kgf) con un claro interior en la talla 27 de 13mm, mínimo
Fuelle	ULTRA-MAX Malla de poliéster tejida - Resistente al desgaste
Cojin	ULTRA-MAX Malla de poliéster tejida - Resistente al desgaste
Ojillos	5 perforaciones por chaleco
Suela ³ → 35449	Inyección directa al corte, doble densidad PU con piso de hule acrílico nitrilo - Antiderrapante - Resistente a aceites y solventes - Resistente al desgaste
Agujeta	Tejido de fibra de poliéster - Resistente a la tensión
Plantilla ⁴	Material espumado con forro DRY-MAX - Anatómica con absorción del impacto al caminar
Calzado completo	Rigidez dieléctrica: corriente de fuga que no exceda 1.0 aplicando 14,000 V c.a.

- Botas: La finalidad de las botas es proteger los pies contra posibles lesiones durante la instalación. Además, deben de ser del tipo dieléctrico, es decir, deben de estar hechas de materiales que no conducen electricidad, para mantener aislado al instalador y evitar una descarga eléctrica. Las botas deben de contar con:
 - Plantilla reforzada: Proteger la plantilla del pie de pinchazos de tornillos u otros materiales, además de posibles cortes.
 - Suela antiderrapante: En algunas instalaciones el tipo de techo es inclinado o con tejas lo cual, se requiere que el calzado sea lo más adherente posible para evitar caídas.
 - De acuerdo a la NOM-113-STPS-2009, Seguridad-Equipo de protección personal-Calzado de protección-Clasificación, especificaciones y métodos de prueba; tenemos 7 clasificaciones.
 - Debe ser del tipo III: Calzado de protección dieléctrico: Es aquél destinado a proteger al usuario contra riesgos de choque eléctrico.

- Fracturas por golpes de objetos.
- Perforaciones por pisar algún material(clavos).
- Riesgo de electrocución.
Riesgo de quemaduras.



 <p>Especificaciones</p> <p>Tipo: Gafas de seguridad</p> <p>Características especiales: Antirayo, resistente a los rayones, liviano, ajuste antideslizante</p> <p>Altura total: 1.7" (4.3 cm)</p> <p>Material: Policarbonato</p> <p>Material del marco: PC-ABS/Nylon</p> <p>Color de los cristales: Transparente</p> <p>Reconocimiento verdadero de los colores: Si</p> <p>Protección contra rayos UV: 99.9 % de los rayos UV</p> <p>Estándar: ANSI Z87.1+ (2015), CSA Z94.3 (2015), MIL-PRF-32432A (Clase 1-fragmentación balística) Cláusula 3.8.4.1</p>	<p>Lentes: La visión es una de las facultades fundamentales para desarrollar trabajos de alto riesgo. La protección visual consiste en proteger a los ojos frente a peligros, como impactos de partículas que se mueven a gran velocidad; polvo, metal, gases y productos químicos.</p> <p>Unos lentes de seguridad deben estar certificados por la norma estadounidense ANSI/ISEA Z87.1-2010 en la cual consiste en las especificaciones de diseño, rendimiento y la calificación de seguridad de los productos de protección ocular y facial. Estos estándares ayudan a garantizar que los dispositivos de protección personal para los ojos y la cara brinden la protección necesaria contra exposiciones a impactos, radiación no ionizante y salpicaduras de líquidos, para prevenir los riesgos oculares y faciales.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Riesgo a exposición de partículas o líquidos. <input type="checkbox"/> Expuesto a radiaciones <input type="checkbox"/> Riesgo a exposición de vapores o humos que pudieran irritar los ojos.
	<p>Faja: Una faja de seguridad o protector lumbar es un dispositivo hecho a base elástico suave, o neopreno, cuya función es reducir la fuerza sobre la columna y reducir las cargas durante el levantamiento: así evitar lesiones musculares y en la espalda baja.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Sufrir lesiones en la espalda baja o zona lumbar. <input type="checkbox"/> Desarrollar mala postura





 <p>1. Hebillas de ajuste tipo corredera. 2. Argollas laterales – cadera. 3. Pasadores plásticos. 4. Tensores. 5. Porta eslinga. 6. Argolla esternal. 7. Hebillas de conexión y ajustes. 8. Argolla dorsal. 9. Pad dorsal, 6 pasadores. 10. Funda de protección de etiqueta. 11. Indicadores de impacto. 12. Etiquetas. 13. Tensor dorsal, tirantas. 14. Correa de pecho.</p> <p>Norma de referencia. Arnés fabricado bajo los requisitos de la Norma ANSI/ASSE Z359.11 – 2014. Safety requirements for full body harness.</p>	<p>Arnés: Es un equipo compuesto por: bandas flexibles, hebillas, mecanismos de ajuste, herrajes y anillos metálicos fijados al cuerpo del instalador con el fin de salvaguardar de caídas, al momento de realizar trabajos en altura.</p> <p>Deben cumplir con el código ANSI/ASSE Z359.11-2014.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Caídas de alturas. <input type="checkbox"/> Hemorragias internas <input type="checkbox"/> Fracturas de brazos, piernas, caderas <input type="checkbox"/> Golpes en la cabeza y lesiones cerebrales traumáticas <input type="checkbox"/> Lesión de espaldas y médula espinal <input type="checkbox"/> Lesiones de cuello <input type="checkbox"/> Daños a los órganos internos <input type="checkbox"/> Esguinces y dislocación de hombros
 <p>HECHO EN MÉXICO POR Alejandro Avila Suarez R.F.C. ASESAROTZ Profesional de Enfermería Barril: JUANES CDML 0386</p> <p>97% ALGODON 3% POLIESTER INSTRUCCIONES DE LAVADO:</p> <p>LAVAR A MANO CON AGUA FRÍA NO USE CLORO NO EXPRESAR SECAR COLGADO NO PLANCHAR</p> <p>TALLA: 34 MODELO 2170</p> <p>100% COTTON MADE IN INDIA RN 88815 REVERSE FOR CARE</p>	<p>Ropa: Este tipo de ropa debe ser cómoda, evitar la ropa suelta ya que puede enredarse en el equipo. Además de evitar accesorios como relojes de mano, collares, cinturones con hebillas grandes de metal u cualquier otro accesorio que sea capaz de conducir electricidad.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Generación de chispas. <input type="checkbox"/> Descargas eléctricas.

Tabla 23 Equipo de protección personal utilizado en instalaciones eléctricas fotovoltaicas

CAPITULO 3 METODOLOGÍA

3.1 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED

Ejemplo 1: Se realizó un proyecto de un sistema fotovoltaico, en Tehuacán, Puebla, con la siguiente ubicación: 18.4096607, -97.3281361, en el cual primero se realizó un levantamiento técnico del lugar en que se va a instalar; para ello se debe tomar nota y evidencia sobre las condiciones en la que se encuentra, así como ciertas especificaciones de diseño que pida el cliente y especificaciones que se deban cumplir de acuerdo a la normatividad.

Como anteriormente se había mencionado primero se realizó un levantamiento técnico previo del lugar: en cual se enlistan los puntos que se tomaron en cuenta (ver Anexo 2).

1. Tipo de medidor y acometida (identificar los posibles inconvenientes), además de que se debe de revisar que efectivamente se cumple con los parámetros establecidos por la norma, se revisa las condiciones físicas del material para no tener problemas futuros.
2. Se observa que el tipo de techo es de lámina; se evaluó las condiciones en la que se encuentra la estructura (PTR) y la lámina, así también se evaluó la separación que hay entre cada soporte: este dato nos sirve para elegir el tipo de estructura o agregar posibles refuerzos (Figura 29-30).



Figura 29 Área del lugar



Figura 30 Diseño de la estructura del techo de lámina

3. Localizar el área a instalar, este dato es la dirección del lugar, se puede obtener del recibo de CFE o a partir de coordenadas geográficas, se debe revisar que el área no cuente con algún tipo de sombra. Además de verificar las condiciones físicas del área (techo: lámina o concreto) y localizar el sur (punto de referencia, en el cual se va a orientar el sistema) en este ejemplo el área se encuentra libre de obstáculos (Figura 31-32).

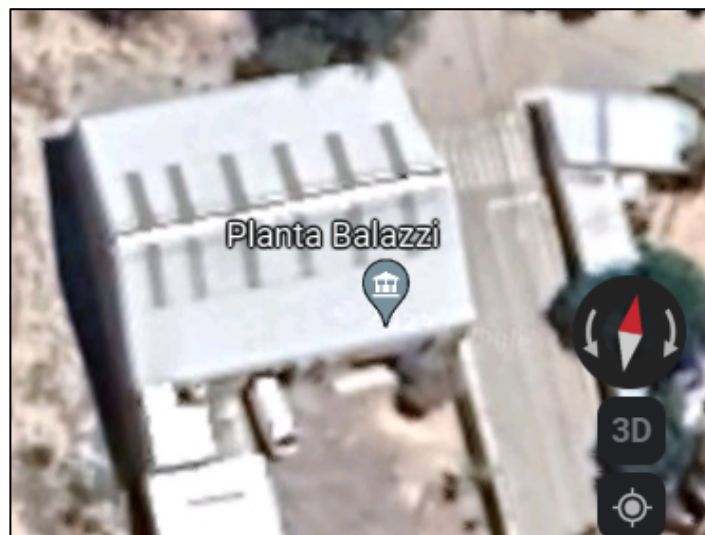


Figura 31 Vista satélite (Google Maps)

4. Revisar en qué condiciones se tiene la instalación eléctrica; como lo es el tablero principal y distribución, revisar que la instalación cuente con sus interruptores termomagnéticos (también conocidos como pastillas



termomagnéticas); además de verificar que el sistema cuente con su sistema de aterrizaje a tierra. Y también checar el calibre de los conductores y verificar que no se cuente con ninguna falla eléctrica (Figura 32).



Figura 32 Tablero principal y de distribución

Después haber revisado los puntos anteriores se realizó las anotaciones correspondientes y evidencia fotográfica. Recordando así que la evidencia siempre debe estar acotada; es decir, se debe indicar las medidas del área, condiciones físicas y las especificaciones requeridas (por normativa o por el cliente).

Revisando la evidencia se visualiza que el cliente tiene un alto consumo energético, teniendo así una tarifa PDBT (consumo de hasta 25 kW-mes) debido a su negocio, lo cual necesita reducir el costo del servicio eléctrico, para ello va a implementar un sistema fotovoltaico interconectado a la red, con la finalidad de reducir su consumo.

Continuando, se muestra el dimensionamiento del sistema, es decir, se va a calcular el número de materiales que se requiere.

Con la ayuda de su recibo de CFE, calcule su consumo eléctrico diario (Figura 33):



Figura 33 Recibo se CFE

Una vez obtenido el consumo diario del cliente, proseguí a realizar los cálculos correspondientes para estimar el número de equipos y materiales que se van a requerir (ver Anexo 3).

1. Consumo Anual:

$$\text{Consumo Anual} = \text{Bimestre 1} + \text{Bimestre 2} + \text{Bimestre 3} + \text{Bimestre 4} + \text{Bimestre 5} + \text{Bimestre 6} \text{ [kWh]}$$

$$\text{Consumo Anual} = 4044 + 3545 + 3604 + 3141 + 3610 + 3193 = 22127 \text{ kWh}$$

Ecuación 30 Consumo Anual

2. Calcular el promedio del consumo bimestral:

$$\text{Consumo de promedio bimestral} = \frac{\text{Consumo Anual}}{6 \text{ bimestres}} = \text{[kWh]}$$

$$\text{Consumo de promedio bimestral} = \frac{22127}{6 \text{ bimestres}} = 3687.833 \text{ kWh}$$

Ecuación 31 Consumo de promedio bimestral



3. Calcular el consumo diario

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Consumo de promedio bimestral}}{60 \text{ días}} = [kWh]$$

$$\text{Consumo diario} = \frac{3687.833}{60 \text{ días}} = 61.464 \text{ kWh}$$

Ecuación 32 Consumo diario

4. Calcular la Potencia Fotovoltaica: Se tomaron en cuenta las Horas Solares Pico Promedio de Puebla (5.4 h), debido a que el recibo de CFE corresponde a ese lugar.

$$\text{Potencia Fotovoltaica} = \frac{\text{Consumo diario (kWh)}}{\text{Horas Solares Pico (h)}} = [kW]$$

$$\text{Potencia Fotovoltaica} = \frac{61.464}{5.4} = 11.382 \text{ kW}$$

Ecuación 33 Potencia Fotovoltaica

5. No. De módulos: Del valor obtenido de la Potencia Fotovoltaica lo multipliqué por 1000 para obtener el dato solamente en Watts. Y para este ejemplo ocuparé módulos Risen de 380W de potencia.

$$\text{No. módulos} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Capacidad del modulo}} = 30 \text{ módulos}$$

Ecuación 34 No. Módulos

Recordando así que el sistema se debe sobredimensionar; por lo tanto, el número total de módulos fotovoltaicos serían 36.

Número de modulo = No. módulos (calculados anteriormente) x 20 % (Factores de corrección y perdidas)

$$\text{Número de modulo} = 30 \times 20 \% = 36 \text{ módulos Risen de 380W}$$

Ecuación 35 Número de módulos aplicando un 20% de sobredimensionamiento

6. Número de microinversores: Para este caso se eligieron usar microinversores de 1500 de la marca Hoymiles.

$$\text{No. Micro inversores} = \frac{\text{No. Modulos FV}}{4} = \frac{36}{4} = 9 \text{ Microinversores 1500 Hoymiles}$$

Ecuación 36 No. de Microinversores Hoymiles



7. Protección: De acuerdo al resultado obtenido se van a hacer 3 cadenas que van a ir conectadas a 3 micro inversores cada una (debido a que se utilizó un microinversor 1500 Hoymiles).

$$No. Cadenas = \frac{No. Micro inversores}{3} = \frac{9}{3} = 3 \text{ cadenas}$$

Ecuación 37 No. cadenas

8. Calcular la corriente de cada cadena: en este caso como son 3 cadenas con 3 microinversores se debe hacer el cálculo de cada cadena.

$$I_{Cadena 1} = I_{microinversor} \times No. de cadena \times 1.25[A] = 6.82 \times 3 \times 1.25$$

$$I_{Cadena 1} = 25.575 A$$

$$I_{Cadena 2} = I_{microinversor} \times No. de cadena \times 1.25[A] = 6.82 \times 3 \times 1.25$$

$$I_{Cadena 2} = 25.575 A$$

$$I_{Cadena 3} = I_{microinversor} \times No. de cadena \times 1.25[A] = 6.82 \times 3 \times 1.25$$

$$I_{Cadena 3} = 25.575 A$$

Ecuación 38 Corriente máxima permitida por cadena

- 8.1. Interruptor Principal: De acuerdo a los resultados obtenidos se va a asignar a la cadena 1-3 un interruptor de 30 A.

9. Interruptor Secundario:

- 9.1. Calcular la corriente total del sistema: Debido a la corriente generada se asignará un interruptor de 80 A para el interruptor secundario.

$$I_{sistema} = I_{inversor 1} + I_{inversor 2} + I_{inversor 3} + I_{inversor 4} + I_{inversor 5} + I_{inversor 6} + I_{inversor 7} + I_{inversor 7} + I_{inversor 9}$$

$$I_{sistema} = 6.82 + 6.82 + 6.82 + 6.82 + 6.82 + 6.82 + 6.82 + 6.82 + 6.82 = 61.38 A$$

$$I_{interruptor secundario} = 1.25 \times I_{sistema} [A] = 1.25 \times 61.38 = 76.725 \approx 80 A$$

Ecuación 39 Corriente máxima permitida para el interruptor secundario

10. Centro de carga (gabinete): Para el interruptor principal se le va a asignar un gabinete Q06 y para el interruptor secundario un gabinete Q02 con un nivel



de protección de 3R dado que los tableros serán instalados en el exterior del domicilio.

11. Componentes Micro Inversor:

Conectores Hembra = No. Micro inversores \therefore son 9 conectores Hembra

Conectores Macho = No. conectores Hembra – No. Terminal troncal

Conectores Macho = 9 – 3 = 6 conectores Macho

No. Terminal troncal = No. Cadenas \therefore No. del terminal troncal = 3

Cable Beldem = No. Micro inversores \times 3 [m] = 27 metros de cable Beldem

Ecuación 40 Cálculos de los componentes que requiere un microinversor Hoymiles

12. Trayectoria DC:

12.1. Calcular metros del cable solar:

Cable solar = No. Modulos FV \times 2 [m] = 36 \times 2 = 72 metros de cable solar

Ecuación 41 Metros de cable solar

12.2. Número de conectores MC4:

Conector MC4_{Hembra} = No. Modulos FV \times 2 = 36 \times 2 = 72 Conectores MC4_{Hembra}

Conector MC4_{Macho} = No. Modulos FV \times 2 = 36 \times 2 = 72 Conectores MC4_{Macho}

Ecuación 42 Número de conectores MC4 Hembra y Macho

13. Trayectoria AC:

I_{Conductor} = 1.25 \times I_{sistema} [A] = 1.25 \times 61.38 = 76.725 A

Ecuación 43 Corriente permitida en conductor para la trayectoria en AC

13.1. Por lo tanto, de acuerdo con la tabla de la NOM-001-SEDE-2012, el calibre a ocupar es de 4 AWG.

Longitud conductor = 2 \times 35 [m] = 70 metros para la trayectoria AC

Ecuación 44 Metros del conductor



14. Cable desnudo para aterrizaje

$$I_{\text{Conductor desnudo}} = 1.25 \times I_{\text{sistema}} [A] = 1.25 \times 61.38 = 76.725 A$$

Ecuación 45 Corriente máxima para el conductor desnudo

14.1. De acuerdo con la tabla, el calibre a ocupar es del 8 AWG.

$$\text{Longitud conductor desnudo} = \text{No. Módulos FV} + (35 \times \text{trayectoria}) [m]$$

$$\text{Longitud conductor desnudo} = 36 + (35 \times 1) = 71 \text{ metros de cable desnudo}$$

Ecuación 46 Metros del cable desnudo

15. Tubería:

15.1. Diámetro: El diámetro se determina a partir de un análisis sobre cuál de los dos calibres obtenidos (4 y 8 AWG) es mayor.

1. Dentro de la tubería irán solo 3 conductores; por lo tanto, el calibre mayor es de 4 AWG, entonces el diámetro de la tubería será de 1 1/4 pulgada.

Continuando con la parte del dimensionamiento, utilice el software HelioScope¹³, para realizar una simulación previa; con la finalidad de revisar las posibles fallas que llegue a presentar, como, por ejemplo: por sombra, inclinación y orientación, cableado o algún otro problema con la finalidad de no tener y así no tener afectaciones futuras en la producción anual de kW una vez instalado el sistema.

A continuación, en la siguiente imagen se muestra la vista general de la instalación en la cual se van a instalar los módulos en 2 filas de 18 módulos cada una, dando así un total de 36 módulos Risen 380 W que van interconectados a 9 microinversores Hoymiles M1-1500 con una orientación hacia el sur del negocio, elaborado en el software HelioScope (Figura 34).

¹³ HelioScope es una herramienta de diseño especializado en sistemas fotovoltaicos, en la cual se obtiene análisis de sombras, cálculo de rendimiento de energía, entre otras opciones.

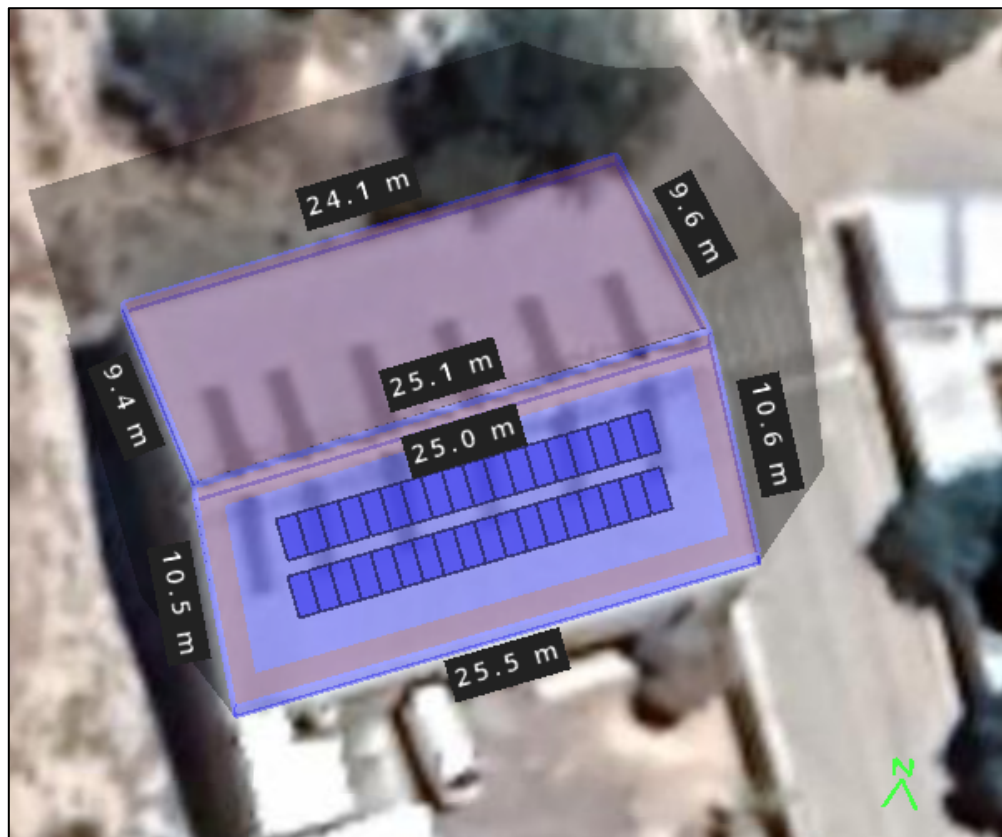


Figura 34 Vista aérea de la instalación futura. (HelioScope)

Posteriormente, se realizó el diagrama unifilar (DU) del negocio. Este DU sirve de ayuda al instalador para identificar los elementos que componen al sistema, muestra las conexiones de cada componente, plasma las especificaciones técnicas del sistema fotovoltaico y sirve como documento de referencia para avalar los cálculos realizados (Figura 35).

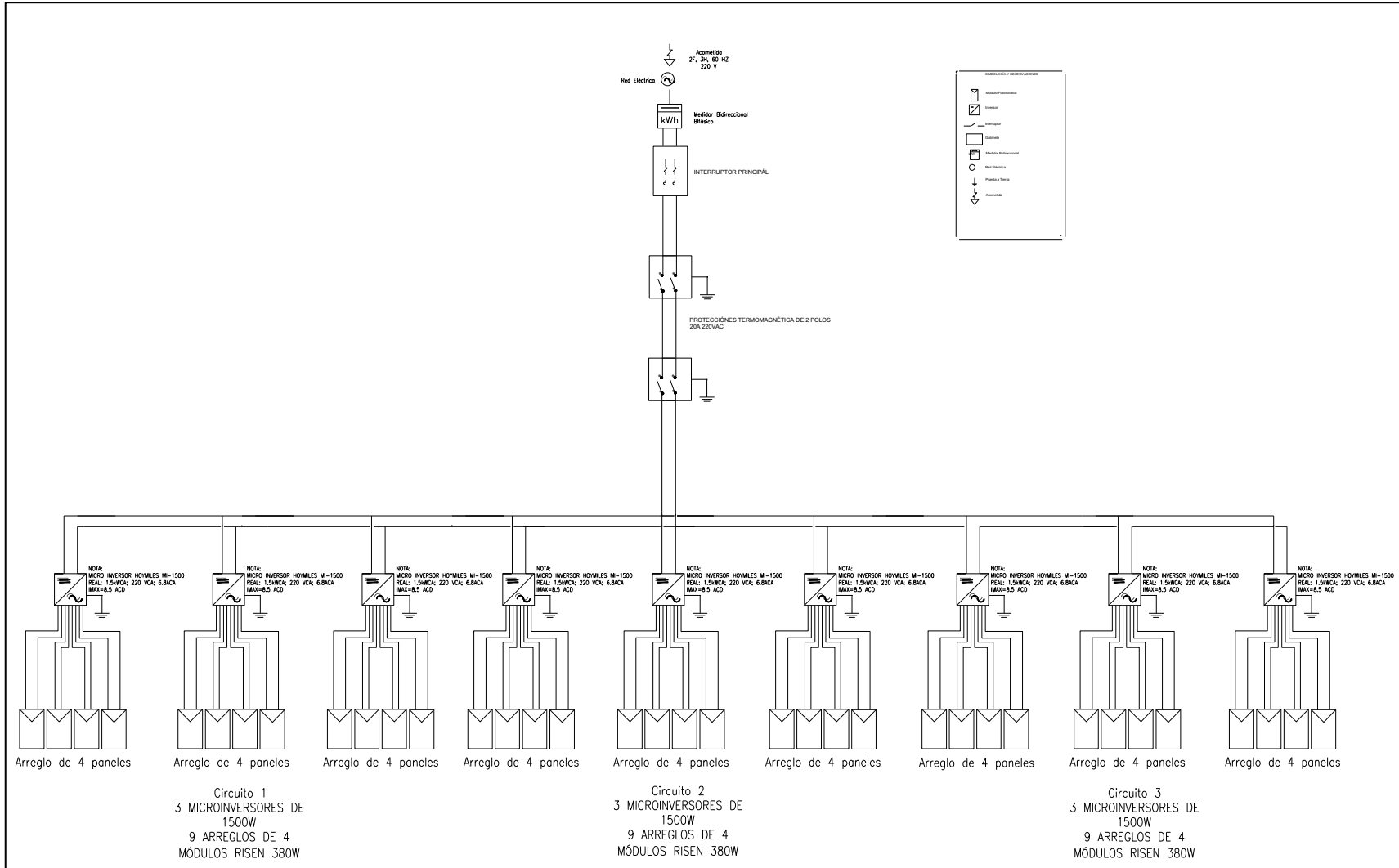


Figura 35 Diagrama Unifilar



Finalmente, debido a que un negocio es considerado una concentración pública, el cliente requiere un dictamen de verificación otorgado por la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas, para evitar fallas eléctricas a su equipo (descargas eléctricas, efectos térmicos, sobrecorrientes, corrientes de falla y sobretensiones) y futuros accidentes hacia las personas.

Tomando en cuenta los requisitos que pide la UVIE, el instalador debe presentar la siguiente información, para poder ser energizado su sistema fotovoltaico y conseguir su ahorro energético.

- a) Diagrama unifilar: En el diagrama unifilar se tiene que agregar dirección, especificaciones técnicas, equipo a utilizar, además debe ser aprobado como plano para su uso. En la siguiente imagen, se muestra como ejemplo el Diagrama Unifilar completo, de la instalación a realizar en Puebla; en el cual se puede apreciar que, para ser aprobado ante la UVIE, se requiere de tres revisiones realizadas por ingenieros (Figura 36).
- b) Cuadro de generación: Es un archivo elaborado en Excel en el cual debe contener la siguiente información: conexión de corriente alterna y directa, marca del módulo e inversor (datos técnicos del equipo):

En seguida realicé el siguiente cuadro de generación del sistema: en ello se puede observar los datos técnicos de la marca del equipo.

En este cuadro se tiene dividido en 2 partes (Figura 37 - 38):

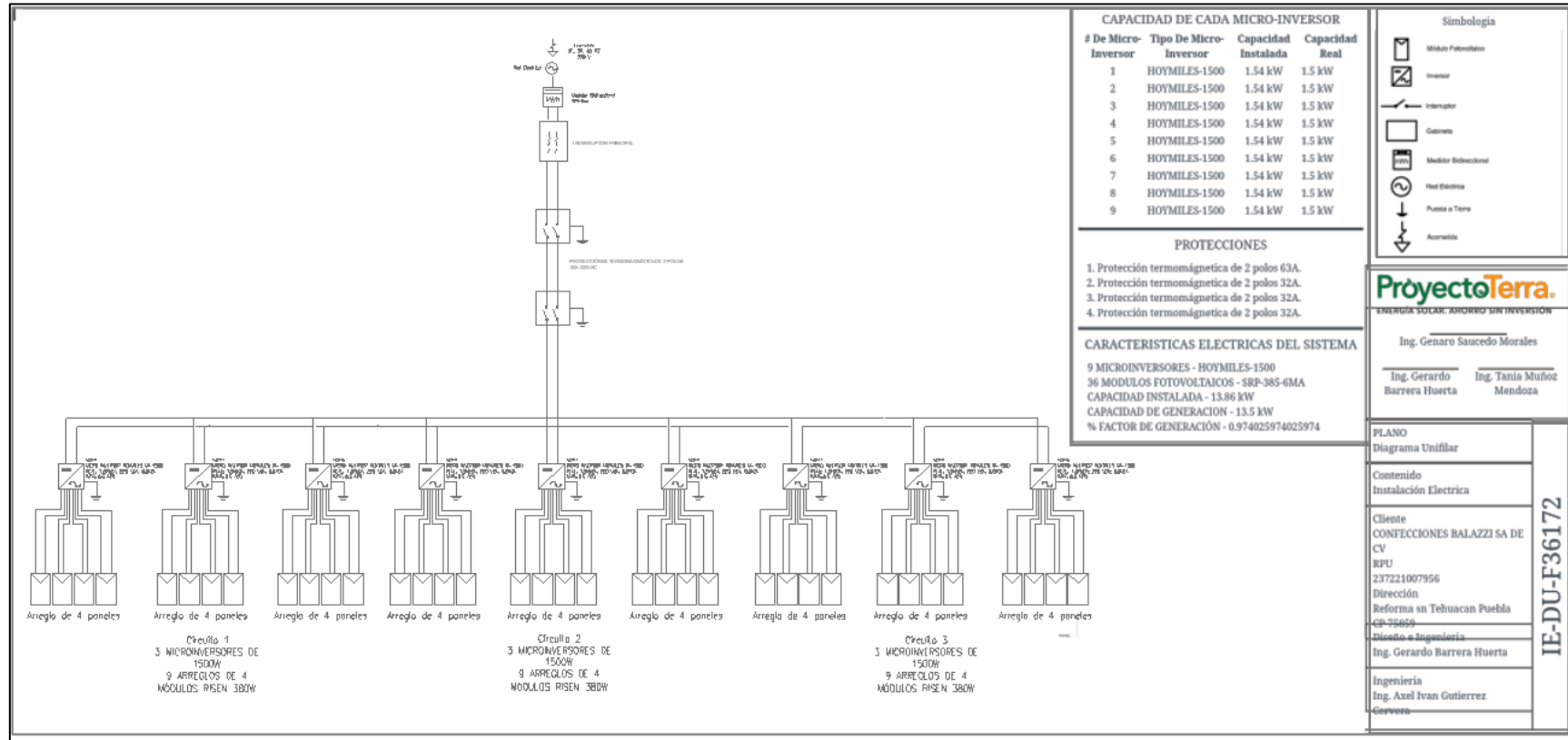


Figura 36 Diagrama Unifilar para UVIE



1. La primera corresponde a los cálculos que conecta de corriente alterna a los módulos solares a la conexión de CFE (Figura 37).

Cuadro de Generación																			
CIRCUITO	INVERSORES	RISEN 380 V	POTENCIA MÁXIMA DE GENERACIÓN	FASES			VOLTS	FACTOR DE GENERACIÓN	WATTS REALES	CORRIENTE (A)	SOBRE CORRIENTE (A)	PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE	CONDUCTORES AVG		LONGITU D (M)	TUBERIA		ΔV	e%
				A	B	C							FASE	TIERRA		MM	PLG		
CIRCUITO1	MICROINVERSOR 1	4	1780	890	890		220	84%	1500	54.56	68.2	2Px30	10	10	15	21	3/4	7.98	3.63
	MICROINVERSOR 2	4	1780	890	890		220	84%	1500										
	MICROINVERSOR 3	4	1780	890	890		220	84%	1500										
CIRCUITO2	MICROINVERSOR 4	4	1780	890	890		220	84%	1500	54.56	68.2	2Px30	10	10	15	21	3/4	7.98	3.63
	MICROINVERSOR 5	4	1780	890	890		220	84%	1500										
	MICROINVERSOR 6	4	1780	890	890		220	84%	1500										
CIRCUITO3	MICROINVERSOR 7	4	1780	890	890		220	84%	1500	54.56	68.2	2Px30	10	10	15	21	3/4	7.98	3.63
	MICROINVERSOR 8	4	1780	890	890		220	84%	1500										
	MICROINVERSOR 9	4	1780	890	890		220	84%	1500										
TOTAL		36	16020	8010	8010	0	220	84%	13500	54.56	68.2	2Px30	10.00	10.00	15.00	21.00	0.75	7.98	3.63

Corriente Alterna	POTENCIA DE GENERACIÓN MÁXIMA FACTOR DE GENERACION % = 84.27% POTENCIA DE GENERACIÓN 16.02 KW S = 13.50 KW DESBALANCEO = 0.00% De acuerdo a las fases
-------------------	---

PANEL											
MARCA	Pnom (W)	Vmpp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)	Coef. De potencia por temp. (%/C)	Coef. De Voltaje por temp. (mV/C)	Coef. De Corriente por temp. (mA/C)	α/KM	AWG	TEMPERATURA °C
Risen 380 W	380 W	40.25	10.15	45	10	-0.37	-0.29	0.05	5.21	12	85

INVERSOR																	
MARCA	MODELO	FASES	Salida (C.A.)							Entrada (C.D.)					Eficiencia (%)	Comunicación	
			Pnom (W)	Vmin (V)	Vmax (V)	I _{max} (A)	Tub. Min	Tub. Máx	AVG máx.	Pmax (W)	Vmax (V)	I _{max} (A)	Tub. Min	Strings máx			AVG máx
HOYMILES	MH-1500	2	1500	220	240	6.82	3/4	1 1/2	10	1520	60	10.5	3/4	4	10	96.6	DTU

CODIGO DE COLORES			
FASE	A	B	C NEUTRO
480	CAFÉ	AMARILLO	NARANJA GRIS

VOLTAJE DE INVERSORES	
FASES	VOLTAJE
2	240

Diametro de Tubería	
Milímetros	Pulgadas
16	1/2
21	3/4
27	1
35	1 1/4
41	1 1/2
53	2
63	2 1/2
78	3
103	4

Figura 37 Cuadro de Generación (parte 1)



2. Es la energía de corriente directa que conecta al microinversor con los módulos (Figura 38).

CIRCUITO	INVERSORES	RISEN 380 W	POTENCIA MÁXIMA DE GENERACIÓN	DC/AC	NÚMERO DE PANELES POR MPPT				PARAMETRO POR MICROINVERSOR						TUBERIA		ΔV	Vin.	e%
		380 W			MPPT1	MPPT2	MPPT3	MPPT4	VOC (V)	VMPPT (V)	IMPPT (A)	ISC (A)	CABLE RHHW (AWG)	MTS	MM	PLG			
CIRCUITO 1	MICROINVERSOR 1	4	1520	1.013	1	1	1	1	52.72	43.9	40.6	40	6	5	16	1/2	0.84	51.88	1.61
	MICROINVERSOR 2	4	1520	1.013	1	1	1	1	52.72	43.9	40.6	40	6	5	16	1/2	0.84	51.88	1.61
	MICROINVERSOR 3	4	1520	1.013	1	1	1	1	52.72	43.9	40.6	40	6	5	16	1/2	0.84	51.88	1.61
CIRCUITO 2	MICROINVERSOR 4	4	1520	1.013	1	1	1	1	52.72	43.9	40.6	40	6	5	16	1/2	0.84	51.88	1.61
	MICROINVERSOR 5	4	1520	1.013	1	1	1	1	52.72	43.9	40.6	40	6	5	16	1/2	0.84	51.88	1.61
	MICROINVERSOR 6	4	1520	1.013	1	1	1	1	52.72	43.9	40.6	40	6	5	16	1/2	0.84	51.88	1.61
CIRCUITO 3	MICROINVERSOR 7	4	1520	1.013	1	1	1	1	52.72	43.9	40.6	40	6	5	16	1/2	0.84	51.88	1.61
	MICROINVERSOR 8	4	1520	1.013	1	1	1	1	52.72	43.9	40.6	40	6	5	16	1/2	0.84	51.88	1.61
	MICROINVERSOR 9	4	1520	1.013	1	1	1	1	52.72	43.9	40.6	40	6	5	16	1/2	0.84	51.88	1.61

Corriente Directa												RESISTENCIA DEL CONDUCTOR		
PANEL												Ω/KM	AWG	TEMPERATURA C
MARCA	Pnom (w)	Vmpp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)	Coef. De potencia por temp. (%/C)	Coef. De Voltaje por temp. (mV/C)	Coef. De Corriente por temp. (mA/C)	Ω/KM	AWG	TEMPERATURA C	Ω/KM	AWG	TEMPERATURA C
Risen 380 W	380 w	40.25	10.15	45	10	-0.37	-0.29	0.05	5.21	12	85	5.210	12	85

INVERSOR																		
MARCA	MODELO	FASES	Salida (C.A)							Entrada (C.D.)							Eficiencia (%)	Comunicación
			Pnom (w)	Vmin (V)	Vmax (V)	I _{max} (A)	Tub. Min	Tub. Máx	AWG máx.	P _{max} (w)	V _{max} (V)	I _{max} (A)	Tub. Min	Strings max	AWG max			
HOYMILES	MI-1500	2	1500	220	240	6.82	3/4	1 1/2	10	1520	60	10.5	3/4	4	10	96.5	DTU	

Figura 38 Cuadro de generación (parte 2)

Los documentos mencionados deben ser entregados en una memoria técnica.

De los documentos presentados, entre ellos el Diagrama Unifilar y el cuadro de generación, son aceptados ante la UVIE. Por lo tanto, se puede proseguir con la instalación de sistema.

3.2 AUTOMATIZACIÓN DE CÁLCULOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Ejemplo 2: Un hogar ubicado con las siguientes coordenadas (19.67157754194462, -100.56809317095751). Tiene un consumo bimestral de 3007 kWh, el cliente pide una idea de cómo quedaría su casa, es decir, quiere saber cuántos componentes requiere (módulos, inversores, cables) y el espacio que ocuparía ese sistema.

A continuación, las siguientes imágenes muestran los resultados que se obtuvieron de forma manual.

- I. Para este sistema se eligieron módulos de la marca Seraphim de 385 y Hoymiles de 1500. En la cual de acuerdo al consumo del cliente requiere de 46 módulos, 44 de ellos van ir conectados a 11 Hoymiles M1-1500 y los 2 sobrantes van a ir conectados a 1 Hoymiles 700 (Figura 39).

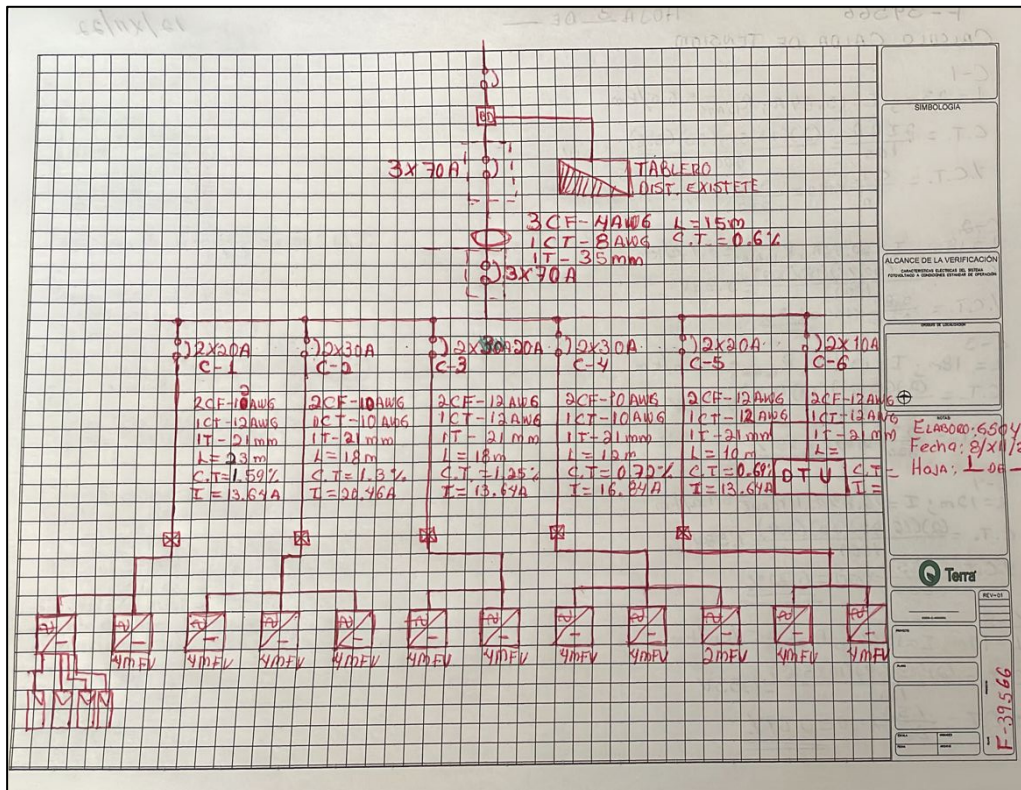


Figura 39 Diseño fotovoltaico para un hogar (parte. 1)



2. En seguida se realizó el balance de carga para el sistema trifásico (se divide de forma equitativa la corriente que pasa por cada fase), y se calculó el calibre del cable, entre otros datos (Figura 40).

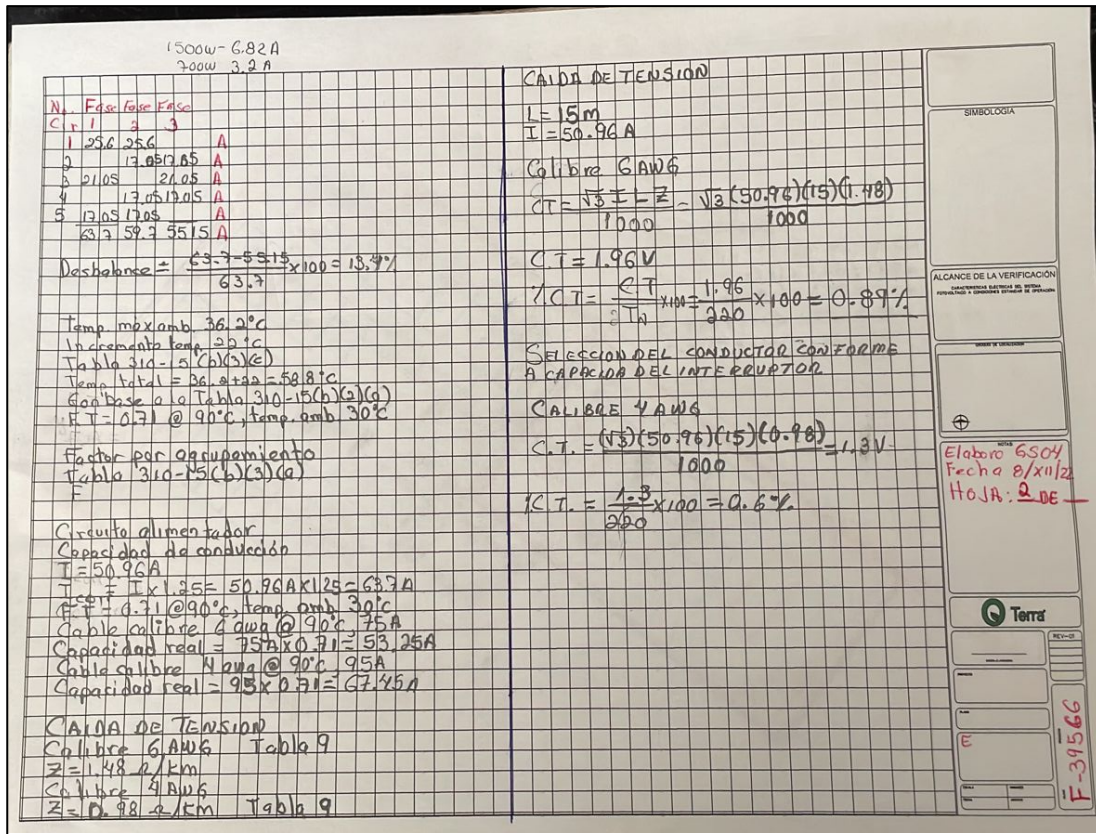


Figura 40 Diseño fotovoltaico para un hogar (parte 2).

3. Se calculó la longitud, calibre del cable y la caída de tensión de las 5 cadenas en la que se dividen los microinversores y se realizó un esquema de la posible conexión de cada circuito que compone la cadena (Figura 41- 42)

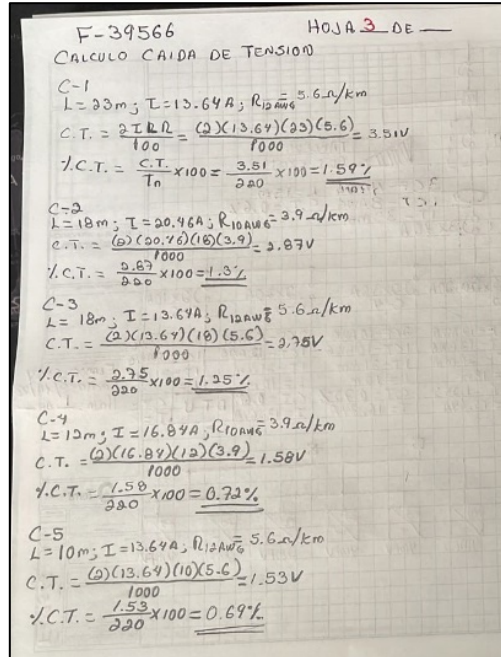


Figura 41. Diseño fotovoltaico para un hogar (parte 3).

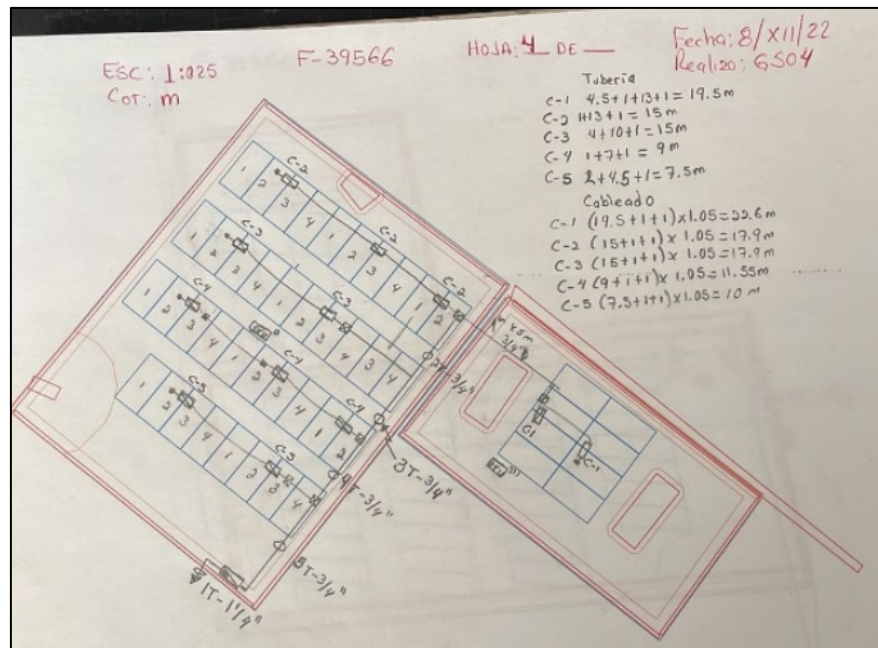


Figura 42. Diseño fotovoltaico para un hogar (parte 4).



- Finalmente se realizó un dibujo de la vista en planta del hogar con 46 módulos Seraphim de 385 W, conectados a 11 inversores Hoymiles 1500 y 1 Hoymiles 700, en cual se divide el sistema en 5 circuitos (Figura 43)

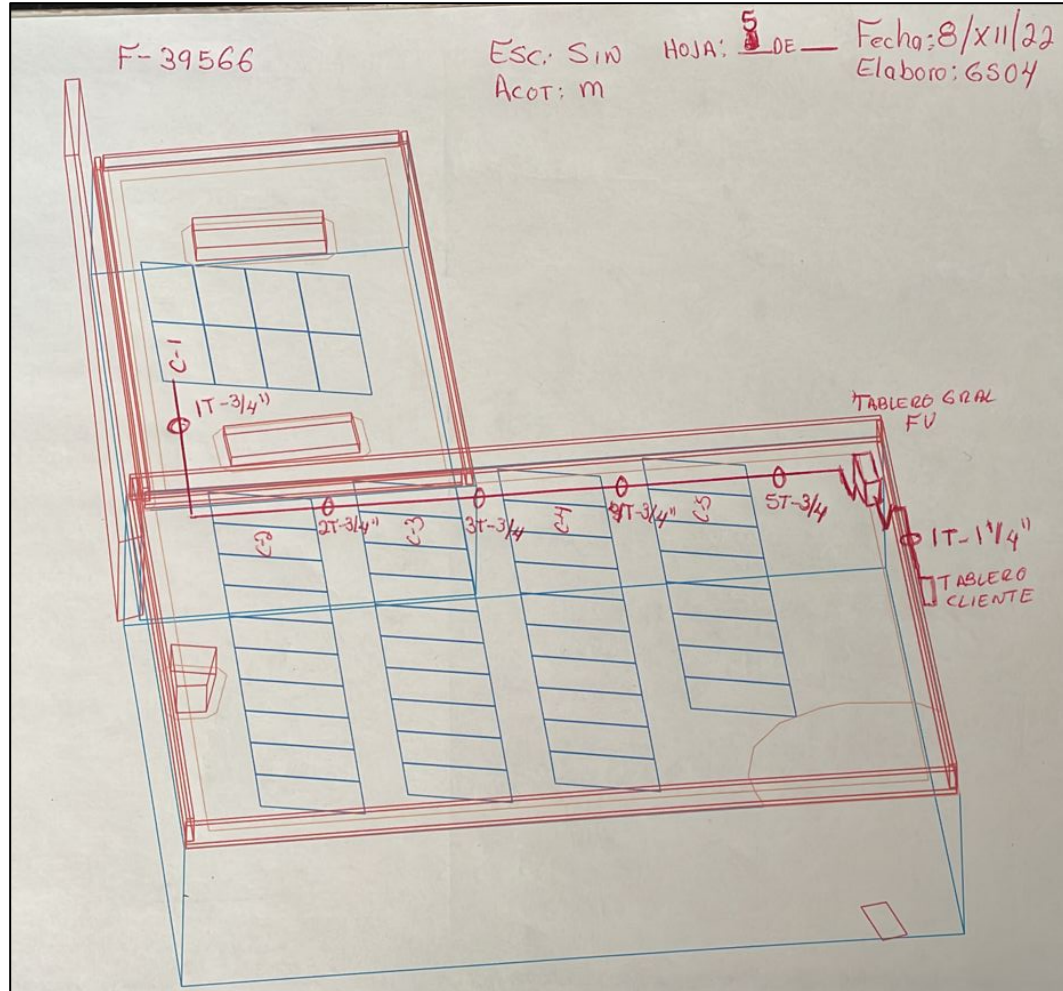


Figura 43 Diseño fotovoltaico para un hogar (parte 5).

CAPITULO 4 RESULTADOS

4.1 SIMULACIÓN EN HELIOSCOPE

En este capítulo se describen los resultados obtenidos, el siguiente ejemplo permite mostrar lo que se hizo:



Ejemplo 1:

Como anteriormente se había mencionado un negocio de alto consumo energético que se encuentra ubicado en Tehuacán Puebla (18.4096607, -97.3281361) quiere implementar un sistema fotovoltaico; para ello se realizó un levantamiento técnico y un dimensionamiento con la finalidad de que el cliente pasara de ser Tarifa PBT a Tarifa 1 (tarifa doméstica); es decir pagar un menor precio por lo que consume (Anexo 3). Como anteriormente se comentó, se realizó un levantamiento técnico, estos datos sirvieron de guía para realizar la siguiente simulación.

Se obtuvo un reporte de la simulación en HelioScope en cual se puede observar datos como: la dirección del lugar (Coordenadas geográficas), nombre del proyecto, nombre de la persona que elaboró el proyecto, además indica de que fuentes tomo como base los valores de las condiciones meteorológicas y la producción del sistema al año (Figura 44).

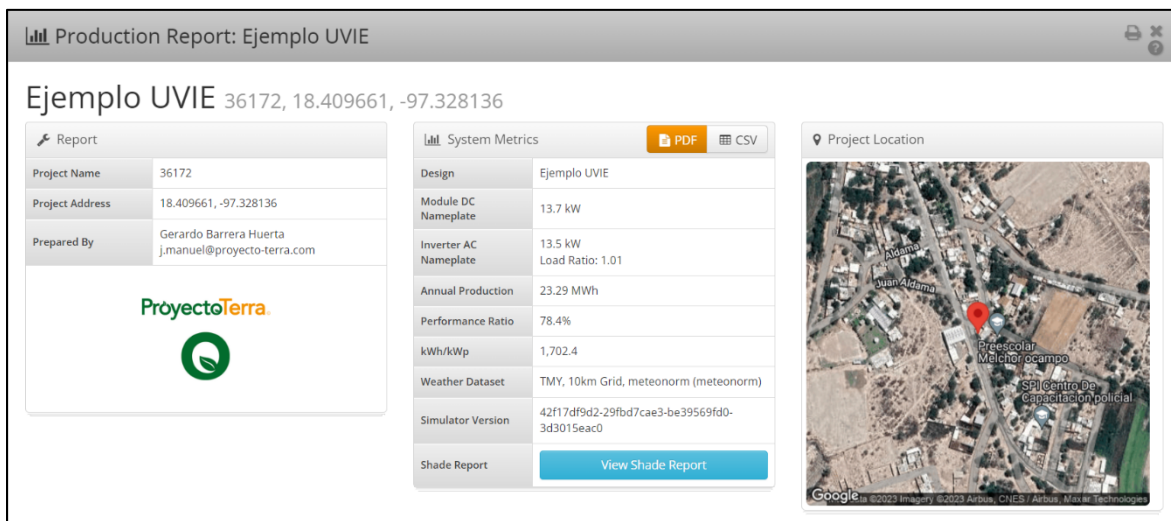


Figura 44 Reporte UVIE parte 1. (HelioScope)

Continuando con el reporte (Figura 45), se puede visualizar una gráfica en cual se indica, los meses de mayor producción de kilowatts. Este dato se obtiene cuando algún mes tiene una mejor irradiación (Marzo a Septiembre) y por lo tanto hay una mayor producción del sistema.

Y en la gráfica circular nos indica el porcentaje de las fuentes de energía perdidas (por temperatura, irradiación, suciedad, por el inversor).

Sombreado: 0 %

Suciedad: 2.0%

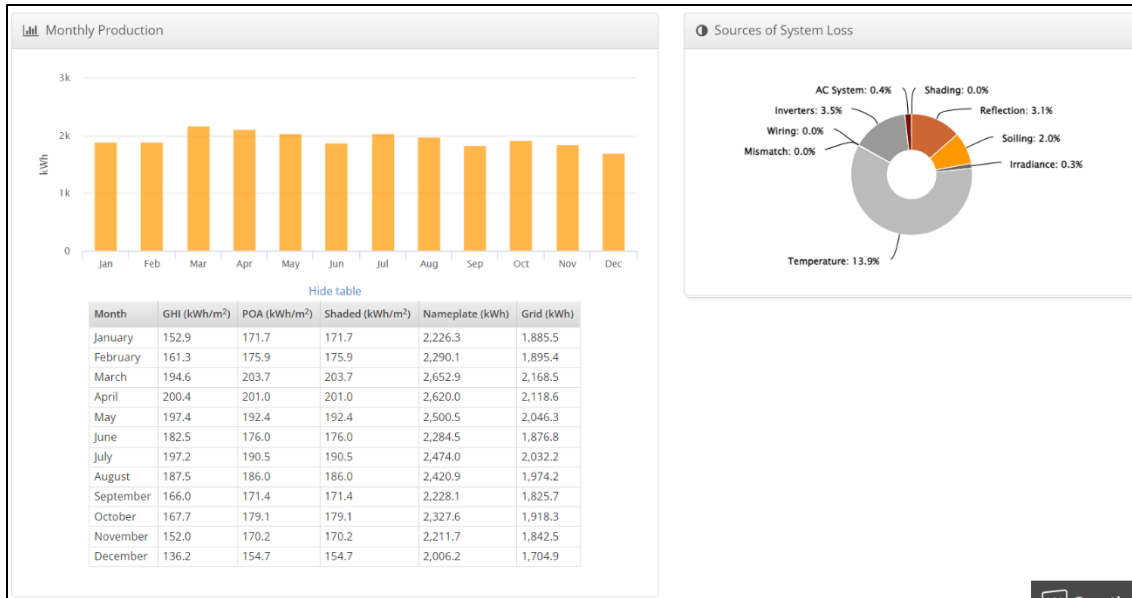


Figura 45 Reporte UVIE parte 2. (HelioScope)

Siguiendo con el reporte proporcionado por HelioScope (Figura 46), se puede visualizar las características del sistema, entre ellos la inclinación de techo que fue de 10° aproximadamente, la orientación del sistema (direccionado al sur), el espacio entre cada módulo (0.7) y orientación (vertical u horizontal), la cantidad y marca de los componen componentes (inversor, modulo y tipo de calibre del cable).



Annual Production			Condition Set												
Description	Output	% Delta	Description	Condition Set 1											
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	2,095.7	Weather Dataset	TMV_10km_Grid_meteororm(meteororm)											
	POA Irradiance	2,172.5	Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
	Shaded Irradiance	2,172.5	Transposition Model	Perez Model											
	Irradiance after Reflection	2,104.1	Temperature Model	Sandia Model											
	Irradiance after Soiling	2,062.1													
	Total Collector Irradiance	2,062.1	0.0%												
Energy (kWh)	Nameplate	28,242.8	Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Output at Irradiance Levels	28,157.4	Fixed Tilt		-3.56	-0.075	3°C								
	Output at Cell Temperature Derate	24,245.5	Flush Mount		-2.81	-0.0455	0°C								
	Output After Mismatch	24,233.8													
	Optimal DC Output	24,233.8													
	Constrained DC Output	24,236.5													
Energy to Grid	23,289.0	-0.4%	Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Temperature Metrics			AC System Derate			Module Characterizations			Component Characterizations						
Avg. Operating Ambient Temp			0.50%			Module			Uploaded By			Characterization			
Avg. Operating Cell Temp			21.3 °C			RSM144-6-380BMDG (Risen)			HelloScope			Spec Sheet Characterization, PAN			
Operating Hours			4544			Device			Uploaded By			Characterization			
Solved Hours			4544												

Components			Wiring Zones			
Component	Name	Count	Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Inverters	MI-1500 (Hoymiles)	9 (13.5 kW)	Wiring Zone	-	1-1	Along Racking
AC Branches	1/0 AWG (Aluminum)	3 (269.8 m)				
Module	Risen, RSM144-6-380BMDG (380W)	36 (13.7 kW)				

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	159.08984°	0.7 m	1x4	10	36	13.7 kW
Field Segment 2	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	338.6911°	0.6 m	1x1		0	

Figura 46 Reporte UVIE parte 3. (HelioScope)

Continuando con el ejemplo, el software nos proporciona una vista aérea de la instalación (Figura 47). En él se aprecia el acomodo de los módulos quedando así con 2 filas de 16 módulos orientados hacia el sur.



Figura 47 Vista aérea del sistema (HelioScope)



4.1.1 INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAÍCO

Por último, se muestra los resultados del proceso de la instalación del sistema, mediante las siguientes imágenes.

Se instalaron 36 módulos de la marca Risen de 380 W en 2 filas de 16 de cada una orientados hacia el sur.

1. Se dividió el sistema en 3 cadenas, cada cadena se conformó por 3 microinversores Hoymiles M1-1500 que a su vez fueron conectados a 4 módulos Risen de 380 W (Figura 48- 49).



Figura 48 Vista de la instalación



Figura 49 Instalación de filas de 16 módulos.

Para su fijación del módulo al techo se ocupó una estructura de aluminio anodizado coplanar de la marca SunModo.



2. Los microinversores fueron colocados debajo del módulo, las patas que componen a la estructura fueron fijadas y selladas para evitar filtraciones de agua. Se colocó el cable desnudo de aterrizaje al sistema (Figura 50-51).



Figura 50 Detalle de fijación de los microinversores



Figura 51 Cable desnudo para aterrizaje

3. Una vez instalados los 9 microinversores, son conectados al DTU, que sirve como medio de monitores a través de señal de Wifi (Figura 52).



Figura 52 Conexión de DTU a microinversores

4. Para la instalación se ocupó tubo conduit de $\frac{3}{4}$ pulgadas; que conecta al DTU con el gabinete secundario. Cada cadena es conectada a una pastilla de 30 A. Se conectó el gabinete secundario al gabinete principal de una pastilla de 80 A, con un calibre de 8 AWG (Figura 53-54).



Y para el resto de la instalación se ocupó una tubería de 1 ¼ pulgadas.

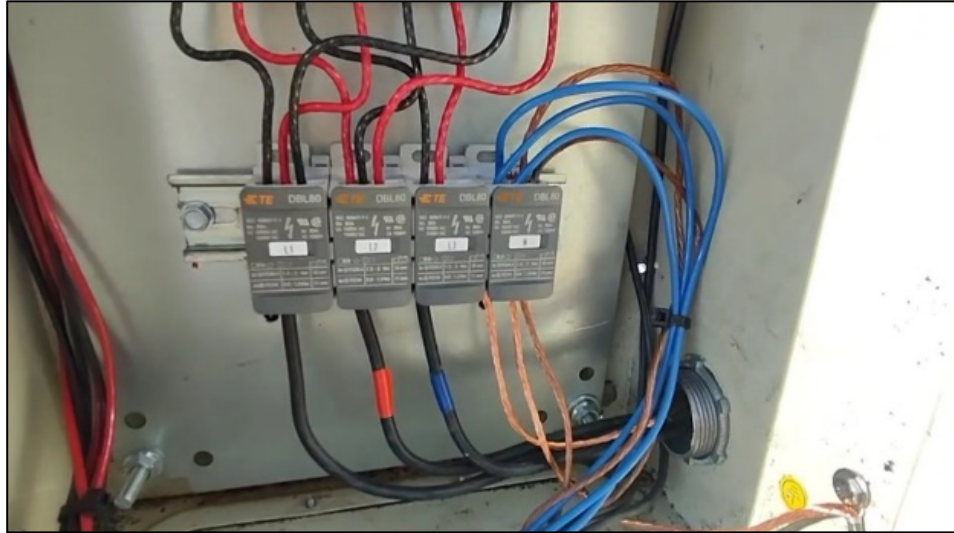


Figura 53 Gabinete secundario

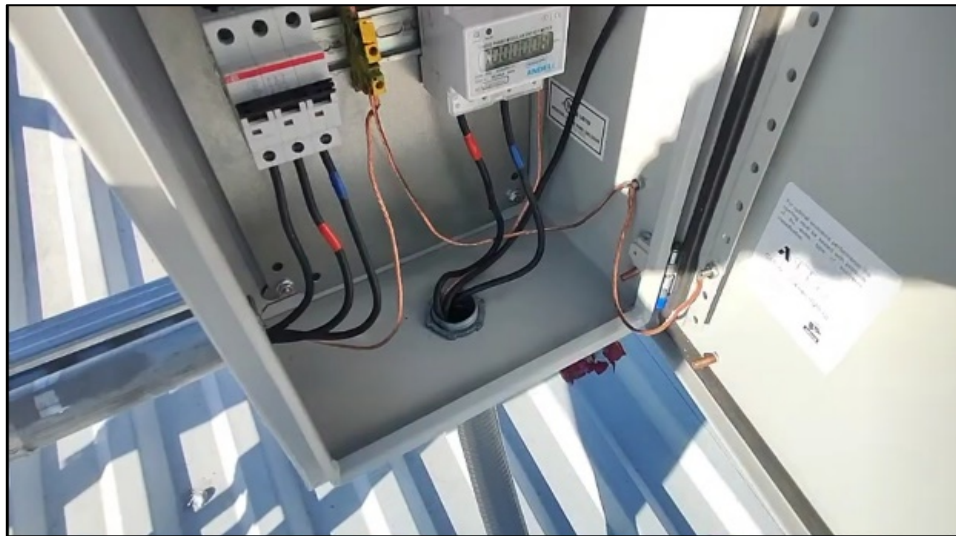


Figura 54 Gabinete primario

5. Finalmente, se volvió a verificar la puesta en tierra del sistema, se realizó la conexión del sistema fotovoltaico a la conexión de CFE. Además, se hizo la preparación para el cambio de medidor y se etiquetaron los componentes del sistema (Figura 55-57).



Figura 55 Puesta de tierra física.



Figura 56 Tablero principal y tablero fotovoltaico



Figura 57 Preparación para CFE.

Durante el proceso de la instalación no se tuvo ningún accidente, gracias a que en todo momento se portó con el equipo de protección y se siguieron las medidas de seguridad en las instalaciones eléctricas. El sistema quedó etiquetado y señalizado correctamente (Figura 58); quedó energizando y operando correctamente. Finalmente quedó pendiente el documento “dictamen de verificación” otorgado por la UVIE de Puebla y la visita en sitio de la instalación del lugar.



Figura 58 Etiquetación de un tubo conduit.



4.2 AUTOMATIZACIÓN DE CALCULOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAÍCO

Continuando con los resultados, se presenta el siguiente ejemplo:

Ejemplo 2

Se muestra la automatización de los cálculos en una hoja de Excel, esta hoja puede ser utilizada como guía para elaborar un cuadro de generación (Figura 59-60).

Número de fases			
Círculo	1	2	3
1	25.6	25.6	
2		17.05	17.05
3	21.05		21.05
4		17.05	17.05
5	17.05	17.05	
Suma =	63.7	59.7	55.15

A *A* *A* *A* *A* *A*

Desbalance = 13.42229199 %

Temperatura máxima ambiental 36.2 °C
 Incremento temperatura 22 °C
 Tabla 310-15 (b) (3) (c)
 Temperatura total = 58.2 °C
 Con base a la Tabla 310 -15 (b)(2)(a)
 F.T = 0.71 a 90°C, temp. amb.30 °C

Factor por agrupamiento
 Tabla 310 - 15 (b)(3)(a)

Círculo alimentador
 Capacidad de conducción
 I = 50.96 A
 I COT = 63.7 A
 FactorxNorma 1.25
 F.T =

Cable calibre **6 AWG** a 90 °C, 75 A
 Capacidad real = 53.25 A
 Cable calibre **4 AWG** a 90 °C, 95 A
 Capacidad real = 67.45 A

CAIDA DE TENSION
 Calibre **6 AWG** Tabla 9
 Z = 1.48 Ω/ km
 Calibre **4 AWG** Tabla 9
 Z = 0.98 Ω/ km
 L = 15 m
 I = 50.96

Calibre **6 AWG** $CT = \frac{\sqrt{3} I L Z}{1000}$
 CT = 1.96 v
 $\% C.T. = \frac{CT}{T_w} \times 100$
 % CT = 0.89 %
Selección del conductor conforme a la capacidad del interruptor

Calibre **4 AWG** $CT = \frac{\sqrt{3} I L Z}{1000}$
 CT = 1.30 v
 $\% C.T. = \frac{C.T}{T_w} \times 100$
 % CT = 0.59 %

Figura 59 Cálculos de caída de tensión (Parte 1)



Cálculo caída de Tensión			
C-1			
L =	23	I =	13.64
		R 12AWG =	5.6
$CT = \frac{2 I L R}{1000}$		CT =	3.514 v
$\% C.T. = \frac{C.T}{T_n} \times 100$		% C.T =	1.60 %
C-2			
L =	18	I =	20.46
		R 10AWG =	3.9
CT =		2.873 v	
% C.T =		1.31 %	
C-3			
L =	18	I =	13.64
		R 12AWG =	5.6
CT =		2.750 v	
% C.T =		1.25 %	
C-4			
L =	12	I =	16.84
		R 10AWG =	3.9
CT =		1.576 v	
% C.T =		0.72 %	
C-5			
L =	10	I =	13.64
		R 12AWG =	5.6
CT =		1.528 v	
% C.T =		0.69 %	

Tubería	
C-1 =	19.5 m
C-2 =	15 m
C-3 =	15 m
C-4 =	9 m
C-5 =	7.5 m

Cableado	
C-1 =	22.58 m
C-2 =	17.85 m
C-3 =	17.85 m
C-4 =	11.55 m
C-5 =	9.98 m

Figura 60 Cálculos de caída de tensión (Parte 2)

Automatizar este tipo de procedimientos de cálculos, da como resultado una mayor eficiencia, productividad y confiabilidad, gracias a ello se reducen tiempos del proceso. Además, resulta más fácil de usar este nuevo método y se obtiene una mejor presentación.

Los dos ejemplos antes mostrados dan cuenta del modelado, dimensionamiento e implementación de sistemas fotovoltaicos.

CAPITULO 5

5.1 CONCLUSIONES

Después del levantamiento en sitio, análisis de recibos de CFE, modelación y simulación, se pudo elaborar una propuesta técnica bajo las condiciones de la NOM-001-SEDE-2012 (la que actualmente está vigente), como consiguiente ser revisada y posteriormente en espera del dictamen, por que como anteriormente se había mencionado ya había sido aprobada para ejecutar su instalación porque cumplía con los criterios de evaluación de la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctrica (Diagrama Unifilar) ; con la finalidad de poner en marcha dicho sistema fotovoltaico interconectado a la red. Cumpliendo de esta forma con el objetivo general de esta tesis.

En este ejemplo se mostró el procedimiento que se sigue de acuerdo a la normativa (NOM-001-SEDE-2012, especificaciones de CFE y requerimiento de la UVIE), con la finalidad de que asegurar que la instalación del sistema cumple con las medidas de seguridad.

Es importante mencionar que se debe valorar cada material y equipo; no solo tomando de referencia los datos de las fichas técnicas sino también prestar a las adecuaciones requeridas del sitio, por ejemplo: una simple inclinación no mayor a 10° puede beneficiar al sistema o no produciendo los kilowatts necesarios (dependiendo del mes, en que haya más radiación) o generando una baja producción y como consecuencia trayendo diferentes tipos de perdidas al sistema.

En el mercado se cuenta con diversos tipos de materiales, que pueden ayudar a mejorar el sistema y trayendo con sigo mismo una mejor propuesta de cotización hacia el cliente; por este motivo se debe estar actualizado en los parámetros y condiciones para su mejor uso de acuerdo a la normativa correspondiente.

Un sistema fotovoltaico no solo consta en poner en agregar un sistema nuevo a la instalación eléctrica actualmente, sino que también, se debe valorar en qué condiciones está el sistema bifásico o trifásico ya que es el punto de partida de alimentación eléctrica al hogar y de ello depende que se tenga una correcta y optima instalación eléctrica del inmueble.

En todo momento, las normas están presentes debido a que trabajar en sistemas eléctricos trae consigo riesgos laborales; siempre se debe usar el equipo de protección personal y verificar que este en óptimas condiciones para su uso y que este certificado por las normas mexicanas y estadounidenses (ANSI).



En este proyecto quiero recomendar ampliamente el estudio y uso de los nuevos Softwares especializados en sistemas fotovoltaicos, además de que siempre se debe estar al tanto de las nuevas actualizaciones de las normas, códigos, nuevas marcas en el mercado; así como contar con una certificación por ejemplo EC0586.01 “Certificación en instalaciones de Sistemas fotovoltaicos en residencias, comercio e industria” por qué brinda una mejor carta de recomendación al trabajo y siempre tomar en cuenta las medidas de seguridad correspondientes.

BIBLIOGRAFÍA

1. Brown, C. A. B. y. R. B. y., 2010. ENERGÍA DEL SOL. Abril, p. 7.
2. CFE, 2013. *Medición para acometidas bifásicas especificación CFE DCMBT200*. México: s.n.
3. CFE, 2013. *Medición para acometidas trifásicas especificación CFE DCMBT300*. México: s.n.
4. Condumex, G., 2009. *Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión*. Quinta ed. México : s.n.
5. Mateo, V. M., 2016. *Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas*. 1 ed. Madrid: Paraninfo.
6. Maza, M. Á. S., 2011. *Energía solar fotovoltaica*. México: LIMUSA.
7. NOM-001-SEDE, 2012. *Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización), Diario Oficial de la Federación*
8. Rubio, T. D. C. & Carmona, G., 2010. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. 1 ed. Madrid: Mcgraw-Hill / Interamericana De España, S.A..
9. Ruiz, E. H. & E., 2017. *Las energías renovables y la electricidad para todos*. 1 ed. México: Limusa.
10. Serrano, J. C., 2016. *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*. 1ra ed. Madrid, España: Paraninfo.
11. Solar, J., 2008. *JKM330PP-72*. [En línea]
Available at: <https://www.jinkosolar.com/en/>
[Último acceso: 2022 Octubre 2020].
12. Solé, A. C., 2014. *Energías Renovables*. 2a ed. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.
13. SUNPOWER, 2020. *MAXEON 2*. [En línea]
Available at: sunpower.maxeon.com/es
[Último acceso: 18 Octubre 2022].



14. UVIE, 2012. *PROCEDIMIENTO: para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones.* México, Diario Oficial de la Federación

ANEXOS

Anexo 1

Fichas Técnicas

El Equipo de Protección Personal es una herramienta que es de suma importancia, aparte de ser un requisito que se debe seguir protocolariamente, brinda protección para evitar o prevenir un accidente mayor.

Leer las fichas técnicas del producto, nos va ayudar darle el uso correcto dependiendo del trabajo, el equipo de protección para instalaciones eléctricas fotovoltaicas consiste en el siguiente:

1. INDUSTRIAL, D. C., 2008. *Ficha Técnica Bota Modelo; 2502 TGA*. s.l.:s.n.
2. PROTECTA, P. c. c., s.f. *Ficha técnica: Arnés Protecta Pro 3 Estilo Chaleco Standard*. México: s.n.
3. Safety, S., s.f. *Ficha Técnica: Casco tipo II ABS , Clase E*. s.l.:s.n.
4. TOOLS, K., 1857. *Ficha Técnica: Gafas de seguridad profesionales, cristales transparentes*. Estados Unidos: s.n.
5. TRUPER, 1970. *Ficha Técnica Fajas lumbares con tercer cinturón*. México: s.n.

Anexo 2

Levantamiento técnico

Un negocio ubicado en Tehuacán, Puebla (18.4096607, -97.3281361), requiere obtener un ahorro energético. A continuación, se enlistan los parámetros que fueron tomados en cuenta durante el levantamiento técnico:

1. Ubicación del lugar (dirección o coordenadas geográficas): 18.4096607, -97.3281361
2. Tipo de material del techo: Lámina
3. Área disponible: 456 m²
4. Tipo de medidor: Digital
5. Número de fases del medidor: 2 Fases (bifásico)
6. Tipo acometida: Aérea



7. Puesta de varilla de tierra: Si
8. Requerimientos especiales del cliente: Ninguna
9. Observaciones y adecuaciones (identificar los posibles inconvenientes).:
 - Usar escaleras montadas.
 - Techo laminado sin reforzar y el espacio para maniobrar es mínimo.
 - Espacio entre montenes de 4 metros.

Ubicación:

Las coordenadas geográficas indican el lugar exacto ubicado en Puebla. Se colabora de que la vista aérea del Google Maps coincide con la evidencia fotográfica de los puntos del levantamiento.



Imagen 1. Fachada del lugar



Imagen 2. Vista satélite (Google Maps)

Nota: El dato de ubicación sirve de referencia al instalador del sistema fotovoltaico.

Techo:

El cliente cuenta con un techo de lámina sin reforzar y el espacio entre montenes es de 4 metros.





Imagen 3. Techo de lámina

Imagen 4. Diseño de la estructura del
techo de lámina.

Área:

Se agrega croquis del lugar, se visualiza el lugar libre se sombras y se indica el sur (orientación del sistema).

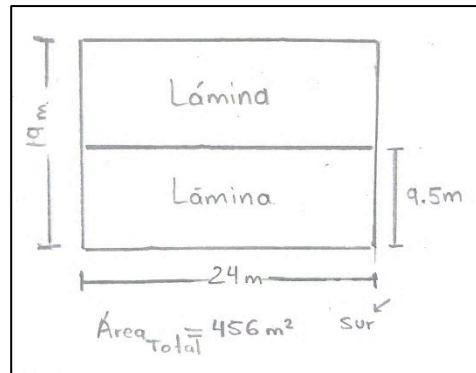


Imagen 5. Croquis

Medidor y recibo de CFE:

Se confirma que los datos que proporciona el recibo de CFE son correctos con los datos del medidor. Y su ubicación del mismo además se cuenta con puesta de varilla de tierra.

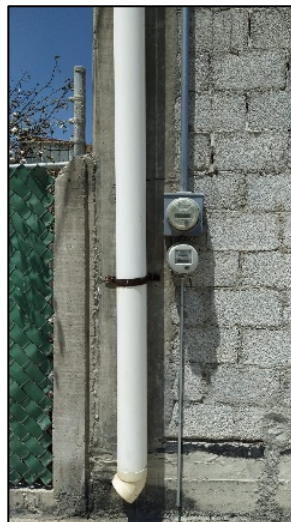


Imagen 6. Ubicación
de medidor



Imagen 7. Medidor bifásico digital



Imagen 8. Recibo de CFE

Acometida:

Se visualiza que el sistema es energizado mediante una acometida aérea y la ubicación del tablero eléctrico es dentro del inmueble.



Imagen 9. Acometida
aérea



Imagen 10. Ubicación del
tablero eléctrico

Tablero eléctrico:

Se reviso las condiciones físicas y técnicas del tablero de la instalación del negocio. Además, se verifico que cumpla con los parámetros establecidos por la norma.



Imagen 11. Tablero principal y de distribución dentro del inmueble.



Ilustración 112. Tablero de distribución e interruptor termomagnético.

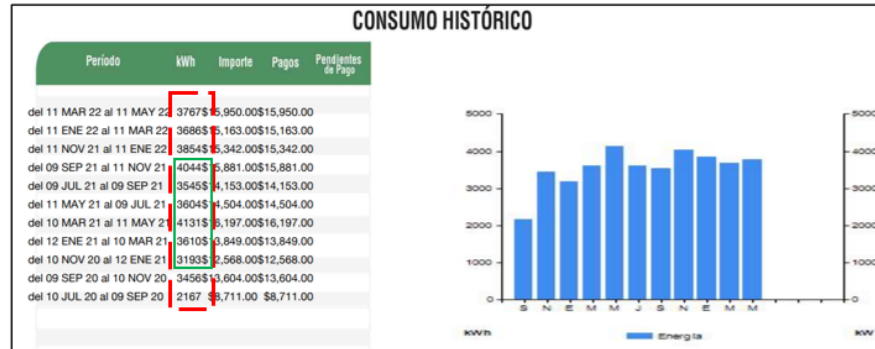
Anexo 3 Cálculos de un sistema fotovoltaico

A continuación, se muestra los cálculos pertinentes que obtuve a partir de una hoja de cálculo elaborada en Excel de un sistema fotovoltaico bifásico que requiere un negocio que está ubicado en Puebla, en el cual elegí módulos fotovoltaicos de la marca Risen de 380 W y microinversores de 1500 de la marca Hoymiles.

Dimencionamiento

Para saber cuantos paneles requiero, en mi hogar o negocio, debemos tener:

1. Recibo de luz



2. Calcular: Consumo diario

$$2.1 \text{ Consumo Anual} = \text{Bimestre 1} + \text{Bimestre 2} + \text{Bimestre 3} + \text{Bimestre 4} + \text{Bimestre 5} + \text{Bimestre 6}$$

Periodo	kWh
1	4044
2	3545
3	3604
4	4131
5	3610
6	3193
Promedio Bimestral	3687.833
Consumo diario	61.464

$$2.2 \text{ Consumo de promedio bimestral} = \frac{\text{Consumo Anual}}{6 \text{ bimestres}} = [\text{kWh}]$$

$$2.3 \text{ Consumo diario} = \frac{\text{Consumo de promedio bimestral}}{60 \text{ días}} = [\text{kWh}]$$

3. Calcular: Número de módulos fotovoltaicos:

$$\text{Potencia Fotovoltaica} = \frac{\text{Consumo diario (kWh)}}{\text{Horas Solares Pico (h)}} = [\text{kW}]$$

$$\text{Potencia Fotovoltaica} = \frac{11.38220 \text{ kW}}{11382.202 \text{ W}}$$

$$\text{No. módulos} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Capacidad del módulo}} = 29.953162 \text{ módulos}$$

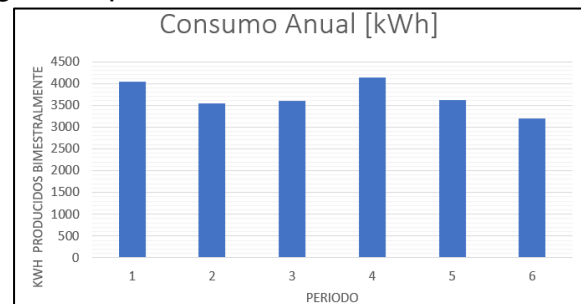
$$\text{Módulo: Risen } 380 \text{ W}$$

$$\text{Número de módulos} = \text{No. módulos (calculados anteriormente)} \times 25 \% \text{ (Factores de corrección y perdidas)}$$

Notas:	
2 meses = 60 días	
1 Bimestre = 2 meses	
6 Bimestres = 12 meses	
HSP: Se puede obtener el dato de la pagina de la NASA (POWER Data Access Viewer)	

$$\text{Número de módulos} = 35.943795 \text{ módulos Risen}$$

Grafica de consumo anual, a partir del siguiente periodo: 10 de Noviembre de 2020 hasta el 11 de Noviembre de 2021 (Grafica 1)



Grafica 1. Consumo anual (2020-2021)