

Instituto Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica

# SESLab

Laboratorio de Sistemas  
Electrónicos para la Sostenibilidad

SESLab (Laboratorio de sistemas electrónicos para la sostenibilidad)

“Diseño de puesta a tierra y sistemas de protección de pararrayos para una planta fotovoltaica de 500kW en la sede central del Tecnológico de Costa Rica”

Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título Ingeniero en  
Mantenimiento Industrial, grado Licenciatura

Brayan Gerardo Mena Cerdas

Cartago, junio 2017

**Profesor guía:** Ing. Julio Andrés Morera Hidalgo.

**Asesor industrial:** Ing. Hugo Andrés Sánchez Ortiz.

**Tribunal examinador:**

Ing. Gustavo Gómez Ramírez.

Ing. Manuel Badilla Sánchez.

## **Información del estudiante y de la empresa**

Nombre: Brayan Gerardo Mena Cerdas.

Cédula: 702250903.

Carné TEC: 201233475.

Dirección: San Francisco, Central, Cartago, Costa Rica.

Teléfono: 8326-7354.

Email: [bgmena.24@gmail.com](mailto:bgmena.24@gmail.com)

## **Información del proyecto**

Nombre del proyecto: Diseño de puesta a tierra y sistema de protección de pararrayos para una planta fotovoltaica de 500kW en la sede central del Tecnológico de Costa Rica.

Profesor asesor: Julio Andrés Morera Hidalgo.

Horario de trabajo del estudiante: lunes a viernes de 8:00 a.m. a 4:00 p.m.

## **Información de la empresa**

Nombre: SESLab (Laboratorio de sistemas electrónicos para la sostenibilidad).

Dirección: Sede central del Tecnológico de Costa Rica, Cartago, Costa Rica.

Teléfono: 2550-9316.

Actividad principal: Investigación y extensión en sistemas electrónicos que contribuyan al desarrollo sostenible.

## **Dedicatoria**

A María Cerdas Fallas y Ademar Mena Campos por darme guía y apoyo incondicional en cada una de las etapas de mi vida.

A Jéssika Mena Cerdas por inspirarme a ser mejor cada día y luchar por mis sueños.

## **Agradecimiento**

Agradezco a todos los asistentes y profesionales de SESLab, por permitirme formar parte de este equipo. Al ingeniero Carlos Meza Benavides, PhD; por permitirme participar en el desarrollo de este proyecto y toda la ayuda brindada en el desarrollo del mismo.

A la Escuela de Ingeniería Electromecánica y sus profesores, por darme una educación y formación de calidad a lo largo de estos años de estudio.

A los ingenieros Julio Morera Hidalgo y Hugo Sánchez Ortiz por ser una guía y brindarme su apoyo y enseñanzas en el desarrollo del proyecto y estar siempre dispuestos a atender mis consultas.

A los ingenieros Luis Carlos Muñoz y Ana Lucía Morera, por atender mis dudas y consultas relacionadas con el proyecto.

Gracias a mis compañeros y amigos por todos los momentos de estudio y desarrollo de proyectos, así como los de ocio.

## Tabla de contenido

Información del estudiante y de la empresa .....	iii
Dedicatoria .....	iv
Agradecimiento .....	v
Tabla de contenido.....	vi
Índice de figuras .....	x
Índice de tablas.....	xii
Resumen .....	xiii
Abstract.....	xiv
1. Capítulo I. Introducción .....	1
1.1 Descripción del proyecto .....	1
1.2 Objetivos .....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos .....	3
1.3 Definición del problema .....	4
1.4 Metodología.....	5
2. Capítulo II. Campo de Trabajo .....	8
2.1 Descripción de la Empresa .....	8
2.2 Descripción del Proceso Productivo .....	9
3. Capítulo III. Marco Teórico .....	11
3.1 Disposiciones del Código Eléctrico Nacional (NEC) en Puesta a Tierra para Sistemas Fotovoltaicos .....	11
3.1.1 Definiciones de puesta a tierra. ....	11
3.1.2 Puesta a tierra del sistema.....	14
3.1.3 Punto de conexión de la puesta a tierra del sistema.....	16
3.1.4 Puesta a tierra de equipos.....	16
3.1.5 Calibre del conductor de puesta a tierra de equipos.....	23
3.1.6 Conductores de puesta a tierra de equipos de un arreglo. ....	24
3.1.7 Sistema del electrodo de puesta a tierra.....	24
3.1.7.1 Sistemas de corriente alterna. ....	24
3.1.7.2 Sistemas de corriente continua. ....	32

3.1.7.3	Sistemas de corriente alterna y continua. ....	33
3.1.8	Continuidad del sistema de puesta a tierra de equipos. ....	36
3.1.9	Continuidad de los conductores puestos a tierra del circuito de salida y de la fuente fotovoltaica. ....	36
3.1.10	Puentes de unión del equipo. ....	37
3.1.11	Otras disposiciones importantes. ....	37
3.1.11.1	Corrientes indeseables. ....	37
3.2	Criterios importantes establecidos en las normas IEEE de Puesta a Tierra	37
3.2.1	IEEE 142. ....	38
3.2.2	IEEE 1100. ....	39
3.2.3	IEEE 80. ....	40
3.3	Diseño de Sistemas de Pararrayos	41
3.3.1	Importancia de los sistemas de pararrayos. ....	41
3.3.2	Formación de rayos. ....	41
3.3.3	Norma NFPA 780. Estándar para la instalación de sistemas de protección contra el rayo. ....	42
3.3.4	Norma IEC 62305. ....	44
3.3.4.1	IEC 62305-1. ....	44
3.3.4.2	IEC 62305-2. ....	44
3.3.4.3	IEC 62305-3. ....	45
3.3.4.4	IEC 62305-4. ....	45
3.3.5	Norma IEEE 142. ....	45
3.3.6	Tipos de pararrayos. ....	46
3.3.6.1	Punta Franklin. ....	46
3.3.6.2	Ionizante. ....	46
3.3.6.3	Desionizador de carga electrostática. ....	47
3.4	Formas en que se ha hecho la puesta a tierra en otras partes del mundo para sistemas fotovoltaicos	48
3.4.1	Conceptos de falla y riesgos. ....	48
3.4.1.1	Sistema no puesto a tierra. ....	48
3.4.1.2	Sistema puesto a tierra. ....	48
3.4.1.3	Tipos de falla en sistemas fotovoltaicos. ....	49

3.4.1.3.1	Fallas a tierra. ....	50
2.4.1.3.2	Fallas de línea a línea. ....	53
3.4.1.3.2	Fallas de arco. ....	54
3.4.1.3.3	Métodos de detección y mitigación de fallas de arco. ....	56
3.4.2	Peligro para la vida humana. ....	57
3.4.3	Peligro de incendio. ....	58
3.4.4	Supresores de sobretensiones. ....	59
3.4.5	Dispositivos de protección contra fallas a tierra. ....	62
3.4.6	Diseño del sistema de puesta a tierra. ....	62
3.4.7	Sistemas de pararrayos. ....	63
4	Capítulo IV. Análisis de resistividad del terreno .....	64
4.1	Métodos de medición. ....	64
4.2	Valores de las mediciones .....	66
4.3	Interpretación de los datos .....	70
5	Capítulo V. Diseño del sistema de puesta a tierra para el complejo solar .....	78
5.1	Norma base de diseño .....	78
5.2	Cálculo de las tensiones máximas admisibles de toque y de paso .....	79
6	Capítulo VI. Descripción de los arreglos fotovoltaicos y cálculo de la corriente de falla 84	
6.1	Descripción de las configuraciones de módulos fotovoltaicos.....	84
6.1.1	Configuración con inversor central. ....	85
6.1.2	Configuración con inversor en cadena. ....	87
6.1.3	Configuración con microinversor. ....	89
6.2	Corrientes máximas de falla para cada caso .....	90
6.2.1	Configuración con inversor central. ....	90
6.2.2	Configuración con inversor en cadena. ....	91
6.2.3	Configuración con microinversor. ....	91
6.2.4	Corriente a utilizar en el diseño. ....	91
7	Capítulo VII. Cálculos para el sistema según IEEE 80 .....	92
7.1	Consideraciones generales .....	92
7.2	Concepto de sistema de puesta a tierra según IEEE 80 .....	94

7.3	Diseño en condiciones difíciles .....	97
7.4	Procedimiento de diseño según la norma .....	97
7.5	Fórmulas y cálculos según la norma .....	99
7.5.1	Selección del calibre del conductor .....	99
7.5.2	Resistencia del sistema .....	102
7.5.3	Tensiones en el sistema. ....	108
7.5.3.1	Tensión de toque. ....	108
7.5.3.2	Tensión de paso.....	113
8	Capítulo VIII. Sistema de pararrayos .....	115
8.1	Datos de descargas atmosféricas en Costa Rica .....	115
8.2	Selección de pararrayos en el complejo solar .....	116
9	Capítulo IX. Descripción del sistema de puesta a tierra .....	119
9.1	Materiales .....	119
9.2	Indicaciones generales .....	120
9.3	Costo de los materiales .....	120
10	Conclusiones.....	121
11	Recomendaciones .....	122
12	Bibliografía .....	123
13	Anexos .....	125
14	Apéndices.....	133
14.1	Guía de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos .....	133

## Índice de figuras

Figura 2.1. Diagrama del proceso productivo para SESLab.....	10
Figura 4.1. Disposición del arreglo para aplicar el método de Wenner. ....	64
Figura 4.2. Arreglo de mediciones de resistividad en el terreno del complejo solar. ..	67
Figura 4.3. Disposición del equipo y los electrodos en la realización de las mediciones. .....	68
Figura 4.4. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 1. ....	71
Figura 4.5. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 2. ....	72
Figura 4.6. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 3. ....	72
Figura 4.7. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 4. ....	73
Figura 4.8. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 5. ....	73
Figura 4.9. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 6. ....	74
Figura 4.10. Curva maestra para la interpretación de la resistividad del terreno según el método de Sundae. ....	76
Figura 5.1. Tensiones de toque, paso y transferida en una subestación. ....	81
Figura 6.1. Diagrama general de la instalación fotovoltaica conectada a red del Complejo Solar TEC. ....	84
Figura 6.2. Diagrama de la configuración con inversor central. ....	87
Figura 6.3. Diagrama de la configuración en cadena. ....	88
Figura 6.4. Diagrama de la configuración con microinversor. ....	89
Figura 7.1. Constantes de los materiales. ....	100
Figura 7.2. Coeficiente $k_1$ para determinar la resistencia de la malla a tierra de conductores. ....	103
Figura 7.3. Coeficiente $k_2$ para determinar la resistencia de la malla a tierra de conductores. ....	104
Figura 7.4. Arreglo de conductores enterrados para el sistema de puesta a tierra. .	105
Figura 8.1. Mapa cerámico de Costa Rica para el año 2010. ....	116
Figura 8.2. Pararrayo desionizante. ....	118
Figura 13.1. Hoja de datos del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-325M. ..	125
Figura 13.2. Hoja de datos del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6X-325P. ...	126
Figura 13.3. Hoja de datos del inversor SMA Sunny Tripower 60-US. ....	127
Figura 13.4. Hoja de datos del inversor Fronius Primo 208-240 6.0-1 (parte 1). ....	128
Figura 13.5. Hoja de datos del inversor Fronius Primo 208-240 6.0-1 (parte 2). ....	129
Figura 13.6. Hoja de datos del inversor SMA Sunny Boy 6.0-US. ....	130
Figura 13.7. Hoja de datos del microinversor Enphase S280-60-LL-2US. ....	131

Figura 13.8. Tabla 8 del Código Eléctrico Nacional (NEC). .....132

## Índice de tablas

Tabla 4.1. Valores típicos de resistividad según el tipo de suelo.....	66
Tabla 4.2. Valores de resistencia aparente obtenidos en el terreno del complejo solar. .....	69
Tabla 4.3. Valores calculados de resistividad aparente del terreno. ....	70
Tabla 4.4. Valores seleccionados $\rho_1$ y $\rho_2$ para las seis mediciones realizadas. ....	75
Tabla 5.1. Valores de tensión máxima permitida de toque y paso para una persona de 70 kg de masa a diferentes tiempos de despeje de la falla. ....	83
Tabla 5.2. Valores de tensión máxima permitida de toque y paso para una persona de 50 kg de masa a diferentes tiempos de despeje de falla. ....	83
Tabla 6.1. Características de los módulos a utilizar en la configuración de inversor central.....	85
Tabla 6.2. Características del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-325M. ....	86
Tabla 6.3. Características del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-325P.....	86
Tabla 9.1. Costo de los materiales a utilizar para la construcción del complejo solar. .....	120
Tabla 14.1. Resumen de resistencias calculadas en el sistema de puesta a tierra ..	135

## Resumen

El concepto de puesta a tierra se refiere la unión eléctrica intencional con el terreno natural, ya sea de una parte del circuito (puesta a tierra del sistema) o de partes metálicas que no pertenezcan directamente a este (puesta a tierra de equipos). Estas conexiones a tierra deben tener una impedancia suficientemente baja y una ampacidad tal que, se prevenga la formación de tensiones peligrosas para las personas o los equipos conectados y se brinde un camino para que circule la corriente de falla a tierra, de manera que se facilite la operación de los dispositivos de protección para liberar la falla. Por otro lado, los sistemas de pararrayos deben tener la capacidad de conducir a tierra la corriente de las descargas atmosféricas de manera segura.

El objetivo del presente trabajo consistió en el diseño del sistema de puesta a tierra y pararrayos para un complejo solar de 500 kW ubicado en la sede central del Tecnológico de Costa Rica. Además, la elaboración de una guía de puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos en el país.

Para lograrlo, el diseño se basó y adaptó de la norma IEEE 80, la cual corresponde al diseño de puesta a tierra de subestaciones en corriente alterna. Los parámetros fundamentales para obtener diseños de puesta a tierra son la resistividad del terreno y la máxima corriente de falla. El primero se midió con el método de Wenner con un valor de 98,65  $\Omega\text{m}$  y el segundo, se determinó para el sistema como la corriente de cortocircuito para el arreglo fotovoltaico que fuera mayor, en este caso 103 A. También se calcularon las tensiones de toque y paso, donde los valores máximos permisibles fueron 104,06 V y 144,30 V respectivamente.

El diseño obtenido teóricamente, tendrá una resistencia de 0,80  $\Omega$  lo cual es menor al valor de 1  $\Omega$  permitido por la norma. El sistema de pararrayos seleccionado fue con la tecnología desionizante, ya que ofrece una mayor seguridad.

Palabras clave: sistema de puesta a tierra, falla a tierra, resistividad, electrodo, corriente de falla, sobretensiones, pararrayos, sistemas fotovoltaicos.

## **Abstract**

The concept of grounding refers to the intentional electrical connection with the earth, either from a part of the circuit (system grounding) or from metal parts that do not belong directly to it (equipment grounding). These ground connections must be sufficiently low impedance and ampacity to prevent the formation of dangerous voltages for people or connected equipment and to provide a path for the earth fault current to flow, Facilitate the operation of the protection devices to release the fault. On the other hand, lightning arrester systems must be capable of safely conducting ground current from lightning.

The objective of the present work was to design the grounding system and lightning rods for a 500 kW solar complex located at the headquarters of the Technological Institute of Costa Rica. In addition, the development of a grounding guide for photovoltaic systems in the country.

To achieve this, the design was based and adapted from the IEEE 80 standard, which corresponds to the design of grounding for alternating current substations. The fundamental parameters for obtaining ground designs are the ground resistivity and the maximum fault current. The first was measured with the Wenner method with a value of 98.65  $\Omega\text{m}$  and the second was determined for the system as the short-circuit current for the PV array that was larger, in this case 103 A. The voltages of touch and step, where the maximum permissible values were 104.06 V and 144.30 V respectively.

The theoretically obtained design will have a resistance of 0.80  $\Omega$ , which is less than the 1  $\Omega$  value allowed by the standard. The lightning arrester system was selected with the deionizing technology, since it offers greater security.

Key words: grounding system, ground fault, resistivity, electrode, fault current, surges, lightning arresters, photovoltaic systems.

# **1. Capítulo I. Introducción**

## **1.1 Descripción del proyecto**

El Laboratorio de Sistemas Electrónicos para la Sostenibilidad (SESLab) de la Escuela de Ingeniería Electrónica del Tecnológico de Costa Rica está encargado del proyecto denominado Sostenibilidad TEC, que tiene como objetivo el desarrollo de proyectos dentro del campus para ubicar al Tecnológico como precursor en temas e iniciativas de sostenibilidad y conciencia ambiental a nivel nacional.

Uno de los proyectos más importantes es el desarrollo de una planta solar fotovoltaica, con potencia nominal de 500kW. La misma, servirá como sistema para el autoconsumo eléctrico dentro de la institución. Además, tendrá la función de verificación fotovoltaica, donde se realizará una valorización de distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos, así como de inversores y demás sistemas de acondicionamiento de potencia.

El fin principal del presente proyecto consiste en el diseño del sistema de puesta a tierra de dicha planta solar fotovoltaica. Para García (1991) una instalación de puesta a tierra consiste en la unión eléctrica con la tierra, de una parte de un circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo. Dicha instalación está compuesta por el conjunto de electrodos y líneas de tierra de una instalación eléctrica. De esta forma, la instalación se constituye por uno o varios electrodos enterrados y por las líneas de tierra que estén conectando dichos electrodos a los elementos que deban quedar puestos a tierra.

Según explica Montaña (2009) en el momento en que una corriente DC o AC de baja frecuencia es inyectada en un sistema de puesta a tierra, lo que ocurre es que esta corriente fluye por todos los conductores y llega a la tierra a lo largo de la superficie de ellos. Esto ocurre porque la corriente encuentra una resistencia que depende en mayor medida de la resistividad del suelo. Así, el sistema de puesta a tierra y todas las estructuras metálicas conectadas a él se elevarán de potencial con respecto a un punto remoto y estas elevaciones pueden producir gradientes de potencial sobre la superficie del terreno que pueden resultar peligrosos para las personas y animales.

La idea es que, si se da una fuga de corriente, esta pasará preferiblemente por el conductor de puesta a tierra y no a través de una persona o animal, que en contacto con el suelo y con mayor resistencia eléctrica, pudiera tocar esta parte metálica puesta en tensión accidentalmente y estando estos en contacto con el terreno. A esto Oropeza (2013) añade que entre los objetivos del sistema de puesta a tierra está el de estabilizar la tensión a tierra y proveer un camino para que circule la corriente de falla a tierra, lo cual permitirá que los dispositivos de protección contra sobrecorriente operen para liberar la falla.

Por su parte, un pararrayos se puede definir según Martínez (2013) como un dispositivo cuya misión es limitar las sobretensiones en los sistemas en los que están instalados, de forma que se proteja el resto de la aparamenta. En el funcionamiento diario de estos aparatos, sólo circula a través de ellos una pequeña corriente del orden de los mA. Cuando ocurre una sobretensión, los pararrayos derivan a tierra la sobreintensidad asociada, limitando la tensión a valores soportables por el equipo.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General**

Diseñar el sistema de puesta a tierra, así como los sistemas de protección de pararrayos para una planta fotovoltaica de 500kW en la sede central del Tecnológico de Costa Rica en Cartago, a partir del estudio de las metodologías utilizadas a nivel mundial para estos sistemas y la adaptación de estas a las condiciones ambientales del país y a la normativa nacional correspondiente.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- a. Elaborar una guía de diseño de sistemas de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos para aplicar en Costa Rica.
- b. Diseñar un sistema de puesta a tierra para la planta solar fotovoltaica.
- c. Evaluar y diseñar un sistema de pararrayos para la planta solar fotovoltaica.

### **1.3 Definición del problema**

El principal objetivo de los sistemas de puesta a tierra y limitación de sobretensiones es la seguridad de las personas y los equipos que protegen. En una instalación, como la planta fotovoltaica en cuestión, es de suma importancia contar con esta instalación para asegurar un correcto funcionamiento y evitar accidentes.

La manera de desarrollo del proyecto consiste en primer lugar en la revisión de las normas existentes para puesta a tierra y pararrayos para evaluar qué es lo más apropiado para las condiciones del país y del sistema a instalar. Al analizar lo anterior, se tomará la decisión de cuál es la manera más adecuada de ejecutar el diseño. Una vez listo el diseño se preparará la guía de puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos en Costa Rica.

## **1.4 Metodología**

La primera etapa del proyecto consistió en la investigación sobre métodos de diseño de sistemas de puesta a tierra para instalaciones fotovoltaicas en el mundo. Lo que se buscó fue determinar cuál de ellas se adapta mejor a las condiciones de nuestro país para proceder con la elaboración del diseño.

Para todo lo anterior se tomó en cuenta lo establecido para sistemas de puesta a tierra según el Código Eléctrico Nacional o National Electrical Code (NEC) en su versión 2008 en español. El Código Eléctrico Nacional corresponde a una norma publicada por la National Fire Protection Association (NFPA) de los Estados Unidos, bajo la denominación NFPA 70 y es parte de la serie National Fire Codes. Según el decreto RTCR 458:2011 publicado en el diario oficial La Gaceta del 15 de febrero de 2012, el NEC es ley de la república. En este caso los artículos de mayor importancia fueron el 250 que se denomina “puesta a tierra y unión” y el 690 que habla sobre instalaciones para sistemas solares fotovoltaicos, así como su respectivo sistema de puesta a tierra.

Se hizo además, un reconocimiento del lugar donde se ubicará la planta fotovoltaica así como de los equipos. El objetivo fue conocer las condiciones y características del diseño de la planta y así adaptar el diseño del sistema de puesta a tierra. Fue de suma importancia la ejecución de mediciones de la resistividad del suelo, ya que el modelo a elaborar dependió en gran medida de esta característica.

Según Barrantes (2014) el objetivo de realizar la medida de resistividad del terreno se debe a que esta es directamente proporcional a la resistividad del terreno. Para llevarlo a cabo existen dos métodos que son la utilización de un medidor de tierra de cuatro terminales y el método más utilizado que es el método de Wenner.

En el diseño también fue de suma importancia la elaboración del plano para el sistema en cuestión.

Para la elaboración del diseño se realizó la selección de los componentes del sistema que son los electrodos de puesta a tierra, conductores del electrodo de puesta a tierra, conductores de puesta a tierra del equipo y uniones del sistema. Por ejemplo, existen varios tipos de electrodos, ya que estos pueden ser fabricados de materiales como cobre o acero galvanizado y los mismos se fabrican de distintas formas como barras, mallas o placas.

El tipo de electrodo seleccionado dependió de la metodología o norma definida en la investigación, por otro lado tomó en cuenta que la resistencia de un electrodo de puesta a tierra depende de tres factores que son la resistencia propia del electrodo de puesta a tierra así como sus conectores, la resistencia de contacto entre el electrodo y el terreno y finalmente la resistencia del electrodo alrededor del terreno. Para definir el valor de resistencia óptimo para el sistema existen normas que clasifican el valor de resistencia de acuerdo a qué tan robusto es el sistema al que se le está haciendo la puesta a tierra.

Existe la posibilidad de que al instalar cierto tipo de electrodo no se obtenga la resistencia baja esperada. Si esto ocurre, se recurre a métodos como utilizar un electrodo más largo, utilizar varios electrodos o hacer un tratamiento químico en el terreno. El tratamiento químico se aplica en casos donde la resistencia del terreno es muy alta, se emplean sustancias como sulfato de magnesio, sulfato de cobre y roca de sal. Si se opta por el tratamiento químico se tiene que tener presente que el efecto del tratamiento no es permanente, ya que la lluvia lava los químicos después de un tiempo determinado y se debe repetir la acción.

En la selección de los pararrayos también es de suma importancia seguir alguna metodología o norma utilizada a nivel internacional para garantizar seguridad. Los pararrayos también deben ser parte del sistema de puesta a tierra, esto porque se debe asegurar una trayectoria efectiva a tierra de las sobretensiones que puedan generar los rayos y así evitar en la mayor medida posible que los equipos se dañen.

Finalmente, se trabajó en la elaboración de una guía para puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos en Costa Rica. Esto de acuerdo a lo definido en la investigación previa.

## **2. Capítulo II. Campo de Trabajo**

### **2.1 Descripción de la Empresa**

El Tecnológico de Costa Rica, así como sus respectivas escuelas se dedican tanto a fines académicos de enseñanza a sus estudiantes como de investigación y extensión a diferentes sectores de la industria pública y privada, para generar un impacto positivo en el desarrollo del país. La Escuela de Ingeniería Electrónica por su parte, se encuentra actualmente en un proceso de desarrollo de las áreas de comunicaciones e industrialización, de manera que se dé constantemente una mejora en la calidad de sus servicios y procesos.

El Laboratorio de Sistemas Electrónicos para la Sostenibilidad (SESLab) forma parte de la Escuela de Ingeniería Electrónica del Tecnológico de Costa Rica. Su enfoque es el estudio de aquellos sistemas electrónicos que contribuyan al desarrollo sostenible. Para ello, realiza actividades de investigación, extensión y actualización profesional.

Las principales áreas de trabajo de este laboratorio son las energías renovables, la eficiencia energética y la monitorización. Para lograr este tipo de proyectos se cuenta con representación de varias disciplinas por medio de profesionales y asistentes de áreas como ingeniería ambiental, electrónica, mecatrónica, electromecánica, diseño industrial y administración de empresas. Además, se trabaja con otras escuelas y departamentos de la universidad como lo son la Escuela de Ingeniería en Construcción, la Escuela de Ingeniería Electromecánica, el Departamento de Administración de Mantenimiento y la Unidad de Gestión Ambiental Integrada (SESLab, 2016).

## **2.2 Descripción del Proceso Productivo**

Al ser un laboratorio dedicado a la investigación, extensión y actualización profesional, no se cuenta con un solo proceso general de funcionamiento definido. A continuación se mencionan las actividades realizadas para cada una de las áreas de trabajo:

- a. En cuanto a las actividades de investigación y actualización profesional, estas se encuentran orientadas principalmente a sistemas fotovoltaicos, sin embargo, estos no son la única área de enfoque.
- b. En el área de energía solar se trabaja en evaluación del potencial energético solar en un lugar determinado, recomendación de equipo y configuraciones para una instalación fotovoltaica, desarrollo de sistemas electrónicos para el aprovechamiento de sistemas fotovoltaicos e inspección de instalaciones fotovoltaicas y termo solares.
- c. En eficiencia energética se tiene la identificación y análisis de consumo eléctrico, desarrollo de sistemas de gestión y medición de consumo eléctrico y desarrollo de sistemas de iluminación inteligente de bajo consumo.
- d. Con respecto a la monitorización se puede mencionar el desarrollo de nodos de comunicación de bajo consumo de potencia, desarrollo de sistemas de alimentación y gestión de potencia para nodos de comunicación en zonas remotas y desarrollo de sistemas de integración y gestión de datos en la nube.

Debido a que prácticamente todas sus actividades se relacionan con el sector ingenieril, es válido decir que su proceso productivo es similar al método científico. En la Figura 2.1 se puede observar el proceso productivo planteado.

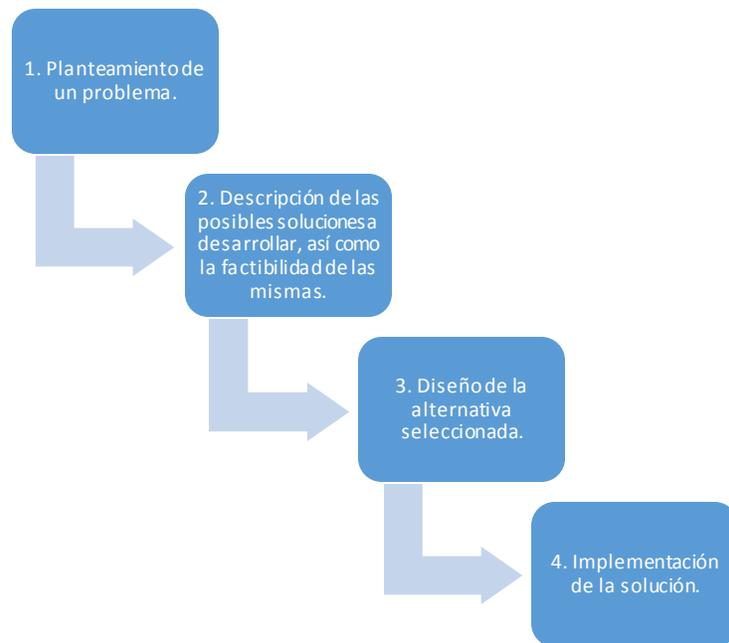


Figura 2.1. Diagrama del proceso productivo para SESLab.

Fuente: Elaboración propia, Microsoft Word 2013.

### **3. Capítulo III. Marco Teórico**

#### **3.1 Disposiciones del Código Eléctrico Nacional (NEC) en Puesta a Tierra para Sistemas Fotovoltaicos**

##### **3.1.1 Definiciones de puesta a tierra.**

En el artículo 100 se dan definiciones importantes con respecto a los sistemas de puesta a tierra.

- a. Conductor de puesta a tierra: conductor utilizado para conectar los equipos o el circuito puesto a tierra de un sistema de alambrado, al electrodo de puesta a tierra.
- b. Conductor de puesta a tierra de los equipos: trayectoria conductiva instalada para conectar las partes metálicas, que normalmente no transportan corriente de los equipos entre sí y al conductor del sistema puesto a tierra o al conductor del electrodo de puesta a tierra o ambos.
- c. Conductor del electrodo de puesta a tierra: conductor que conecta el conductor puesto a tierra del sistema o el equipo al electrodo de puesta a tierra o a un punto en el sistema del electrodo de puesta a tierra.
- d. Conductor neutro: conductor conectado al punto neutro de un sistema y que cumple la función de transportar corriente en condiciones normales.
- e. Conductor puesto a tierra: conductor de un sistema o de un circuito intencionalmente puesto a tierra.

Para efecto de los sistemas eléctricos en Costa Rica, el conductor neutro y el conductor puesto a tierra corresponden al mismo conductor.

- f. Electrodo de puesta a tierra: objeto conductor a través del cual se establece una conexión directa a tierra.
- g. Puesto a tierra: conectado a tierra o a cualquier cuerpo conductor que extienda la conexión a tierra.
- h. Unión: Conexión para establecer continuidad y conductividad eléctrica, esto se conoce también como unión equipotencial.
- i. Puente de unión: conductor que asegura la conductividad eléctrica requerida entre las partes metálicas que deben estar conectadas eléctricamente.
- j. Puente de unión, principal: conexión en la acometida entre el conductor del circuito puesto a tierra y el conductor de puesta a tierra del equipo.
- k. Puente de unión, equipos: conexión entre dos o más partes del conductor de puesta a tierra de equipos.
- l. Puesto a tierra sólidamente: significa que está conectado a tierra sin insertar ningún dispositivo de resistencia o de impedancia.
- m. Tensión a tierra: Si el circuito está puesto a tierra, corresponde a la tensión entre un conductor dado y el punto o conductor del circuito que está puesto a tierra, para circuitos no puestos a tierra sería la tensión entre el conductor dado y cualquier otro conductor del circuito.
- n. Sistema derivado separado: sistema de alambrado de una propiedad, cuya alimentación procede de una fuente de energía o equipo diferente a la alimentación del suministrador. Dichos sistemas no tienen conexión eléctrica entre los conductores de un circuito de un sistema a los conductores de un circuito de otro sistema, excepto las conexiones a través de la tierra, cubiertas de metal, canalizaciones metálicas, o conductores de puesta a tierra de equipo.

Al iniciar el capítulo general de puesta a tierra y unión, el cual corresponde al 250 se dan otras definiciones para entender los sistemas de puesta a tierra.

- a. Falla a tierra: es una conexión eléctricamente conductora y no intencional, entre un conductor no puesto a tierra de un circuito eléctrico y conductores que normalmente no transportan corriente, envolventes metálicas, canalizaciones metálicas, equipos metálicos o tierra.
- b. Puente de unión, sistemas: conexión entre el conductor del circuito puesto a tierra y el conductor de puesta a tierra del lado del suministrador, o el conductor puesto a tierra del equipo, o ambos, a un sistema derivado separadamente (Oropeza, 2013).
- c. Trayectoria eficaz de la corriente de falla a tierra: trayectoria eléctricamente conductora y de baja impedancia, construida intencionalmente, diseñada y destinada a transportar la corriente bajo condiciones de falla a tierra desde el punto de la falla a tierra en un sistema de alambrado hasta la fuente de alimentación eléctrica, y que facilita el funcionamiento del dispositivo de protección contra sobrecorriente o de los detectores de falla a tierra en sistemas de alta impedancia puestos a tierra.
- d. Trayectoria de la corriente de falla a tierra: trayectoria eléctricamente conductora desde el punto de una falla a tierra en un sistema de alambrado a través de conductores que normalmente no transportan corriente, equipo o de la tierra y hasta la fuente de alimentación eléctrica.

Adicional a estos conceptos, Oropeza (2013) brinda otros conceptos, como se muestra a continuación.

- a. Puente de unión, circuito: conexión entre partes de un conductor en un circuito para mantener la ampacidad requerida por el circuito.
- b. Puesto a tierra eficazmente: conectado a tierra intencionalmente a través de una conexión o conexiones a tierra que tengan una impedancia suficientemente baja y ampacidad, que prevengan la formación de tensiones peligrosas para las personas o para los equipos conectados.

### **3.1.2 Puesta a tierra del sistema.**

<sup>1</sup>Para una fuente de alimentación fotovoltaica de sistema bifilar con una tensión del sistema fotovoltaico de más de 50 volts nominales el conductor de referencia (derivación central) de un sistema bipolar debe estar sólidamente puesto a tierra o utilizar otro método que brinde una protección equivalente<sup>2</sup>. Con respecto a esto Earley, Sargent, Coache y Roux (2011) mencionan que los sistemas de baja tensión que no se encuentren puestos a tierra, deben estarlo sólidamente según este artículo, teniendo protección contra sobrecorrientes en los conductores que no se encuentren puestos a tierra.

<sup>3</sup>Se establecen varios puntos importantes sobre los requisitos generales con los que debe cumplir un sistema de puesta a tierra y las uniones de los sistemas eléctricos. En primer lugar, los sistemas eléctricos se deben conectar a tierra de manera que limiten la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones en la línea o por contacto no intencional con líneas de tensión más alta y estabilizar la tensión a tierra durante la operación normal. Los conductores de puesta a tierra y unión se deben direccionar de manera que no sean más largos de lo necesario para completar la conexión evitando dobleces y bucles y que así sea posible limitar la tensión impuesta.

---

<sup>1</sup> Según artículo 690.41 de NEC

<sup>2</sup> Según la sección 250.4 (A) de NEC

<sup>3</sup> Según la sección 250.4 (A) de NEC

En segundo lugar, los materiales conductores que normalmente no transportan corriente, pero albergan conductores o equipo eléctrico o forman parte de dicho equipo, o simplemente tienen probabilidad de energizarse, deben ir conectados a tierra, con el fin de limitar la tensión a tierra en estos materiales. También deben estar conectados entre sí y a la fuente de alimentación eléctrica de manera que establezcan una trayectoria eficaz para la corriente de falla a tierra.

Por último, los equipos, el alambrado eléctrico y otros materiales que tengan la posibilidad de energizarse deben ir instalados de manera que formen parte de un circuito de baja impedancia que permita la operación del dispositivo de protección contra sobre-corriente o del detector de falla a tierra para sistemas de alta impedancia puestos a tierra. Es de suma importancia que el circuito tenga la capacidad de transportar la corriente máxima de falla a tierra desde cualquier punto del sistema de alambrado hasta la fuente de alimentación eléctrica.

Además, el terreno no debe ser considerado como una trayectoria eficaz para la corriente de falla a tierra. En este punto Earley, Sargent, Coache y Roux (2011) hacen la aclaración que el objetivo principal de la trayectoria eficaz de la corriente de falla a tierra no es siempre facilitar el funcionamiento del dispositivo contra sobrecorrientes. Esto porque en el caso de sistemas de alta impedancia puestos a tierra, lo principal es asegurar el funcionamiento del detector de fallas a tierra de manera que se active una alarma o alguna otra señal.

### **3.1.3 Punto de conexión de la puesta a tierra del sistema.**

<sup>4</sup>La conexión de puesta a tierra del circuito de corriente continua (en adelante C.C.) se debe hacer en un único punto del circuito fotovoltaico de salida, preferiblemente lo más cerca posible de la fuente fotovoltaica. Lo anterior debido a que el sistema queda mejor protegido contra sobretensiones producidas por las descargas atmosféricas. Earley, Sargent, Coache y Roux (2011) dicen que los sistemas fotovoltaicos autónomos podrían requerir que el punto de conexión a tierra esté localizado cerca de los conductores de alta corriente asociados con el inversor y las baterías. Además, en referencia a este mismo artículo se dice que cuando un sistema fotovoltaico requiere de dispositivos contra fallas a tierra, es permitido realizar el punto único de conexión a tierra dentro del dispositivo de protección contra fallas a tierra o dentro del inversor de la compañía distribuidora y no se permitirán conexiones externas adicionales. En general se deben seguir las especificaciones de los equipos y sus instrucciones de instalación.

### **3.1.4 Puesta a tierra de equipos.**

<sup>5</sup>Se deben poner a tierra todas las partes metálicas expuestas que normalmente no porten corriente<sup>6</sup> sin importar la tensión a la que trabajen.

---

<sup>4</sup> Según artículo 690.42 de NEC

<sup>5</sup> Según artículo 690.43 de NEC

<sup>6</sup> Según secciones 250.134 o 250.136(A) de NEC

<sup>7</sup>A menos que estén puestos a tierra mediante el conductor del circuito puesto a tierra <sup>8</sup>, las partes metálicas de equipos, canalizaciones y envolventes no portadores de corriente, si se ponen a tierra, se deben conectar a un conductor de puesta a tierra del equipo ya sea mediante los conductores de puesta a tierra del equipo<sup>9</sup> o mediante conexión con un conductor de puesta a tierra del equipo, contenido dentro de la misma canalización, cable, o que corra con los conductores del circuito, lo anterior ya que según Earley, Sargent, Coache y Roux (2011) esto mantiene la impedancia del conductor de puesta a tierra de equipos al mínimo, ya que los campos magnéticos que generan todos los conductores se cancelan y por lo tanto se reduce la impedancia. Una de las excepciones existentes en este punto es para los circuitos de C.C. ya que en ellos se permite que el conductor de puesta a tierra vaya separado de los conductores del equipo.<sup>10</sup>

En cuanto al material<sup>11</sup> debe ser cobre o algún otro que resista a la corrosión. Su forma puede ser alambre, barra conductora, tornillo o algún conductor adecuado. Su fijación debe ser como se realiza para circuitos y equipo<sup>12</sup>, donde los medios permitidos son:

- a. Barras terminales.
- b. Conectores a presión listados como equipo de puesta a tierra y unión.
- c. Procesos de soldadura exotérmica.
- d. Abrazaderas tipo tornillo que enrosque por lo menos de dos hilos o que se aseguran con una tuerca.
- e. Tornillos para máquina tipo autoroscantes que enrosquen no menos de dos hilos en el envoltente.
- f. Conexiones que son parte de un ensamble listado.
- g. Otros medios listados.

---

<sup>7</sup> Según artículo 250.134 de NEC

<sup>8</sup> Como es permitido en las secciones 250.32, 250.140 y 250.142 de NEC

<sup>9</sup> Los permitidos en la sección 250.118 de NEC

<sup>10</sup> En este punto se tienen dos notas, la primera hace referencia a los artículos 250.102 y 250.168 de NEC.

<sup>11</sup> Según artículo 250.102 de NEC

<sup>12</sup> Según artículo 250.8 de NEC

No es permitido utilizar dispositivos que dependen de soldadura blanda únicamente.

Para el electrodo de puesta a tierra<sup>13</sup> se puede utilizar soldadura exotérmica, lengüetas de conexión listadas, conectores de presión listados, abrazaderas listadas u otros medios listados. No se debe conectar el electrodo de puesta a tierra más de un conductor mediante una abrazadera o herraje sencillo, a menos que estos estén listados para múltiples conductores, lo ideal si se necesita conectar más de un conductor es utilizar los medios indicados en este artículo.

En cuanto al calibre de los puentes de unión en el lado de alimentación de la acometida no debe tener un calibre inferior al indicado en la tabla 250.66 del NEC para conductores de electrodos de puesta a tierra. En caso de que los conductores de fase de la acometida son mayores a 1100 kcmil de cobre o 1750 kcmil de aluminio, el puente de unión debe tener un área mínima del 12,5% del área del conductor más grande de fase.

Si el material del conductor y el del puente son diferentes (cobre o aluminio) se debe suponer que son del mismo material. En caso de que los conductores de entrada de la acometida estén conectados en paralelo en dos o más canalizaciones o cables, el puente de unión del equipo, si está encaminado con las canalizaciones o cables debe ir en paralelo y el calibre del puente de unión para cada canalización o cable se debe basar en el calibre de los conductores de entrada de la acometida en cada canalización o cable.

El puente de unión del equipo en el lado de carga de los dispositivos de sobrecorriente de la acometida se debe dimensionar al menos con los calibres de la tabla 250.122 del NEC, no se exigirá que sean más grandes que los conductores más grandes no puestos a tierra del circuito ni menor a 14 AWG. Sí es permitido que un puente conecte dos o más canalizaciones o cables si se dimensionó para el mayor dispositivo de sobrecorriente de los circuitos involucrados con la tabla 250.122.

---

<sup>13</sup> Según artículo 250.70 de NEC

La instalación de los puentes se podrá hacer tanto dentro como fuera de las canalizaciones o envolventes. Si se ubican en el exterior, su longitud no podrá ser mayor a 1,8 m y tendrá que direccionarse con la canalización, sólo se permitirá un puente mayor a 1,8 m en ubicaciones de poste exterior con el propósito de puesta a tierra o unión de secciones separadas de canalizaciones o codos metálicos instalados en tramos verticales expuestos de conduit metálico u otra canalización metálica. <sup>14</sup>

<sup>15</sup>Es permitido utilizar conductores de puesta a tierra de equipos desnudos, cubiertos o aislados. Cuando sean cubiertos o aislados deben tener un acabado exterior continuo de color verde o verde con una o más franjas amarillas y no se deben usar como conductores de circuitos puestos a tierra o no puestos a tierra. <sup>16</sup>

<sup>17</sup>Cuando los conductores del circuito están empalmados dentro de una caja o terminan en un equipo dentro o soportado por una caja, los conductores de puesta a tierra de los equipos asociados con esos conductores del circuito, se deben conectar dentro de la caja o a la caja con los dispositivos adecuados según este artículo.

Para las conexiones y los empalmes, los conductores se deben empalmar o unir con dispositivos identificados para este uso o con soldadura fuerte con metal no ferroso, fusión superficial o soldando con un metal o aleación fusible (soldadura blanda)<sup>18</sup>. Los empalmes soldados se deben realizar de forma que antes de aplicar la soldadura queden mecánica y eléctricamente seguros. Todo empalme, unión y extremo libre de los conductores se debe cubrir con un aislamiento equivalente al de los conductores o con algún dispositivo aislante utilizado para ese fin. En el caso de conductores que vayan enterrados, los conectores o medios de empalme deben estar listados para este uso.

---

<sup>14</sup> Si se instala dentro de una canalización, el puente de unión del equipo debe cumplir con las secciones 250.119 y 250.148 de NEC

<sup>15</sup> Según artículo 250.119 de NEC

<sup>16</sup> En caso de que se tengan conductores con calibre mayor a 6 AWG, cable multiconductor o flexible, el artículo 250.119 de NEC da indicaciones específicas

<sup>17</sup> Según artículo 250.148 de NEC

<sup>18</sup> Según sección 110.14(B)

Para la continuidad, la organización de las conexiones de puesta a tierra debe ser de manera que al desconectar algún dispositivo alimentado desde la caja no interfiera ni interrumpa la continuidad de la puesta a tierra. Para cajas metálicas se tiene que hacer una conexión entre uno o más de los conductores de puesta a tierra del equipo y la caja por medio de un tornillo de puesta a tierra que se debe usar sólo para dicho propósito, un equipo listado para puesta a tierra o un dispositivo de puesta a tierra listado. Para las cajas no metálicas, los conductores de puesta a tierra del equipo que llegan dentro de la caja se deben organizar de manera que sea posible hacer una conexión a cualquier accesorio o dispositivo que requiera puesta a tierra en dicha caja. No se deben usar conexiones que dependan exclusivamente de soldadura blanda.

<sup>19</sup>Sobre los puentes de unión en C.C. que deben ser puestos a tierra, se debe usar un puente de unión sin empalmes para conectar el o los conductores de puesta a tierra del equipo al conductor puesto a tierra en la fuente o en el primer medio de desconexión del sistema, donde el sistema está puesto a tierra. El calibre del puente de unión no debe ser más pequeño que el conductor del electrodo de puesta a tierra del sistema<sup>20</sup>.

Con respecto a los puentes de unión principal y de sistema deben ser de cobre u otro material resistente a la corrosión y debe ser un conductor, una barra conductora, un tornillo o algún conductor similar adecuado<sup>21</sup>.<sup>22</sup>Si se tiene solamente un tornillo se especifica que se debe identificar con un acabado verde que sea visible. <sup>23</sup> <sup>24</sup>

---

<sup>19</sup> Según artículo 250.168 de NEC

<sup>20</sup> Como se indica en las secciones 250.166 y 250.28 (A), (B) y (C) de NEC

<sup>21</sup> Según 250.28 (A) de NEC

<sup>22</sup> Según 250.28 (B) de NEC

<sup>23</sup> La fijación debe hacerse según 250.28 (C) de NEC

<sup>24</sup> El calibre se debe seleccionar según 250.28(D) de NEC

<sup>25</sup>Los puentes de unión principales y los puentes de unión del sistema no deben tener un calibre inferior a los presentados en la tabla 250.66 del NEC. Cuando los conductores de alimentación son mayores de 1110 kcmil de cobre o 1750 kcmil de aluminio, el puente de unión debe tener un área no inferior al 12,5% del área del mayor conductor de fase. Excepto cuando los conductores de fase y el puente de unión son de materiales diferentes (cobre o aluminio), el calibre mínimo del puente de unión se debe basar en el uso supuesto de los conductores de fase del mismo material que el puente de unión, y con una ampacidad equivalente a la de los conductores de fase instalados.

<sup>26</sup>Para el caso de una acometida con más de un envolvente que es cuando se tienen varias salidas, para esto las dimensiones del puente de unión principal para cada envolvente se deben determinar <sup>27</sup>con base en el mayor conductor de acometida no puesto a tierra que sirve a dicho envolvente.

<sup>28</sup>Para sistemas derivados separadamente que alimenta más de una envolvente, las dimensiones del puente de unión del sistema para cada envolvente se deben determinar <sup>29</sup>con base en el mayor conductor del alimentador no puesto a tierra que sirve a ese envolvente, o se debe instalar un solo puente de unión del sistema en la fuente de alimentación, y las dimensiones deben estar acordes con el calibre equivalente del mayor conductor de alimentación determinado por la suma mayor de las áreas de los conductores correspondientes para cada conjunto<sup>30</sup>.

---

<sup>25</sup> Según sección 250.28(D)(1)

<sup>26</sup> Según sección 250.28(D)(2)

<sup>27</sup> Según sección 250.28(D)(1)

<sup>28</sup> Según sección 250.28(D)(3)

<sup>29</sup> Según sección 250.28(D)(1)

<sup>30</sup> Según sección 250.28(D)(1)

<sup>31</sup>La otra manera de poner a tierra todas las partes metálicas expuestas que normalmente no porten corriente <sup>32</sup>para equipo eléctrico sujetado y en contacto con un bastidor o estructura metálica suministrada para su soporte y conectada a un conductor de puesta a tierra del equipo<sup>33</sup>. Para un equipo de corriente alterna (en adelante C.A.) no se debe usar el armazón metálico estructural de un edificio, como el conductor exigido de puesta a tierra del equipo.

<sup>34</sup>Será necesario un conductor de puesta a tierra de equipos entre un arreglo fotovoltaico y otro equipo.

<sup>35</sup>La unión de las partes metálicas expuestas y no portadoras de corriente de equipo sujetado en su lugar o conectado mediante métodos de alambrado permanente o fijo, que se deben conectar al conductor de puesta a tierra del equipo bajo cualquiera de las siguientes condiciones:

- a. Si están dentro de una distancia de 2,5 m verticales o 1,5 m horizontales de la tierra o de objetos metálicos puestos a tierra y sujetos a contacto con personas.
- b. Si están localizados en un lugar húmedo o mojado y no están separados.
- c. Si están en contacto eléctrico con metal.
- d. Si están en un lugar peligroso de acuerdo a lo que establecen los artículos 500 a 517.
- e. Si son alimentados por una canalización metálica, cubierta blindada, con cubierta de metal, u otro método de alambrado que suministre una puesta a tierra al equipo, excepto como se permite en la sección 250.86.
- f. Si el equipo opera con cualquier terminal a más de 150 volts a tierra.

---

<sup>31</sup> Según artículo 690.43 de NEC

<sup>32</sup> Según sección 250.136(A) de NEC

<sup>33</sup> Debe hacerse por uno de los medios indicados en 250.134 de NEC

<sup>34</sup> Según artículo 690.43 de NEC

<sup>35</sup> Según artículo 250.110 de NEC

<sup>36</sup>Estará permitido que los dispositivos listados e identificados para la puesta a tierra de los bastidores metálicos de los módulos fotovoltaicos, unan los bastidores metálicos expuestos de los módulos fotovoltaicos a las estructuras de montaje puestas a tierra. También se permitirá que los dispositivos listados e identificados para la unión de los bastidores metálicos de los módulos fotovoltaicos, unan los bastidores metálicos expuestos de los módulos fotovoltaicos a los bastidores metálicos de los módulos fotovoltaicos adyacentes.

Los conductores de puesta a tierra de equipos para arreglos fotovoltaicos y estructuras deben estar dentro de la misma canalización o el mismo cable, o estar tendidos de otra manera con los conductores del circuito del arreglo fotovoltaico cuando dichos conductores salgan de la cercanía del arreglo fotovoltaico. Lo anterior ya que según Earley, Sargent, Coache y Roux (2011) esto mantiene una constante de tiempo baja en cada circuito de corriente directa y además facilita la operación de los dispositivos contra sobrecorrientes.

### **3.1.5 Calibre del conductor de puesta a tierra de equipos.**

Para la selección del calibre del conductor de puesta a tierra de equipos se debe utilizar la tabla 250.122<sup>37</sup>. Si no se está usando dispositivo de protección contra sobrecorrientes en el circuito se debe utilizar un valor supuesto del dispositivo de protección contra sobrecorriente en valor nominal fotovoltaico de corriente de cortocircuito para la tabla 250.122. El calibre mínimo de puesta a tierra de equipo será el 14 AWG y no será exigida la compensación en el calibre del cable por caída de tensión.

Si no se suministra protección contra fallas a tierra<sup>38</sup>, cada conductor de puesta a tierra de equipos debe tener al menos una ampacidad del doble de la corregida por ocupación del conduit y temperatura del conductor del circuito.

---

<sup>36</sup> Según 690.43 de NEC

<sup>37</sup> Como se indica en 690.45(A) de NEC

<sup>38</sup> Según los artículos 690.5(A) hasta (C) de NEC

### **3.1.6 Conductores de puesta a tierra de equipos de un arreglo.**

<sup>39</sup>Los conductores de puesta a tierra de equipos para módulos fotovoltaicos con calibre inferior al 6 AWG <sup>40</sup>se deben proteger del daño físico mediante una canalización o armadura de cable, excepto si van tendidos en los espacios huecos de paredes o divisiones, en donde están protegidos o no expuestos al daño físico.

### **3.1.7 Sistema del electrodo de puesta a tierra.**

<sup>41</sup>En cuanto al sistema del electrodo de puesta a tierra se diferencia para sistemas de C.A., sistemas de C.C. y cuando se requiere puesta a tierra de corriente continua y alterna.

#### **3.1.7.1 Sistemas de corriente alterna.<sup>42</sup>**

<sup>43</sup>El primer grupo de electrodo permitido consiste en estructuras que forman parte de la edificación como tubería metálica subterránea para agua, la armazón metálica de un edificio o estructura y otros sistemas o estructuras locales subterráneas de metal, mientras que el segundo consiste en conductores destinados exclusivamente para formar el sistema de puesta a tierra como electrodos de varilla y tubo, electrodos listados y de placa.

En cuanto a la tubería metálica subterránea para agua debe estar en contacto directo con la tierra en una longitud de 3 m o más y debe ser continua eléctricamente hasta los puntos de conexión del conductor del electrodo de puesta a tierra y los conductores de unión. Aquellas tuberías metálicas interiores ubicadas a más de 1,52 m del punto de entrada al edificio no se deben usar como parte del sistema del electrodo de puesta a tierra ni como conductor para interconectar electrodos que sean parte del sistema del electrodo de puesta a tierra.

---

<sup>39</sup> Según artículo 690.46 de NEC

<sup>40</sup> Según sección 250.120(C) de NEC

<sup>41</sup> Según secciones 690.47(A), (B) y (C) de NEC

<sup>42</sup> El electrodo se debe instalar según las secciones 250.50 hasta 250.60 y el conductor del electrodo de puesta a tierra según 250.64 de NEC

<sup>43</sup> Según artículo 250.52 de NEC

En segundo lugar se tiene la armazón metálica de un edificio o estructura cuando se encuentre conectada a la tierra de acuerdo a alguno de los siguientes métodos:

- a. 3 m o más de un solo elemento metálico estructural en contacto directo con la tierra o encerrado en concreto que esté en contacto directo con la tierra.
- b. Mediante la conexión del armazón metálico estructural a las barras de refuerzo de un electrodo encerrado en concreto o un anillo de puesta a tierra como se indican en este mismo artículo.
- c. Otros métodos aprobados para establecer una conexión a tierra.

En tercer lugar está el electrodo encerrado en concreto, el cual debe estar encerrado en al menos 50 mm de concreto localizado horizontalmente cerca del fondo o verticalmente y dentro de la porción de cimiento de concreto que está en contacto directo con la tierra, compuesto de al menos 6 m de una o más barras o varillas de refuerzo de acero desnudas o galvanizadas con cinc u otro recubrimiento que sea conductor, de mínimo 13 mm (1/2 pulgada) de diámetro o compuesto de mínimo 6 m de conductor de cobre desnudo no inferior a 4 AWG. Las barras de refuerzo podrán estar unidas entre sí mediante alambres de amarre de acero u otro medio eficaz. Cuando en un edificio o estructura estén presentes múltiples electrodos encerrados en concreto, se permitirá que sólo uno de ellos se una en el sistema del electrodo de puesta a tierra.

Como cuarta opción de electrodo se tiene el anillo de puesta a tierra. Este anillo debe rodear el edificio o estructura, en contacto directo con la tierra y debe medir al menos 6 m de conductor de cobre desnudo y un calibre mínimo de 2 AWG, este debe estar enterrado a una profundidad mínima de 750 mm por debajo de la superficie de la tierra.

En quinto lugar están los electrodos de varilla y de tubo que deben medir al menos 2,44 m. Si son tubos o conduit no deben ser menores que el indicador métrico 21 (3/4 de pulgada) y en caso que sean de acero, su superficie exterior debe ser galvanizada o tener algún recubrimiento metálico para la protección contra la corrosión. En el caso de los electrodos de puesta a tierra de acero inoxidable o acero recubierto con cobre o zinc, deben medir al menos 15,87 mm (5/8 de pulgada) de diámetro, a menos que se encuentren listados y tienen que medir al menos 12,7 mm (1/2 pulgada) de diámetro. En caso de que haya otros electrodos listados, estos pueden ser usados.

Luego se tienen los electrodos de placa, los cuales deben tener un área mínima de 0,186 m<sup>2</sup> de superficie en contacto con la tierra. Cuando sean de hierro o acero deben medir al menos 6,4 mm de espesor y cuando sean de metal no ferroso deben medir al menos 1,5 mm de espesor.

También existe la posibilidad de utilizar otros sistemas o estructuras subterráneas de metal como tuberías, tanques subterráneos y entubados metálicos de pozos subterráneos que no estén unidos a una tubería metálica para agua. Lo que no está permitido utilizar como electrodo de puesta a tierra son los sistemas de tubería metálica subterránea para gas y tampoco nada de aluminio.

<sup>44</sup>Para la instalación de los electrodos de varilla, tubo y placa, estos deben ir por debajo del nivel de humedad permanente y estar libres de recubrimientos no conductores como pintura o esmalte. La separación de los electrodos debe ser de mínimo 1,83 m de cualquier otro electrodo de otro sistema de puesta a tierra, y se debe considerar que dos o más electrodos de puesta a tierra están unidos entre sí son un solo sistema de electrodo de puesta a tierra.

---

<sup>44</sup> Según artículo 250.53 de NEC

<sup>45</sup>El calibre de la unión del electrodo suplementario cuando este es de varilla, tubo o placa, no se exigirá que sea superior a un alambre de cobre 6 AWG o de aluminio 4 AWG. Cuando los electrodos sean de tubo o varilla deben estar enterrados en una longitud de al menos 2,44 m, si el fondo en el que se encuentran tiene la característica de ser rocoso, el electrodo se puede dirigir en un ángulo oblicuo menor a 45° con respecto a la línea vertical. Cuando se encuentra un fondo rocoso en un ángulo de hasta 45° se debe permitir que el electrodo se entierre en una zanja de por lo menos 750 mm de profundidad. El extremo superior del electrodo debe estar a nivel o por debajo del nivel del suelo, a menos que el extremo esté por encima del suelo y la fijación del conductor del electrodo de puesta a tierra se encuentre protegida contra daño físico<sup>46</sup>.

Los electrodos de placa se deben instalar a una distancia mínima de 750 mm por debajo de la superficie de la tierra.

<sup>47</sup>Con respecto a los electrodos auxiliares de puesta a tierra, se podrán conectar uno o más electrodos a los conductores de puesta a tierra<sup>48</sup>. Además, no se exigirá que cumplan con los requisitos de unión del electrodo<sup>49</sup> ni con los requisitos de resistencia<sup>50</sup> pero la tierra no se debe usar como trayectoria eficaz de la corriente de falla a tierra<sup>51</sup>.

<sup>52</sup>Sobre la resistencia para los electrodos de varilla, tubo y placa, si se tiene un único electrodo y al medir su resistencia esta da mayor a 25  $\Omega$  se debe agregar un electrodo adicional para disminuir la resistencia del sistema y no deben estar separados menos de 1,8 m.

---

<sup>45</sup> El o los puentes utilizados para conectar los electrodos de puesta a tierra entre ellos para formar el sistema del electrodo de puesta a tierra se debe instalar de acuerdo con las secciones 250.64(A), (B) y (E), se debe dimensionar de acuerdo con la sección 250.66 y se debe conectar según 250.70 de NEC

<sup>46</sup> Como se especifica en la sección 250.10 de NEC

<sup>47</sup> Según el artículo 250.54 de NEC

<sup>48</sup> Como se indica en la sección 250.118 de NEC

<sup>49</sup> Especificados en la sección 250.50 y 250.53(C) de NEC

<sup>50</sup> Especificados en la sección 250.56 de NEC

<sup>51</sup> Como se especifica en las secciones 250.4(A)(5) y 250.4(B)(4)

<sup>52</sup> Según el artículo 250.56

Dos o más electrodos de puesta a tierra que están unidos entre sí, se deben considerar como un solo sistema de electrodo de puesta a tierra.

<sup>53</sup>Los conductores de puntas terminales aéreas, tuberías y varillas hincadas o electrodos de placa usados para terminales aéreas de puesta a tierra no se deben usar en lugar de los electrodos de puesta a tierra aceptados por el NEC para sistemas y equipos de puesta a tierra.

<sup>54</sup>En cuanto a la instalación del conductor del electrodo de puesta a tierra en la acometida, en cada edificio o estructura cuando están alimentadas por alimentadores o circuitos ramales, o en un sistema derivado separadamente; no será posible el uso de conductores de aluminio o de aluminio cubierto de cobre cuando van a estar en contacto con la mampostería o la tierra o si se encuentra expuesto a condiciones corrosivas.

Si el conductor del electrodo de puesta a tierra o su envolvente están expuestos, se deben asegurar firmemente a la superficie sobre la que van colocados. Un conductor del electrodo de puesta a tierra de cobre o aluminio 4 AWG o mayor, se deberá proteger si está expuesto a daño físico. Si se tiene un conductor del electrodo de puesta a tierra de calibre 6 AWG y que esté libre de exposición a daño físico a lo largo de la superficie de la construcción del edificio sin recubrimiento metálico ni protección, cuando esté asegurado firmemente a la construcción. De lo contrario o si el calibre es inferior a 6 AWG debe estar en conduit metálico rígido, conduit metálico intermedio, conduit no metálico rígido, tubería eléctrica metálica o blindaje para cables.

---

<sup>53</sup> Según artículo 250.60 de NEC

<sup>54</sup> Según artículo 250.64 de NEC

El conductor del electrodo de puesta a tierra se debe instalar en una longitud continua sin empalmes o conexiones, excepto en dos casos específicos. El primero es por conectores irreversibles de tipo compresión listados como equipo de puesta a tierra y unión por el proceso de soldadura exotérmica. En segundo lugar se permitirá que las secciones de barras colectoras estén conectadas juntas para formar un conductor del electrodo de puesta a tierra.

Con respecto a los envolventes para los conductores del electrodo de puesta a tierra.  
<sup>55</sup>Si se utilizan envolventes de metales ferrosos para los conductores del electrodo de puesta a tierra, se debe asegurar que sean continuos eléctricamente desde el punto de fijación a los gabinetes o el equipo y hasta el electrodo de puesta a tierra, y se deben asegurar firmemente a la abrazadera o herraje de tierra.

Cuando se utilicen envolventes metálicas no ferrosas, no se exigirá que sean continuas eléctricamente. En caso de que una envolvente metálica ferrosa no sea físicamente continua desde el gabinete o equipo hasta el electrodo de puesta a tierra, se deben hacer continuos eléctricamente mediante una unión de cada extremo de la canalización o el envolvente al conductor del electrodo de puesta a tierra. Esta unión, se debe hacer a cada extremo y a todas las canalizaciones, cajas y envolventes ferrosos intermedios entre los gabinetes o el equipo y el electrodo de puesta a tierra.

El puente de unión para una canalización del conductor del electrodo de puesta a tierra o armadura de cable debe ser de igual calibre o superior al conductor del electrodo de puesta a tierra envolvente. Cuando se use una canalización como protección para el conductor del electrodo de puesta a tierra, la instalación debe cumplir con los requisitos del artículo correspondiente a la canalización.<sup>56</sup>

---

<sup>55</sup> Según artículo 250.64 de NEC

<sup>56</sup> El artículo 250.64 finaliza explicando la instalación a los electrodos de el o los conductores de puesta a tierra y los puentes de unión que interconectan los electrodos de puesta a tierra.

Por otro lado, el conductor del electrodo de puesta a tierra debe estar dimensionado para el conductor más grande del electrodo de puesta a tierra que se exige entre todos los electrodos conectados a él.

<sup>57</sup>Se permite que el conductor del electrodo de puesta a tierra esté tendido a cualquier electrodo conveniente de puesta a tierra disponible en el sistema del electrodo de puesta a tierra, cuando el o los electrodos (si los hay) están conectados mediante puentes de unión<sup>58</sup>.

<sup>59</sup>Se permite que el o los conductores del electrodo de puesta a tierra estén tendidos a uno o más de los electrodos de puesta a tierra individualmente.

<sup>60</sup>Se debe permitir que el o los puentes de unión desde el o los electrodos de puesta a tierra estén conectados a una barra colectora de cobre o aluminio no inferior a 6 mm x 50 mm o lo que es lo mismo, 1/4" x 2". Esta barra colectora debe estar sujeta firmemente e instalada en una ubicación accesible, y las conexiones deben hacerse por medio de algún conector listado o por el proceso de soldadura exotérmica. Se permitirá también que el conductor del electrodo de puesta a tierra se tienda hasta la barra colectora. <sup>61</sup>.

<sup>62</sup>En Cuanto a la selección del calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna. En primera instancia, para el conductor del electrodo de puesta a tierra el calibre mínimo en la acometida, en cada edificio o estructura alimentada por alimentadores o circuitos ramales o en un sistema derivado separadamente de un sistema de C.A. puesto a tierra o no debe ser el de la tabla 250.66, excepto en tres situaciones especificadas en el artículo.

---

<sup>57</sup> Según el artículo 250.64(F)(1) de NEC

<sup>58</sup> Según la sección 250.53(C) de NEC

<sup>59</sup> Según la sección 250.64(F)(2) de NEC

<sup>60</sup> Según la sección 250.64(F)(3) de NEC

<sup>61</sup> En caso de que se utilicen barras colectoras de aluminio, la instalación debe cumplir con la sección 250.64(A) de NEC

<sup>62</sup> Según el artículo 250.66 de NEC

El primer caso es cuando el conductor del electrodo de puesta a tierra está conectado a electrodos de varilla, tubo o placa, ya que no se exigirá que la porción del conductor que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra sea superior al 6 AWG si es alambre de cobre, o al 4 AWG si es alambre de aluminio.

El segundo caso es cuando se tienen electrodos encerrados en concreto, ya que no se exigirá que la porción del conductor que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra sea superior al 4 AWG de alambre de cobre.

En tercer lugar se tiene que cuando un conductor de un electrodo de puesta a tierra está conectado a un anillo de puesta a tierra, no se exigirá que la porción de conductor que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra sea mayor que el conductor usado para el anillo de puesta a tierra.

<sup>63</sup>Con respecto a la forma de conectar el o los puentes utilizados para conectar los electrodos de puesta a tierra entre ellos para formar el sistema del electrodo de puesta a tierra. El conductor de puesta a tierra o de unión se debe conectar al electrodo de puesta a tierra por medio de soldadura exotérmica, lengüetas de conexión listadas, conectores de presión listados, abrazaderas listadas u otros medios listados y no se deben usar aquellas que dependan de soldadura blanda.

---

<sup>63</sup> Según artículo 250.70 de NEC

Cuando se usen abrazaderas de puesta a tierra, estas deben estar listadas para los materiales del electrodo de puesta a tierra y para el conductor del electrodo de puesta a tierra, y cuando se usan en electrodos de tubo, varilla u otros electrodos hincados también deben estar listados para su enterramiento directo en el suelo o encerrados en concreto. Si se conecta el electrodo de puesta a tierra a más de un conductor mediante una abrazadera o herraje sencillo, estos deben estar listados para múltiples conductores. El artículo expone cuatro métodos:

- a. Un herraje para tubo, un tapón para tubo u otro dispositivo aprobado, atornillado en un tubo o herraje de tubo.
- b. Una abrazadera atornillada listada, en bronce o latón fundido, o hierro maleable o común.
- c. Para uso en telecomunicaciones en interiores, una abrazadera listada de tierra de lámina metálica tipo cinta, que tenga una base metálica rígida que se asienta en el electrodo, y cuya cinta es de un material y dimensiones que no tienen probabilidad de estirarse durante o después de la instalación.
- d. Algún medio aprobado que sea igualmente firme.

### **3.1.7.2 Sistemas de corriente continua.**

<sup>64</sup>Para el caso en que el sistema de C.C. es puesto a tierra, se tienen cinco puntos principales sobre calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra.

<sup>65</sup>En el punto A se dice que si el sistema de C.C. consta de un conjunto compensador trifilar o de un devanado compensador con protección de sobrecorriente<sup>66</sup>, el conductor del electrodo de puesta a tierra no debe ser menor que el conductor del neutro, ni menor que el 8 AWG de cobre, o el 6 AWG de aluminio.

---

<sup>64</sup> Si el sistema instalado es de C.C. el sistema del electrodo de puesta a tierra debe realizarse con la sección 250.166 para sistemas puestos a tierra o con 250.169 para sistemas no puestos a tierra. El conductor del electrodo de puesta a tierra se debe instalar de acuerdo con la sección 250.64 de NEC

<sup>65</sup> Según 250.166(A) de NEC

<sup>66</sup> Como se establece en la sección 445.12(D) de NEC

En el punto B se dice que si el sistema de C.C. es diferente al del punto A, el conductor del electrodo de puesta a tierra no debe ser menor que el conductor más grande alimentado por el sistema, y no menor que el 8 AWG de cobre o el 6 AWG de aluminio.

El punto C dice que si está conectado a electrodos de varilla, tubo o placa, no se exigirá que esa porción del conductor del electrodo de puesta a tierra, que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra, sea más grande que un alambre 6 AWG de cobre o uno 4 AWG de aluminio.

En el punto D se dice que si está conectado a un electrodo encerrado en concreto, no se exigirá que esa porción del conductor del electrodo de puesta a tierra, que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra, sea más grande que un alambre 4 AWG de cobre.

Finalmente en E, se dice que si está conectado a un anillo de puesta a tierra, no se exigirá que esa porción del conductor del electrodo de puesta a tierra que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra sea más grande que el conductor usado para el anillo de puesta a tierra.

### **3.1.7.3 *Sistemas de corriente alterna y continua.***

En el caso de que se tengan sistemas con requisitos de puesta a tierra de corriente alterna y continua se tiene que cumplir con una serie de instrucciones. La primera es que el sistema de puesta a tierra de C.C. se debe unir al sistema de puesta a tierra de C.A.<sup>67</sup> Se debe dimensionar un conductor de unión entre ambos sistemas como el mayor entre los requisitos de C.C. los requisitos de C.A. basados en el valor nominal del dispositivo contra sobrecorriente de corriente alterna del inversor y de la sección 250.122, así como de los requisitos de unión del sistema de la sección 250.28.

---

<sup>67</sup> Según sección 690.45 de NEC

<sup>68</sup>En cuanto a la selección del calibre de puesta a tierra de equipos se tienen siete puntos importantes.<sup>69</sup>Los conductores de puesta a tierra de equipos de cobre, aluminio o aluminio recubierto de cobre de tipo alambre, no deben ser de calibre inferior a los presentados en la tabla 250.122 del NEC, pero en ningún caso se exigirá que sean mayores que los conductores de los circuitos que alimentan el equipo. <sup>70</sup>.

<sup>71</sup>Cuando se incrementa el calibre de los conductores no puestos a tierra, en este caso se debe incrementar el calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos, si están listados proporcionalmente al área en mils circulares de los conductores no puestos a tierra.

<sup>72</sup>Cuando un solo conductor de puesta a tierra de equipos se tiende con circuitos múltiples en la misma canalización, cable o bandeja portacables, se debe dimensionar para el mayor dispositivo contra sobrecorriente que protege los conductores en la canalización, cable o bandeja portacables. Los conductores de puesta a tierra de equipos, instalados en bandejas portacables deben cumplir con los requisitos mínimos de la sección 392.3(B)(1)(c). <sup>73</sup>

<sup>74</sup>Cuando los conductores están tendidos en paralelo en canalizaciones o cables múltiples,<sup>75</sup> los conductores de puesta a tierra del equipo, si se usan, se deben tender en paralelo en cada canalización o cable. Cada conductor en paralelo de puesta a tierra del equipo se debe dimensionar con base en el valor nominal en amperes, del dispositivo de sobrecorriente que protege los conductores del circuito en la canalización o cable, de acuerdo con la tabla 250.122 del NEC.

---

<sup>68</sup> Según sección 250.122 de NEC

<sup>69</sup> Según sección 250.122(A) de NEC

<sup>70</sup> Al usar bandeja portacables, canalización, blindaje o armadura de cable como conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir con las secciones 250.4(A)(5) o (B)(4) de NEC

<sup>71</sup> Según sección 250.122(B) de NEC

<sup>72</sup> Según sección 250.122(C) de NEC

<sup>73</sup> En secciones 250.122 (D) y (E) de NEC se habla sobre circuitos de motor y conductor de puesta a tierra de equipos con cordón flexible respectivamente.

<sup>74</sup> Según sección 250.122(F) de NEC

<sup>75</sup> Como se permite en la sección 310.4 de NEC

<sup>76</sup>Los conductores de puesta a tierra del equipo tendidos con derivaciones del alimentador no deben ser menores que los indicados en la tabla 250.122 del NEC, con base en el valor nominal del dispositivo de sobrecorriente delante del alimentador, pero no se exigirá que sean mayores que los conductores en derivación.

Se permitirá el uso de un solo conductor para realizar las funciones de puesta a tierra de C.C., de C.A. de equipos y unión entre ambos sistemas. Para el caso de un inversor que incorpora protección de fallas a tierra en C.C. el conductor tiene que cumplir con los requisitos para los puentes de unión de la sección 250.102 y no a los de 250.28

Para un conductor de unión o conductor de puesta a tierra de equipos que sirva a varios inversores, el mismo se debe dimensionar con base en la suma de las corrientes máximas determinadas de acuerdo a lo mencionado anteriormente para el conductor de unión.

Será posible usar una barra conductora puesta a tierra común para ambos sistemas, además de un electrodo de puesta a tierra común, donde el conductor del electrodo de puesta a tierra debe estar conectado al punto de unión del sistema de tierra de C.A.

El conductor o conductores de electrodo de puesta a tierra deben estar dimensionados para cumplir los requisitos de las secciones 250.66 para sistemas de C.A. y 250.166 para sistemas de C.C.

Cuando se tengan inversores interactivos de una empresa de servicios públicos, el sistema de puesta a tierra del inmueble sirve como sistema de puesta a tierra de C.A.

En cuanto a la instalación de electrodos, se debe seguir lo que se indica en la sección 250.52. El conductor del electrodo de puesta a tierra de C.C. se debe dimensionar según la sección 250.166 y no se permite el uso de electrodos adicionales como sustituto de los requisitos del conductor de unión de equipos o de puesta a tierra del equipo.

---

<sup>76</sup> Según sección 250.122(G) de NEC

<sup>77</sup>En el uso de estructuras metálicas como electrodo de puesta a tierra será permitida la estructura de arreglos montados en el suelo o en un poste si cumple con lo establecido en 250.52, si los arreglos fotovoltaicos en techos cumplen con 250.52(A)(2) se podrá usar el bastidor metálico del edificio. En este punto, se tienen las excepciones de no exigir electrodos de puesta a tierra cuando la carga servida por el arreglo esté integrada con el arreglo, además no se exigirá electrodos adicionales de puesta a tierra del arreglo en los casos en que se encuentre a una distancia máxima de 6 pies del electrodo del alambrado al inmueble.

### **3.1.8 Continuidad del sistema de puesta a tierra de equipos.**

Es muy importante mantener la continuidad del sistema de puesta a tierra de equipos. Si se retira un equipo, se desconecta la unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y las superficies conductoras expuestas en el equipo del circuito de salida o de la fuente fotovoltaica, por lo que se debe instalar un puente de unión mientras el equipo no esté en su lugar. De acuerdo con Earley, Sargent, Coache, y Roux (2011), en muchos sistemas fotovoltaicos el puente de unión principal y la barra de puesta a tierra de equipos se ubica en el inversor o en el tablero de corriente continua, que pueden llegar a retirarse para labores de mantenimiento. La continuidad de los conductores de puesta a tierra de equipos se debe mantener incluso cuando el equipo es removido.

### **3.1.9 Continuidad de los conductores puestos a tierra del circuito de salida y de la fuente fotovoltaica.**

Para la continuidad de los conductores puestos a tierra del circuito de salida y de la fuente fotovoltaica, por ejemplo al retirar un inversor interactivo se desconecta la unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y el conductor puesto a tierra del circuito fotovoltaico de salida y/o el de una fuente fotovoltaica, también se debe instalar un puente de unión para mantener la puesta a tierra del sistema mientras el equipo o inversor no se encuentre en su lugar.

---

<sup>77</sup> Según sección 250.52 de NEC

### **3.1.10 Puentes de unión del equipo.**

Para los puentes de unión del equipo si se utilizan se deben hacer siguiendo la sección 250.120(C).

### **3.1.11 Otras disposiciones importantes.**

#### **3.1.11.1 Corrientes indeseables.**

En el artículo 250.6 se habla sobre las corrientes indeseables. Estas son corrientes provocadas por la unión en varios puntos del conductor neutro con el de puesta a tierra, ya que al encontrarse el neutro en paralelo con el conductor de tierra, parte de la corriente de carga fluye a través del sistema de puesta a tierra. Por la impedancia que se tiene en el conductor y la tierra, se genera una caída de tensión en ambos.

Por esta razón, se deben evitar para no tener corrientes circulando en el sistema de puesta a tierra cuando el sistema se encuentre funcionando normalmente. En 250.6 (B) se mencionan las alteraciones que se podrán efectuar en caso de que se tenga presencia de corrientes indeseables. Se concluye que debe haber un único punto de conexión entre el neutro y el sistema de puesta a tierra, además dicho punto debe ser lo más cercano posible a la acometida según 250.24.

### **3.2 Criterios importantes establecidos en las normas IEEE de Puesta a Tierra**

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE por sus siglas en inglés) se ha encargado de elaborar una serie de normas sobre puesta a tierra. En cada una de ellas se habla sobre algún tema o aplicación específica relacionada con estos sistemas como se muestra a continuación.

### **3.2.1 IEEE 142.**

Es conocido como libro verde y contiene prácticas recomendadas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de potencia industriales y comerciales como lo indica su nombre original “IEEE Recommended Practice for Grounding and Commercial Power Systems”. Entre los temas incluidos se encuentran aspectos generales de la puesta a tierra, consejos para la puesta a tierra de equipos, protección estática y contra rayos.

Como lo menciona Muñoz (2016), no incluye el diseño del electrodo de puesta a tierra, pero proporciona algunas fórmulas empíricas para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de algunos electrodos de puesta a tierra. Además, se incluyen temas como la conexión a tierra del neutro, ventajas y desventajas de un sistema puesto a tierra y los no puestos a tierra, así como la forma de conectar envolventes de aparatos eléctricos.

Entre los electrodos de puesta a tierra permitidos por el NEC, esta norma los divide en dos grupos. El primero consiste en todas las estructuras metálicas que se instalaron con un propósito distinto al de la puesta a tierra, como lo son las tuberías metálicas para agua y estructuras de soporte de los edificios. El segundo grupo son los electrodos diseñados con el propósito de puesta a tierra o electrodos fabricados.

Una de las diferencias que se presenta con el NEC es con respecto a la distancia mínima recomendada entre un electrodo y otro, ya que se dice que la mínima distancia entre ellos deben ser 3 m, mientras que el NEC recomendaba como mínimo 1,8 m.

Las varillas de puesta a tierra se fabrican en diámetros de 9,53, 12,7, 15,88, 19,05 y 25,4 mm que corresponde a 3/8, 1/2, 5/8, 3/4 y 1 pulgada. En el NEC se dice que las varillas de acero o hierro deben tener al menos 15,88 mm de diámetro y las varillas de materiales no ferrosos no deben tener menos de 12,7 mm. Normalmente los diámetros utilizados son 12,7, 15,88 y 19,05 mm donde la de 19,05 mm se reserva para suelos en extremo duros o para electrodos enterrados a una profundidad considerable.

### 3.2.2 IEEE 1100.

Su nombre original es “IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment” y se conoce como libro esmeralda. Su función consiste en brindar una guía para la puesta a tierra de equipos electrónicos y de telecomunicaciones en sistemas de potencia, para evitar problemas en la calidad de la energía. Según Muñoz (2016), normalmente después de la puesta en marcha de los sistemas, se dan problemas operacionales en la parte electrónica. En los intentos por reducir este tipo de problemas, se han ejecutado prácticas inseguras y violaciones al NEC. Por lo anterior, esta norma tiene como objetivo la ejecución correcta de la puesta a tierra de equipo electrónico sensitivo.

En la norma se indica que los principales requerimientos de un sistema de puesta a tierra son, en primer lugar brindar un camino de baja impedancia para el retorno de corrientes de falla. También mantener una baja diferencia de potencial entre las partes metálicas expuestas para evitar peligro a las personas, y por último el control de las sobretensiones.

<sup>78</sup>La tierra tiene dos funciones que puede realizar, en primer lugar la seguridad, esto porque al conectar una parte del sistema eléctrico a tierra es posible evitar descargas eléctricas o electrocución. La segunda función es brindar un punto común o de referencia a cero volts, que representa un requisito de operación del sistema

Por otro lado, se explica que con las dos funciones anteriores y la pregunta ¿es el planeta Tierra parte del circuito?, el concepto de puesta a tierra se vuelve sencillo. Desde el punto de vista de seguridad, la respuesta casi siempre es sí. Para protección contra descargas atmosféricas la respuesta es un sí muy enfático. En el caso de problemas de operación de muchos equipos la respuesta es no.

---

<sup>78</sup> En la parte 8 del capítulo 4 de esta norma se habla de subsistemas de puesta a tierra

Así, se concluye que el hecho de tener o no una baja impedancia a tierra afecta la operación del sistema sólo cuando el planeta forma parte del sistema. De hecho, es más importante lograr una adecuada unión equipotencial de los sistemas por la seguridad y el buen funcionamiento de los equipos que una resistencia baja del sistema de puesta a tierra. Si no se tiene una correcta unión entre las partes del sistema, pueden ocurrir diferencias de potencial que afecten tanto a los equipos como a las personas (Muñoz, 2016).

### **3.2.3 IEEE 80.**

Su nombre original es “IEEE Approved Draft Guide for Safety in AC Substation Grounding”. Su campo de acción es el diseño de sistemas de puesta a tierra en subestaciones externas de corriente alterna. Esto incluye las convencionales, aisladas en gas, de distribución, transmisión y plantas de generación. Según Muñoz (2016) es posible adaptar lo que establece la norma para las partes interiores de subestaciones o a subestaciones en interiores. Además, no se incluye puesta a tierra de subestaciones en corriente directa y tampoco un análisis cuantitativo de los efectos de las descargas atmosféricas.

En esta norma se indica que para hacer un sistema de anillo, el calibre mínimo a utilizar es el 2/0 AWG, mientras que en el NEC se indicaba que el mínimo es el calibre 2 AWG. Para saber cuál calibre utilizar, se incluye una tabla con la corriente de cortocircuito que resiste cada calibre y se indica que el calibre utilizado es usualmente mayor al resultado con el análisis de temperatura de fusión.

Se habla de que en un sistema de potencia como las subestaciones, la puesta a tierra se debe hacer por medio de electrodos enterrados, ya que así se asegura el correcto funcionamiento de dispositivos eléctricos, se tiene seguridad tanto en condiciones normales de operación como de falla, se estabiliza la tensión durante condiciones transitorias y se minimiza la probabilidad de descargas durante un transitorio, además de poder disipar las descargas atmosféricas.

En una subestación, el principal riesgo se genera por la parte de la corriente de falla que es drenada por tierra. Dicha corriente produce gradientes de potencial dentro y alrededor de la subestación, por lo que si el sistema no está bien diseñado se puede tener riesgo para los seres humanos. De ahí que la norma defina las tensiones máximas de paso y de toque permitidas en cualquier punto de la subestación, así se evita la presencia de riesgo para las personas.

### **3.3 Diseño de Sistemas de Pararrayos**

#### **3.3.1 Importancia de los sistemas de pararrayos.**

Como se mencionó anteriormente, <sup>79</sup> los sistemas eléctricos puestos a tierra se deben conectar a tierra de manera que limiten la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones en la línea, o contacto no intencional con líneas de tensión más alta y que estabilicen la tensión a tierra durante la operación normal. De ahí la importancia de que el sistema de puesta a tierra tenga la capacidad de conducir la corriente y limitar la sobretensión que genere la caída de rayos para no afectar a los equipos que se estén protegiendo.

#### **3.3.2 Formación de rayos.**

Entre los tipos de nubes existentes están aquellas llamadas de desarrollo vertical, como lo explica González (2009). Estas corresponden a nubes en forma de torres algodonosas que se forman en condiciones de inestabilidad atmosférica, crecen de manera rápida y vertical y atraviesan varios niveles de altitud. Existen dos tipos de nubes de desarrollo vertical que corresponden al cúmulo y cumulonimbo. La diferencia está en que el cúmulo es de color blanco y el cumulonimbo corresponde a las nubes de tormenta de color gris oscuro.

---

<sup>79</sup> Como se indica en la sección 250.4(A)(1) de NEC

Se dice que todo cumulonimbo es antes un cúmulo y de acuerdo con Zandanel (2014), para que se desarrolle el cumulonimbo debe haber presencia de tres factores que son aire con contenido de humedad relativamente alto, aire inestable y un mecanismo que origine el ascenso del aire hasta niveles superiores.

Una vez formado, Muñoz (2016) explica que, por encima de los 5000 m de altura, las partículas de granizo formadas chocan con cristales de hielo y adquieren carga positiva y estas últimas cargas negativas, mientras que por debajo de dicha altura ocurre lo contrario. Luego, los cristales de hielo en el cumulonimbo y más ligeros que el granizo son arrastrados hacia la cima del cumulonimbo formando una región de carga positiva entre los 8 y los 10 km de altura, mientras que a unos 5 km de altura se acumula la carga negativa.

Lo que ocurre es que dicha diferencia de carga genera dos polos en la nube. Eso produce una diferencia de potencial dentro y fuera de la nube. El tipo más común de rayos es el negativo, que se origina cuando la tierra se carga de forma positiva, ya que los positivos representan únicamente un 10% (Muñoz, 2016).

### **3.3.3 Norma NFPA 780. Estándar para la instalación de sistemas de protección contra el rayo.**

En esta norma se incluyen requerimientos de instalación de sistemas de protección contra el rayo tradicionales, que abarca:

- a. Estructuras ordinarias.
- b. Estructuras varias y recintos especiales.
- c. Almacenes de materiales y equipos.
- d. Embarcaciones.
- e. Estructuras que contienen vapores inflamables, gases inflamables o líquidos que expidan vapores inflamables.

En este documento no se incluyen los sistemas de protección contra el rayo de instalaciones de generación eléctrica, sistemas de transmisión y distribución. Además de ello, incluye únicamente el sistema de protección conocido como puntas Franklin.

La definición de “estructura ordinaria” es cualquiera que sea usada para propósitos ordinarios como lo son comercio, industria, agropecuario, institucional y residencial. De ahí que las indicaciones de instalación de los captadores sean en techos e indicando distancias mínimas y máximas para los distintos tipos de techo según la inclinación y mediante un método llamado esfera rodante.

También se indican los tipos de electrodo de puesta a tierra que deben ser utilizados para el sistema de pararrayos. Entre ellos se tienen varillas de puesta a tierra, electrodos embebidos en concreto, electrodo tipo anillo y electrodos radiales. La selección de los electrodos de puesta a tierra se puede hacer según las limitaciones y las condiciones que presente el suelo.

Todos los medios de puesta a tierra y los conductores metálicos enterrados que puedan ser parte de los caminos de la corriente del rayo dentro o sobre una estructura deben ser interconectados para proveer un potencial común de puesta a tierra. Dicha interconexión debe incluir los sistemas de puesta a tierra del sistema de protección contra el rayo, el servicio eléctrico (acometida), comunicaciones, antenas y sistemas de tubería metálica bajo tierra. Los terminales aéreos de protección deben estar conectados al acero estructural por medio de conexiones directas, si el marco metálico de una estructura fuera mayor a 4,8 mm de espesor y eléctricamente continuo se puede usar como conductor principal en un sistema de protección contra el rayo.

### **3.3.4 Norma IEC 62305.**

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por sus siglas en inglés) es una organización encargada de la normalización en áreas eléctricas y electrónicas y se utilizan principalmente en Europa. La norma IEC 62305 fue acogida y traducida al español por el Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO), esta se divide en cuatro tomos como se muestra a continuación:

- a. IEC 62305-1: Amenaza del rayo.
- b. IEC 62305-2: Gestión de riesgo.
- c. IEC 62305-3: Daño a estructuras y peligro contra la vida.
- d. IEC 62305-4: Sistemas eléctricos y electrónicos en estructuras.

En este caso al igual que en la norma NFPA 780 sólo se incluye el tipo de pararrayos punta Franklin.

#### **3.3.4.1 IEC 62305-1.**

En este tomo de la norma se realizan clasificaciones para las fuentes y tipos de daño generados por rayos, tipos de pérdidas, necesidad de la protección contra el rayo y medidas de protección para reducir los daños físicos. Asimismo, se habla sobre niveles de protección contra el rayo (LPL) y zonas de protección contra el rayo (LPZ) (Muñoz, 2016).

#### **3.3.4.2 IEC 62305-2.**

En este apartado se evalúa el riesgo para decidir la necesidad de protección y seleccionar las medidas de protección. Se tiene una serie de componentes del riesgo y luego de la evaluación se decide si es necesaria o no la protección contra el rayo y en caso de ser necesaria se debe escoger el tipo. El riesgo que se define va a depender del número anual de descargas atmosféricas que afectan a la estructura y al servicio, las probabilidades de daño y el costo medio de las pérdidas correspondientes.

El número de descargas que afecten una estructura depende de sus dimensiones y características, de los servicios conectados, características del medio ambiente y la densidad de descargas a tierra en la región.

#### **3.3.4.3 IEC 62305-3.**

En esta parte de la norma se dan las reglas para los sistemas de pararrayos dependiendo del sistema de protección contra el rayo, la estructura en la que se va a instalar, valores permitidos, mantenimiento, entre otros.

#### **3.3.4.4 IEC 62305-4.**

En la última parte de la norma se habla sobre sistemas eléctricos y electrónicos en estructuras. Como los sistemas eléctricos y electrónicos están sujetos a daños por el impulso electromagnético del rayo, se mencionan medidas para evitar el daño de los sistemas.

#### **3.3.5 Norma IEEE 142.**

En esta norma se incluye un apartado que habla sobre protección contra rayos. En ella se brinda una evaluación de riesgos para poder determinar si será necesaria la instalación de protección contra rayos según aspectos como la ocupación humana, tipo de construcción, grado de exposición y aislamiento, entre otros. Los tipos de pararrayos mencionados son las puntas Franklin, jaula de Faraday, ionizantes o de emisión temprana y eliminador. Con respecto a los valores recomendados de resistencia del sistema de puesta a tierra se dice que para subestaciones grandes y estaciones de generación no debe exceder 1  $\Omega$ , mientras que para subestaciones pequeñas y plantas industriales no debe ser mayor a 5  $\Omega$ .

### **3.3.6 Tipos de pararrayos.**

En la actualidad existen varios tipos de pararrayos. Los de más importancia son las puntas Franklin, ionizantes y desionizador de cargas electrostáticas los cuales se mencionan a continuación como lo expresa Muñoz (2016).

#### **3.3.6.1 Punta Franklin.**

Desarrollado por Benjamín Franklin a partir del año 1749. En 1753 se tuvo el primer modelo conocido como pararrayos Franklin. Las normas que incluyen su diseño son NFPA 780 e IEC 62305. Entre sus ventajas se tiene que es un sistema y económico al trabajar áreas pequeñas, alta resistencia mecánica y a la corrosión, fácil mantenimiento y muchos años en el mercado. Su principal desventaja consiste en su radio de protección pequeño y la necesidad de instalar un gran número de puntas cuando los edificios son de gran tamaño, además de afectar la estética.

#### **3.3.6.2 Ionizante.**

Son conocidos como pararrayos activos, con dispositivo de cebado, de emisión temprana e ionizante. Incorporan un dispositivo de cebado que puede ser o no electrónico que se encarga de ionizar las partículas de aire en el área de protección del pararrayo, así este será el punto de impacto preferente para la descarga.

Entre sus normas de respaldo se encuentran las españolas UNE 21.186 (Protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivos de cebado), UNE-EN 50164/1 (Componentes de protección contra el rayo), CTE (Código técnico de la edificación de España) y la francesa NFC 17-102 (La protección contra el rayo).

Sus principales ventajas son la protección de grandes áreas y que al ser un solo dispositivo podría ser más económico que un sistema de protección punta Franklin, además conducen de forma controlada la energía del rayo a tierra. Sus desventajas más significativas son la necesidad de una altura mínima del pararrayos de 2 m, que sólo se encuentra respaldado por normas locales y que podría ocurrir un daño en el dispositivo de cebado y no habría manera de saberlo por lo que el sistema dejaría de ser efectivo.

### **3.3.6.3 *Desionizador de carga electrostática.***

Es una tecnología bastante reciente, ya que en el año 2003 fue cuando se tuvo el primer prototipo. Su principio de funcionamiento es como un capacitor puesto a tierra. Cuando se tiene esta configuración expuesta a un campo de alta tensión, se genera una diferencia de potencia internamente en sus electrodos, dando origen a un flujo de corriente ordenado al estar un electrodo referenciado a tierra. El condensador no puede cargarse al tener una fuga constante a la toma de tierra, a este proceso inverso a la ionización de le denomina desionización.

Al ser una tecnología nueva, la única norma con la que se cuenta es la norma interna del fabricante INT-21712. En ella se hace referencia a una serie de normas UNE e IEC. Entre sus ventajas se tiene el hecho de que no excita ni captura el rayo, no genera sobretensiones, evita riesgos eléctricos, no contiene componentes electrónicos, es altamente eficaz. Su principal desventaja es que al ser tecnología nueva no se tienen tantos registros de efectividad en diferentes zonas del mundo.

### **3.4 Formas en que se ha hecho la puesta a tierra en otras partes del mundo para sistemas fotovoltaicos**

#### **3.4.1 Conceptos de falla y riesgos.**

Según Bower y Wiles (1994) los sistemas fotovoltaicos normalmente son conectados a otras fuentes de potencia o dispositivos de almacenamiento de energía, por lo que la puesta a tierra de los sistemas fotovoltaicos debe estar acorde con la de los sistemas a los que se conectan. Esto porque debido a esa unión podría existir flujo de corrientes inesperadas en el sistema fotovoltaico y este tipo de fallas debe ser tomado en cuenta para prevenir daños y accidentes.

##### **3.4.1.1 Sistema no puesto a tierra.**

Se define un sistema no puesto a tierra como totalmente flotante o doblemente aislado, ya que ninguno de los conductores portadores de corriente se pone a tierra. De esta forma, cualquier superficie metálica que se encuentre expuesta se debe aislar doblemente de los conductores portadores de corriente.

Un sistema fotovoltaico no puesto a tierra con sólo puesta a tierra de equipos tiene todas las partes metálicas expuestas que podrían energizarse por accidente puestas a tierra. Estas superficies normalmente incluyen los marcos de los módulos fotovoltaicos, cubiertas metálicas, paneles de distribución, carcasa de inversores, entre otros. Se dice que la mayoría de códigos requieren puesta a tierra de los equipos en sistemas fotovoltaicos.

##### **3.4.1.2 Sistema puesto a tierra.**

Un sistema fotovoltaico puesto a tierra es aquel que tiene uno de los conductores portadores de corriente puesto a tierra. La puesta a tierra del sistema casi siempre se usa con la puesta a tierra de equipos ya que ambos sistemas se complementan en la interrupción de corrientes de falla. En Estados Unidos se exige que los sistemas con tensiones mayores a 50V sean puestos a tierra.

Según Crevenat (2010) un sistema de corriente directa puesto a tierra requiere de una separación galvánica como un inversor que cuente con transformador incluido, por ejemplo. De lo contrario, cada vez que un interruptor se active, la red de corriente alterna estará conectada a tierra y alternativamente a través de las fases y el neutro, lo cual no es permitido.

#### **3.4.1.3 Tipos de falla en sistemas fotovoltaicos.**

En general en los sistemas fotovoltaicos las fallas son definidas como corrientes circulando por lugares diferentes a los conductores diseñados para portar corriente. La magnitud de la corriente de falla depende de la impedancia del camino de falla y puede provocar riesgo de fuego y choque eléctrico. Las corrientes de fuga son pequeñas en magnitud y se distribuyen a lo largo del arreglo y los componentes del sistema y están asociadas con voltajes mayores a 100 V. Estas corrientes de fuga en sistemas no puestos a tierra crean una alta resistencia distribuida en la conexión a tierra y pueden permitir la suficiente corriente de falla a tierra para dañar a una persona. Las corrientes de fuga ocurren en sistemas fotovoltaicos principalmente por el daño que ocurre con el paso del tiempo, especialmente en zonas húmedas ya que se debilitan o pierden los aislamientos.

En sistemas no puestos a tierra, una sola falla a tierra no generará corrientes de falla, pero una segunda falla con conductores que se encuentren a una diferente tensión hará que circule corriente de falla a través de los circuitos asociados con las dos fallas. La capacitancia del arreglo de módulos y conductores puede contribuir al peligro de choque en forma de descarga capacitiva, por lo que la resistencia de tierra puede eliminar las capacitancias.

En sistemas puestos a tierra, la primera falla a tierra causará el flujo de corriente. La ubicación de la falla y la fuente, así como la magnitud de la corriente pueden activar el dispositivo de protección e interrumpir la corriente de falla. Las capacitancias distribuidas representan un menor problema, ya que se encuentran referenciadas a tierra.

“Entre las numerosas fallas posibles tales como falla a tierra, de línea a línea, formación de puntos calientes, incompatibilidad de polaridad, falla de arco, falla abierta, falla de diodo bypass en un arreglo fotovoltaico; las de falla a tierra, línea a línea y falla de arco son las que se reportan como principales responsables tras la formación de incendios” (Khorshed, Khan, Johnson, & Flicker, 2015).

#### *3.4.1.3.1 Fallas a tierra.*

Las fallas a tierra son aquellas en las que por alguna razón uno de los conductores que normalmente porta corriente entra en contacto con alguna parte metálica del sistema que normalmente no transporta corriente. Por esta razón es necesario realizar la puesta a tierra de los equipos, que consiste en unir todas esas partes metálicas que normalmente no transportan corriente al potencial de tierra. De esta forma se evita el riesgo de energizar esas partes accesibles y que alguna persona o ser vivo en general sufra de electrocución al entrar en contacto con ellas, pues todas se encuentran en el mismo potencial. Se deben usar detectores de falla a tierra en sistemas fotovoltaicos puestos a tierra y no puestos a tierra, aunque la sensibilidad de estos debe ser mayor para sistemas no puestos a tierra. En sistemas en los Estados Unidos se han detectado corrientes de este tipo con valores superiores a 1 A en instalaciones de 300 kW. Por ello, es necesario la unión a tierra en un solo punto para reducir las corrientes indeseables que puedan interferir con los detectores de fallas a tierra.

Aunque no es lo más adecuado debido a que en paneles solares sus características eléctricas tienen mucha variación, Khorshed, Khan, Johnson y Flicker (2015) muestran un modelo RC genérico desde uno de los conductores portadores de corriente a tierra. En él se observa una resistencia en serie y una capacitancia en paralelo con una resistencia, las resistencias se ven como aislantes y la capacitancia como capacitancia de fuga.

También es importante mencionar que si se utilizan cables largos, estos añadirán impedancia. En un arreglo fotovoltaico no puesto a tierra se tienen riesgos de choque eléctrico en forma de capacitancias de descarga que se pueden evitar usando resistencias a tierra. Un efecto no intencionado de los fusibles de detección e interrupción de fallas a tierra (ground-fault detection and interruption (GFDI) fuse) es que brindan un camino para el retorno de la corriente de fuga a los módulos a través del fusible de detección de falla a tierra, más adelante en este capítulo se mencionará el funcionamiento de estos dispositivos, así como los de supervisión de corriente residual (monitoring residual current (RCD)) y dispositivos de monitoreo de aislamiento (insulation monitoring device (IMD)).

La corriente de fuga depende principalmente de la humedad, temperatura, tensión del arreglo, y tamaño del arreglo. Si una falla a tierra no se detecta puede generar arcos y por lo tanto riesgo de incendio, aparte de los GFDI existen otros métodos de detección de fallas a tierra como RCD principalmente usados en sistemas no puestos a tierra. Las principales razones para que se dé una falla a tierra son:

- a. Daño en el aislamiento de los cables durante la instalación, debido a tiempo, impactos, corrosión.
- b. Fallas a tierra dentro de los módulos por degradación del sellador e ingreso de agua.
- c. Cortocircuitos accidentales en las cajas de combinación, algunas veces al hacer mantenimiento.

Si el fusible es activado debido a una falla, el inversor debe ser apagado de inmediato para aislar el arreglo fotovoltaico del resto del sistema de potencia. En la mayoría de los sistemas fotovoltaicos se instala un fusible con rango de 1-5 A en el inversor, mientras un sensor se encarga de detectar si el fusible se activa y así desconectar el sistema ante una falla a tierra.

Un punto ciego consiste en una falla a tierra, en la que la corriente producida es menor que el valor límite de detección del fusible, por lo que este no es activado y la falla no puede ser detectada. Una falla a tierra genera corrientes pequeñas normalmente si la falla ocurre en un cable que normalmente porta corriente, pero está puesto a tierra o en una locación en el arreglo donde el potencial a tierra es pequeño. Este tipo de falla es potencialmente peligrosa, pues puede permanecer sin ser detectada por un tiempo indefinido. Si ocurre otra falla a tierra la corriente resultante puede ocasionar que el fusible GFDI quede como bypass y toda la corriente de falla transite por el cable de puesta a tierra de equipos y esto puede ocasionar severos daños en el arreglo. En casos como estos resulta más efectivo la instalación de dispositivos como RCD debido a las magnitudes de la corriente de falla.

Los dispositivos de detección de fallas a tierra están basados en fusibles pasivos, mediciones de la impedancia de aislamiento, o métodos de medición de corriente diferencial. Estos dispositivos presentan varias limitaciones como lo son:

- a. Una falla a tierra puede resultar en el rango de punto ciego debido al bajo nivel de insolación como durante la noche o cuando hay presencia de nubes.
- b. Una falla doble a tierra puede ocurrir durante la noche y resultar en altas corrientes de falla y arcos dentro del arreglo durante el día.
- c. RCDs pueden verse afectados por ruido eléctrico externo y puede generar disparos molestos del sistema.
- d. Si no se diseñan apropiadamente, las corrientes de fuga pueden engañar los dispositivos GFDI e IMD, especialmente en presencia de alta humedad relativa en sistemas fotovoltaicos grandes.
- e. La corriente de fuga puede fluir en dirección opuesta de la corriente de falla a tierra, reduciendo la magnitud que pasa a través del fusible GFDI y puede que la falla no sea detectada.

Por otro lado, las fallas a tierra generan cambios de comportamiento en las curvas corriente tensión del arreglo fotovoltaico. En primer lugar la amplitud de la corriente de falla a través del dispositivo GFDI depende de la ubicación de la falla en la cadena, entre mayor sea la tensión en el punto de falla, mayor será la corriente de falla. En segundo lugar, debido al funcionamiento del sistema MPPT (maximum power point tracker) o seguidor del punto de máxima potencia si la falla no es interrumpida en un sistema puesto a tierra se colocará el punto de potencia en un nivel más bajo que antes de la falla, con una pequeña reducción en la corriente de operación.

#### *2.4.1.3.2 Fallas de línea a línea.*

Consisten según Khorshed, Khan, Johnson y Flicker (2015) en trayectorias involuntarias de baja impedancia para corrientes entre dos puntos en un arreglo fotovoltaico. De acuerdo con Bower y Wiles (1994) suelen ocurrir en los módulos, en módulos conectados en paralelo donde el diodo de bloqueo no existe o está en cortocircuito, o de fuentes externas como baterías e inversores. La máxima corriente que puede fluir a través de la cadena donde se dio la falla en un arreglo fotovoltaico con  $n$  número de cadenas conectadas en paralelo es  $(n-1)$ (corriente de cortocircuito de cada cadena). Sin embargo, la amplitud de esta corriente de falla depende de la diferencia de potencial entre los puntos de falla antes de que esta ocurra. Entre más alta sea la diferencia de potencial, mayor será la corriente resultante. Normalmente las fallas de línea a línea son despejadas por dispositivos de protección contra sobrecorrientes (over current protection devices (OCPDs)), como los fusibles de las cadenas si la corriente de falla es más alta que la corriente estimada del OCPD, que debe ser de al menos 56% mayor que la corriente de cortocircuito de la cadena según lo indica el NEC.

En la mayoría de los casos, una falla de línea a línea con muy buena iluminación resulta en un circuito abierto debido a la fusión del fusible y la falla puede ser localizada por inspección de las cadenas afectadas. Sin embargo, si la falla ocurre bajo condiciones de poca iluminación como la noche o las transiciones entre el día y la noche, la corriente no será suficiente para activar y fundir el OCPD y la falla puede permanecer sin detectar hasta que haya mejores condiciones de iluminación. Por otra parte, la operación MPPT del inversor puede mover el punto de operación de la curva corriente tensión de manera que la amplitud de la corriente decrece y permanece sin detectar. El uso de diodos de bloqueo hace más complicada la detección de la falla, ya que estos evitan que la corriente de los módulos afectados fluya en dirección contraria. Cualquier falla de corto en ausencia de un OCPD puede ser peligroso y generar fuego debido a las altas corrientes de falla que circulan a través de los módulos fotovoltaicos.

#### *3.4.1.3.2 Fallas de arco.*

Como lo explican Khorshed, Khan, Johnson y Flicker (2015) son aquellas en las que se establece un camino para la corriente a través del aire por arcos debido a discontinuidad en los cables portadores de corriente o ruptura del aislamiento en cables portadores de corriente adyacentes. Una falla de arco en serie ocurre cuando hay discontinuidad en los cables portadores de corriente como producto de mala soldadura o su degradación, daño en las celdas, corrosión de los conectores, daño causado por animales como roedores, abrasión de diferentes fuentes, entre otros. También debido a daño en las conexiones en las cajas de unión y conexiones mal hechas en general que pueden ocasionar un aumento en la resistencia, lo que desencadena un aumento en la temperatura y el estrés térmico puede acelerar el proceso de envejecimiento del aislamiento.

Las fallas de arco en paralelo normalmente ocurren por ruptura del aislamiento. Pueden ocurrir entre dos puntos de conductores portadores de corriente de la misma cadena, entre dos puntos de conductores portadores de corriente de cadenas diferentes y por último entre un punto de un conductor portador de corriente y otro punto a potencial de tierra.

El principal peligro que representan estas fallas es el de posibilidad de incendio, especialmente cerca de sustancias inflamables. Además, este tipo de arco es más peligroso que en el caso de corriente alterna ya que en corriente directa no se tiene la variación de la onda sino que el valor siempre es constante.

En la versión 2011 del NEC se menciona que se debe instalar un dispositivo de protección para fallas de arco en serie conocido como interruptor de circuito de falla de arco, (arc-fault circuit interrupter (AFCI)) en cualquier instalación fotovoltaica instalada en techos con voltaje de operación en corriente directa y valor nominal igual o mayor a 80V. En la versión del NEC 2014 se expande este requerimiento a todos los sistemas fotovoltaicos que funcionen a más de 80 V.

Una falla de arco en serie puede ser desenergizada abriendo las terminales del inversor para detener el flujo de corriente. Sin embargo, cuando la falla de arco es en paralelo, lo anterior no funciona ya que lo que se hace es aumentar el campo eléctrico a través de la columna de arco ya que la tensión de operación se lleva a un mayor valor (tensión de circuito abierto del arreglo) y se aumenta la corriente circulante.

Existen algunas características para diferenciarlos:

- a. Las fallas de arco en paralelo resultan en caídas de corriente y tensión del arreglo, cosa que no ocurre cuando la falla es en serie. Por lo tanto una combinación de ruido y corrientes y tensiones cambiantes permite diferenciar entre fallas en serie y paralelo.
- b. Instalando detectores de falla de arco (arc-fault detectors (AFDs)) a nivel de cadena y desconectando el inversor sin desconectar las cadenas en paralelo se puede determinar la presencia de fallas de arco paralelas por el ruido inducido.
- c. Abriendo el camino conductivo, eliminando las fallas en serie y revisando si existe ruido para determinar si la falla es en paralelo.

#### *3.4.1.3.3 Métodos de detección y mitigación de fallas de arco.*

Según Khorshed, Khan, Johnson y Flicker (2015) el rango de 1-100 kHz es considerado el más adecuado para el diseño de AFDs y AFCIs para plantas fotovoltaicas. Al momento de diseñar un sistema de prevención de fallas de arco es la localización y el número de AFDs y AFCI. Normalmente, estos son instalados en el inversor en sistemas pequeños y en la caja de combinación en sistemas grandes.

Para optimizar la exactitud, costo y producción anual de una unidad generadora fotovoltaica, algunos autores plantean el uso de AFDs en tres ubicaciones diferentes. Estas serían a nivel de módulo, de cadenas y de arreglo. El problema es que en sistemas grandes se pueden generar problemas de atenuación. Por ello se recomienda instalar AFDs en las cajas de combinación y AFCI en el inversor o recombinaor.

Cuando los sistemas cuentan con convertidores dc/dc o microinversores el sistema suele ser más confiable. En estos casos los AFDs se localizan en módulos, cadenas y cajas de combinación y los AFCI se ubican en las cadenas, cajas de combinación, recombinadores y convertidor central. El problema es que estos sistemas suelen ser más costosos, por lo que se debe analizar su factibilidad. Las fallas de arco paralelas son las más comunes, por lo que se espera que se involucren dispositivos GFDI o los OCPDs.

### **3.4.2 Peligro para la vida humana.**

Existen valores de corriente en los cuales cuando el cuerpo humano es expuesto, experimenta contracciones involuntarias de los músculos al punto de no poder liberarse del circuito. Aunque el valor de corriente va a depender de la diferencia de potencial a la que se ve expuesta la persona y la resistencia que represente su cuerpo, se han definido valores aproximados para este tipo de corriente. Normalmente en corriente directa será alrededor de 90 mA en hombres y 60 mA en mujeres. En corriente alterna rondará los 500 y 1300 mA para hombres y mujeres (Bower y Wiles, 1994).

De acuerdo con Khorshed, Khan, Johnson y Flicker (2015) el voltaje y la corriente límite para un ser vivo de ser electrocutado es propuesta como 75 V y 100 mA y para evitar un potencial choque eléctrico se debe cumplir la condición  $R_A I \leq U_L$  para  $I < I_d$ . Donde  $R_A$  es la resistencia del ser vivo expuesto con una corriente  $I$  del punto de contacto con mayor potencial a tierra. Las resistencias estimadas mínima y promedio para el cuerpo humano son aproximadamente 650  $\Omega$  y 1000  $\Omega$ .  $I_d$  y  $U_L$  son 100 mA y 75 V respectivamente.

Según Bower y Wiles (1994) se suele pensar que los sistemas fotovoltaicos no puestos a tierra son más seguros para las personas ya que idealmente con una falla no se tendrán corrientes. Sin embargo puede ocurrir que en el sistema haya fugas y capacitancia a tierra. Por ello un contacto accidental puede resultar en un choque eléctrico. Los sistemas clase II (doble aislamiento) utilizados en algunas partes de Europa disminuirán estos riesgos.

En sistemas puestos a tierra el principal peligro lo representan los encierros metálicos de ciertos equipos. Al usar barreras no conductoras se puede evitar riesgo para las personas.

### **3.4.3 Peligro de incendio.**

En cuanto a prevención de incendios se tiene que todo sistema debe contar con las protecciones adecuadas. Cuando se tienen sistemas aislados muchas veces pueden ocurrir fallas donde la corriente generada no será lo suficientemente alta como para activar el dispositivo de protección. Sin embargo, cuando los sistemas son más grandes o están conectados a otro tipo de fuente como inversores la red eléctrica o baterías los fusibles o disyuntores pueden fundirse o dispararse. Incluso las fallas de línea a línea pueden crear arcos que quemen el aislamiento sin disparar la protección. También pueden ocurrir fallas donde la corriente no es suficiente para activar el dispositivo de protección pero genera pérdidas de potencia que son peligros potenciales de incendio.

Para sistemas no puestos a tierra se tiene ventaja, pues el peligro de incendio empieza a existir hasta después de una segunda falla. Los detectores de falla a tierra son más fáciles de instalar en sistemas no puestos a tierra, por lo que si se da una falla, este la detectará.

En sistemas puestos a tierra, una corriente de falla puede generar por ejemplo corrosión cuando hay unión de dos metales diferentes. Si la corriente es lo suficientemente alta puede generar peligro de incendio. Los sistemas puestos a tierra son más difíciles de deshabilitar por la división de corrientes, mientras que los no puestos a tierra se pueden cortocircuitar.

#### **3.4.4 Supresores de sobretensiones.**

Los dispositivos de protección contra transitorios (SPD) o supresores de transitorio de tensión transitorios (TVSS) son usados para controlar sobretensiones ocasionadas por caídas de rayos o por algún otro efecto inductivo o capacitivo. Se busca que brinde seguridad a las personas, protección de los equipos y continuidad en el servicio. Normalmente un transitorio es demasiado rápido como para ser detenido por disyuntores o fusibles. En corriente alterna existen en tres niveles de protección donde el tipo 1 absorbe una gran cantidad de energía y el tipo 3 brinda una protección fina.

De acuerdo con Muñoz (2016) algunas cargas internas que pueden ocasionar este fenómeno son aire acondicionado, herramientas eléctricas, motores que se encienden y apagan con frecuencia, soldadoras de arco, equipos de formación de imágenes como fotocopiadoras, cortocircuitos, a la onda transitoria provocada de esta forma se le conoce como onda anillo. Entre las causas externas se tienen las descargas atmosféricas y seccionamiento de cargas de la compañía distribuidora, en este caso la onda provocada se conoce como onda combinada. El dispositivo es conectado en paralelo con las líneas portadoras de corriente y la tierra, cuando se presenta la tensión transitoria se encarga de llevar la corriente al planeta Tierra.

En el NEC, el artículo 285 expone requisitos generales, de instalación y conexión para este tipo de protección en sistemas de 1kV o menos en inmuebles.

Según la norma IEC 62305-4 de protección ante rayos, debe existir un sistema de protección contra el rayo interior y otro exterior. El exterior debe tener la capacidad de interceptar una descarga directa sobre la estructura, conducir la corriente de manera segura hasta tierra y dispersar la corriente sobre el terreno. La función en la parte interior es evitar la presencia de alguna chispa peligrosa en la estructura, mediante conexiones equipotenciales o una distancia de separación que funcione como aislamiento eléctrico entre los elementos conductores eléctricos internos a la estructura.

Según Muñoz (2016) los sistemas contra fallas internas deben ser capaces de limitar las sobretensiones causadas por descargas que impactan las cercanías de la estructura por acoplamientos inductivos y resistivos, sobretensiones debido a descargas atmosféricas en los alrededores de la estructura producidos por acoplamientos inductivos, sobretensiones transmitidas por las líneas conectadas a la estructura debido a descargas atmosféricas en la estructura o sus proximidades, por último acoplamiento directo del campo magnético con los sistemas internos.

Lo anterior se logra haciendo uso de sistemas de medidas de protección (SPM) eléctricos y electrónicos, mediante apantallamientos que atenúen el campo magnético inducido y/o mediante el trazado apropiado del cableado reduciendo los bucles de inducción. Se debe contar además, con conexiones equipotenciales para las partes metálicas en zonas cercanas, esto se logra por medio de conductores o de ser necesario mediante dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias o SPDs. Es posible hacer una coordinación del SPD que limita las sobretensiones a valores inferiores de los que corresponden a la tensión soportada a los impulsos establecidos al sistema a proteger, y así evitar fallos en los sistemas internos (Muñoz, 2016).

Según Crevenat (2010), la configuración de los SPDs en sistemas fotovoltaicos va a depender de si el sistema está puesto a tierra o no y si el inversor cuenta o no con un transformador entre las partes de corriente alterna y directa. Cuando no se tiene transformador, la eficiencia del inversor se ubica alrededor de un 98% y cuando se tiene transformador cerca de 95%. A pesar de ello, el que cuenta con transformador presenta ventajas como que si se da una falla a tierra del lado de corriente directa, la corriente de falla no pasará al lado de corriente alterna pues no están eléctricamente unidos, aunque siempre al ocurrir una falla a tierra en corriente directa, el inversor debe desconectarse de la malla.

Cuando el sistema no está puesto a tierra deben existir protecciones entre las polaridades y entre cables activos y tierra, los SPD deben cumplir con dos condiciones importantes. La primera es que no debe crear conexión entre una de las polaridades y tierra en caso de tener una falla para evitar crear voltajes peligrosos. La segunda es que el SPD, debe diseñarse de manera que resista el máximo voltaje entre sus conexiones activas y tierra en caso de falla a tierra.

Cuando el sistema está puesto a tierra, sólo parece necesario un SPD entre los cables activos. A pesar de ello, generalmente es recomendado utilizar la protección tanto entre polaridades como con cada polaridad a tierra.

Las configuraciones más adecuadas cuando el sistema está puesto a tierra son en L que consiste en dos elementos conectados en serie a una de las polaridades y tierra, mientras que la otra polaridad se conecta al punto común, además de la configuración en Y donde con tres elementos se crea la configuración. Esta última configuración también es la más apropiada para sistemas no puestos a tierra.

### **3.4.5 Dispositivos de protección contra fallas a tierra.**

En la sección 690.5 del NEC se indica que los arreglos en C.C. que se encuentren puestos a tierra deben incluir protección contra fallas a tierra. Según Bower y Wiles (2000) la finalidad de este argumento es la reducción del riesgo de incendio y no necesariamente la protección de las personas. Khorshed, Khan, Johnson y Flicker (2015) indican que en los Estados Unidos la protección utilizada para cumplir con este artículo en arreglos fotovoltaicos es un fusible de detección e interrupción de fallas a tierra (GFDI) colocado entre tierra y uno de los conductores portadores de corriente.

Además de los GFDI se pueden usar los RCD. En ellos se censa la diferencia de la corriente que entra y sale del sistema fotovoltaico a través del positivo y el negativo. Si es abrupta la diferencia, el dispositivo abrirá el circuito. RCDs pueden ser usados para cadenas o para el arreglo completo, la sensibilidad deberá calibrarse de manera que se consideren las corrientes de fuga normales del sistema.

Por último se tienen los IMD. Este mide la resistencia entre ambos conductores portadores de corriente y tierra y pueden dar una señal de alerta si esta baja más del valor predefinido.

En el caso de módulos fotovoltaicos donde directamente se tenga salida en corriente alterna, se habla del uso de un dispositivo para varios módulos que se encargue de la detección de fallas a tierra y deshabilitar el arreglo quitando la potencia a los módulos. Bower y Wiles (2000) señalan que el artículo no especifica si su función es prevenir incendios o la seguridad de las personas.

### **3.4.6 Diseño del sistema de puesta a tierra.**

Como lo mencionan Lin et al. (2014) para medir la resistividad del terreno es muy aceptado el método de cuatro electrodos de Wenner y para el diseño de la puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos normalmente se utiliza una malla de conductores algunas veces soportado por electrodos para reducir la resistencia del sistema.

Además de realizar el cálculo de las tensiones de paso y toque para las condiciones críticas, es decir las estaciones de verano e invierno.

En el caso de Datsios y Mikropoulos (2012) el diseño del sistema de puesta a tierra se realizó por medio de una adaptación de la norma IEEE 80 para subestaciones. La planta fotovoltaica contó con una potencia instalada de 3 MW.

Schaerer y Lewis (2015) hablan de como una parte considerable de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red abarcan un área mayor a un kilómetro cuadrado y cuentan con una potencia instalada de alrededor de un megawatt o más. En estos casos se dice que por ejemplo, un conjunto de normas como las IEEE no son suficientes para modelar un sistema de puesta a tierra tan amplio. Para este tipo de magnitud los métodos manuales no son suficientes, ya que por ejemplo excluyen la resistencia interna de los conductores de puesta a tierra. En algunos casos ni siquiera los software de simulación son capaces de abarcar la simulación del sistema completo.

#### **3.4.7 Sistemas de pararrayos.**

De acuerdo con los experimentos de Sakai y Yamamoto (2013), es muy importante que en una instalación fotovoltaica se encuentren interconectados todos los sistemas de puesta a tierra existentes. Esto porque al incidir cerca una descarga atmosférica siempre se producen sobretensiones en el sistema, sin embargo al encontrarse interconectados ambos sistemas se observó una reducción de este valor comparado con el caso en que se tienen separados. Lo anterior no quiere decir que no sea necesario el uso de dispositivos contra sobretensiones, pero sí reduce el riesgo para los equipos.

Christodoulou et al. (2016) dicen que para la resistencia del sistema de puesta a tierra es recomendable que sea menor a  $10 \Omega$  para garantizar la adecuada restricción de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas. Dicho valor es igual al mencionado en la norma IEC 62305 cuando se realiza la medición a baja frecuencia.

## 4 Capítulo IV. Análisis de resistividad del terreno

### 4.1 Métodos de medición

La resistividad del terreno es uno de los parámetros más importantes en el diseño de sistemas de puesta a tierra. Existen varios métodos para determinar la resistividad del terreno, como lo menciona Oropeza (2013) los más utilizados son el método de Wenner o los cuatro puntos, el método de Schlumberger-Palmer y el método de los tres puntos o método aproximado. En este caso se utilizó el método de Wenner que es el más común. Este método según Oropeza (2013) fue desarrollado por el doctor Frank Wenner de la U.S. Bureau of Standards en el año 1915. Como lo explica García (1991), consiste en utilizar cuatro electrodos colocados a una distancia igual entre ellos y en línea recta, conectados a un aparato llamado telurómetro. Los electrodos de los extremos se encargan de inyectar corriente y los centrales miden la tensión, de esta forma el equipo da el valor de resistencia. La configuración puede verse en la Figura 4.1.

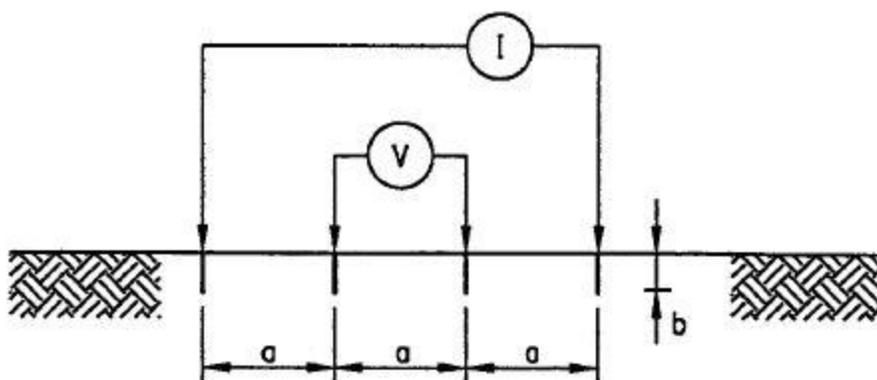


Figura 4.1. Disposición del arreglo para aplicar el método de Wenner.

Fuente: Norma IEEE Std-80 2000.

El método de Schlumber-Palmer según Oropeza (2013), es una modificación del método de Wenner. En este también se utilizan cuatro electrodos pero la separación entre los electrodos de potencial (centrales) se mantiene constante y se varía la distancia entre los electrodos exteriores a múltiplos de la distancia entre los interiores. Por último, el método de los tres puntos es similar pero utilizando tres electrodos de medición en lugar de cuatro, además cada método cuenta con su fórmula específica para obtener la resistividad del terreno a partir del valor de resistencia que da el equipo.

Como lo menciona Oropeza (2013), la resistividad del terreno decrece con la humedad y las sales disueltas. Otro factor que influye es la temperatura del ambiente, ya que se dice que un incremento de la temperatura decrecerá la resistividad.

En otras latitudes es de suma importancia tomar en cuenta condiciones como el invierno, ya que debido al agua congelada en el suelo la resistividad aumenta considerablemente. En un país como Costa Rica, lo más recomendable es realizar este tipo de mediciones durante la época seca, así se garantiza que los valores serán el caso crítico pues lo normal es que en la época seca la resistividad sea mayor. Para el caso de este proyecto así fue, ya que las mediciones se hicieron a inicios del mes de abril y la época seca se extiende desde diciembre hasta mayo.

Según Ramírez y Cano (2010), se han realizado investigaciones geológicas que brindan información útil sobre la presencia de varias capas y naturaleza del suelo, además de dar una idea sobre el rango de resistividad del terreno del sitio. En la siguiente tabla se muestran rangos típicos de resistividad del terreno según el tipo de suelo.

Tabla 4.1. Valores típicos de resistividad según el tipo de suelo.

Tipo de suelo	Rango de resistividad ( $\Omega\text{m}$ )
Lama	5-100
Humus	10-150
Limo	20-100
Arcillas	80-330
Tierra de jardín	140-480
Caliza fisurada	500-1000
Caliza compacta	1000-5000
Granito	1500-10000
Arena común	3000-9000
Basalto	10000-20000

Fuente: Ramírez y Cano (2010).

#### 4.2 Valores de las mediciones

Para obtener los valores de resistividad aparente, se realizaron seis mediciones diferentes en el terreno del complejo solar en la sede central del Tecnológico de Costa Rica. El equipo utilizado fue un telurómetro marca Fluke modelo 1625-2. En el manual del equipo se indica que la resistividad del terreno es la cantidad geológica y física para el cálculo y diseño del sistema de conexión a masa.

Además se dice que aumentado la distancia “a” se puede determinar la resistividad y homogeneidad de capas inferiores ya que la corriente alcanza puntos más profundos. La recomendación del fabricante del telurómetro es realizar al menos dos mediciones de manera perpendicular una con respecto a la otra, ya que las mediciones se pueden ver afectadas por partes metálicas enterradas y fuentes de agua subterránea. En el caso de este proyecto se efectuaron seis mediciones, de las cuales se muestra la disposición en la Figura 4.2.

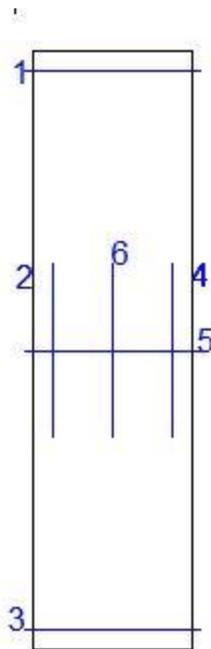


Figura 4.2. Arreglo de mediciones de resistividad en el terreno del complejo solar.

Fuente: Elaboración propia, AutoCAD.

La disposición del arreglo para cada medición se muestra en la Figura 4.3. Esto lo que quiere decir es que cada una de las líneas en la Figura 4.2 representa la línea sobre la que se realizó la medición disponiendo los electrodos a una misma distancia entre ellos



Figura 4.3. Disposición del equipo y los electrodos en la realización de las mediciones.

Fuente: Fotografía propia.

En este caso se fue variando la distancia “a” mencionada anteriormente que corresponde a la separación entre los electrodos con valores que fueron desde 0,5 m hasta 16 m. En la Tabla 4.2 se muestran los valores obtenidos en cada una de las mediciones.

Tabla 4.2. Valores de resistencia aparente obtenidos en el terreno del complejo solar.

Medición	Separación electrodos (m)	R1 (±0,01Ω)	R2 (±0,01Ω)	R3 (±0,01Ω)	R4 (±0,01Ω)	R5 (±0,01Ω)	R6 (±0,01Ω)
	a						
1	0,5	83,90	36,9	70,8	38,00	45,40	47,60
2	1	15,70	9,20	12,3	9,52	10,60	13,16
3	1,5	4,51	4,60	4,90	4,21	4,18	5,23
4	2	2,01	2,43	2,70	2,59	2,57	2,80
5	2,5	1,53	1,71	1,76	1,78	1,90	1,95
6	3	1,28	1,34	1,52	1,38	1,41	1,47
7	4	0,96	0,98	0,85	0,93	1,08	0,94
8	5	0,86	0,70	0,63	0,68	0,75	0,87
9	6	0,71	0,55	0,48	0,55	0,61	0,57
10	8	0,46	0,42	0,35	0,43	0,41	0,41
11	10	0,34	0,30	0,31	0,36	0,32	0,32
12	12	0,29	0,25	0,26	0,31	0,28	0,28
13	14	0,24	0,21	0,22	0,27	0,24	0,25
14	16	0,22	0,18	0,19	0,25	0,21	0,22

Fuente: Elaboración propia.

Por medio de la siguiente fórmula es posible calcular la resistividad aparente del terreno:

$$\rho = 2\pi aR$$

Donde,

a: separación entre los electrodos

R: valor de resistencia obtenido del equipo

Dichos datos se muestran a continuación en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Valores calculados de resistividad aparente del terreno.

Medición	Separación electrodos (m)	$\rho_1$ ( $\pm 0,01\Omega m$ )	$\rho_2$ ( $\pm 0,01\Omega m$ )	$\rho_3$ ( $\pm 0,01\Omega m$ )	$\rho_4$ ( $\pm 0,01\Omega m$ )	$\rho_5$ ( $\pm 0,01\Omega m$ )	$\rho_6$ ( $\pm 0,01\Omega m$ )
	a						
1	0,5	263,58	115,92	222,42	119,38	142,63	149,54
2	1	98,65	57,81	77,28	59,82	66,60	82,69
3	1,5	42,51	43,35	46,18	39,68	39,40	49,29
4	2	25,26	30,54	33,93	33,55	32,30	35,19
5	2,5	24,03	26,86	27,65	27,96	29,85	30,63
6	3	24,13	25,26	28,65	26,01	26,58	27,71
7	4	24,13	24,63	21,36	23,37	27,14	23,62
8	5	27,02	21,99	19,79	21,36	23,56	27,33
9	6	26,77	20,73	18,10	20,73	23,00	21,49
10	8	23,12	21,11	17,59	21,61	20,61	20,61
11	10	21,36	18,85	19,48	22,62	20,11	20,11
12	12	21,87	18,85	19,60	23,37	21,11	21,11
13	14	21,11	18,47	19,35	23,75	21,11	21,99
14	16	22,12	18,10	19,10	25,13	21,11	22,12

Fuente: Elaboración propia.

### 4.3 Interpretación de los datos

Existen diferentes formas de interpretar los valores de resistividad aparente. En la norma IEEE 80 se incluye un método gráfico basado en lo desarrollado por Sundae en 1968. El método para obtener la resistividad aparente, es el de cuatro electrodos de Wenner. La función del método de Sundae es aproximar suelos de dos capas con diferente valor de resistividad. Al aplicarlo, lo que se obtiene es un valor de cuántos metros de profundidad tiene la capa superior y se asume que a partir de ese punto el otro valor de resistividad se extiende en el resto de la profundidad del suelo.

El primer paso es obtener un gráfico de resistividad aparente versus la distancia “a” entre los electrodos. En este caso se utilizó una escala logarítmica para que la tendencia de los datos fuera más clara. Los gráficos obtenidos se muestran a continuación.

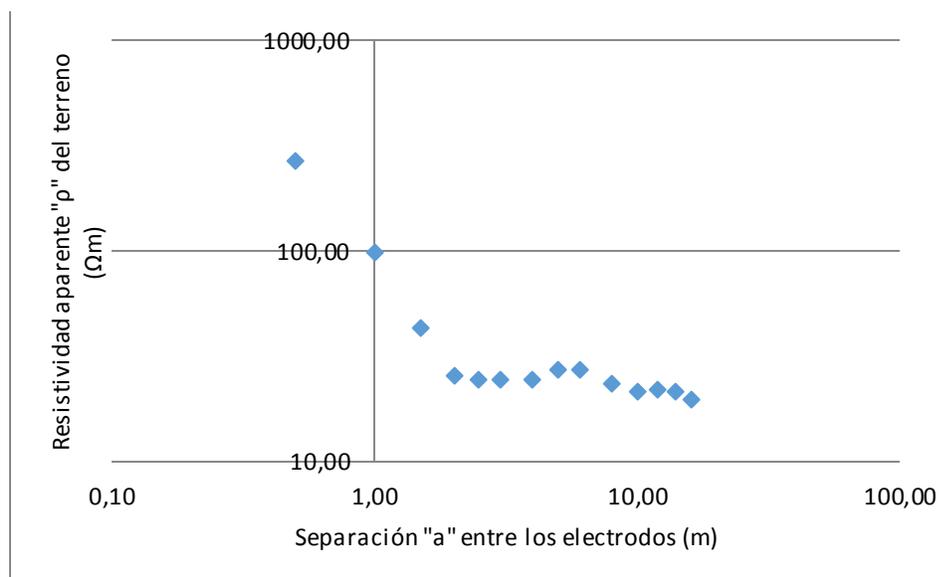


Figura 4.4. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 1.

Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel 2013.

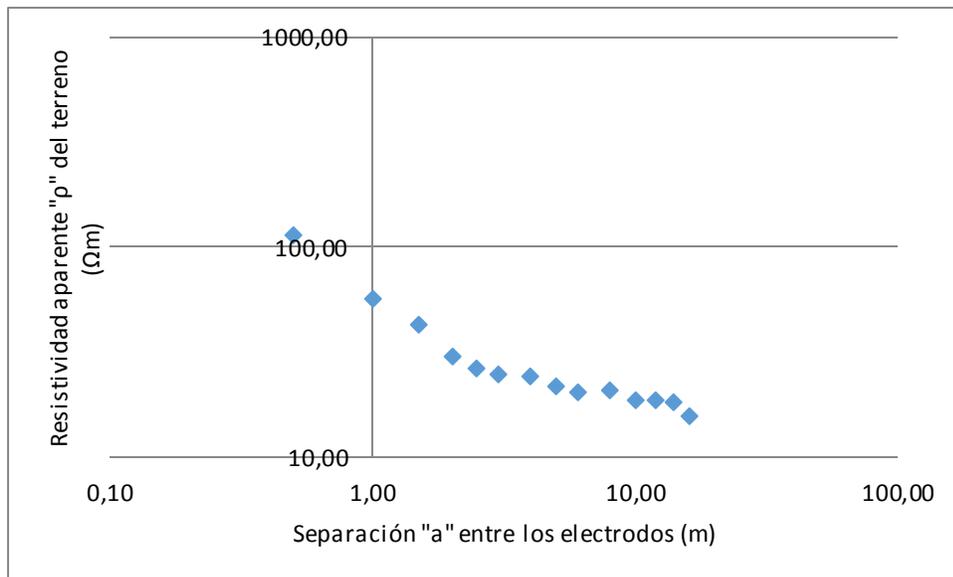


Figura 4.5. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 2.

Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel 2013.

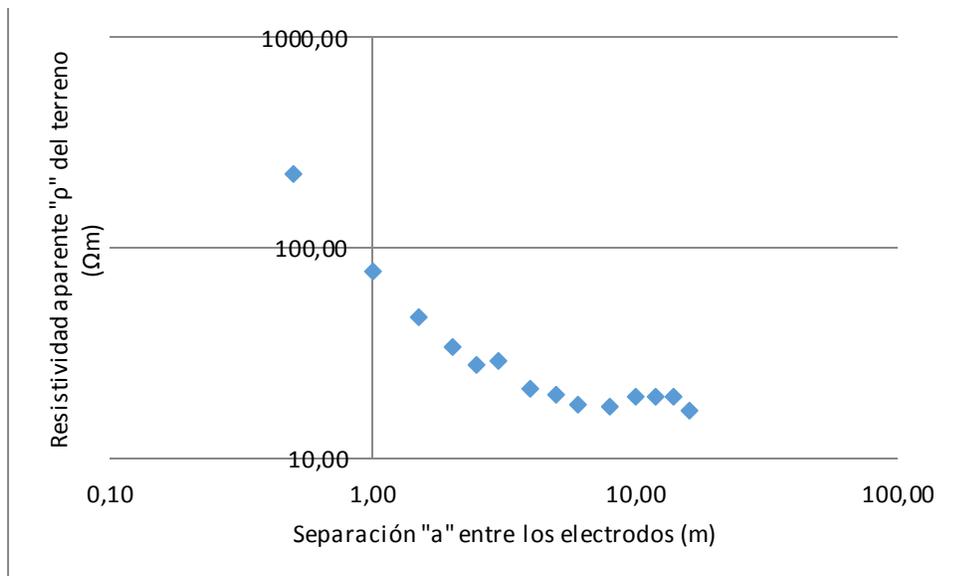


Figura 4.6. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 3.

Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel 2013.

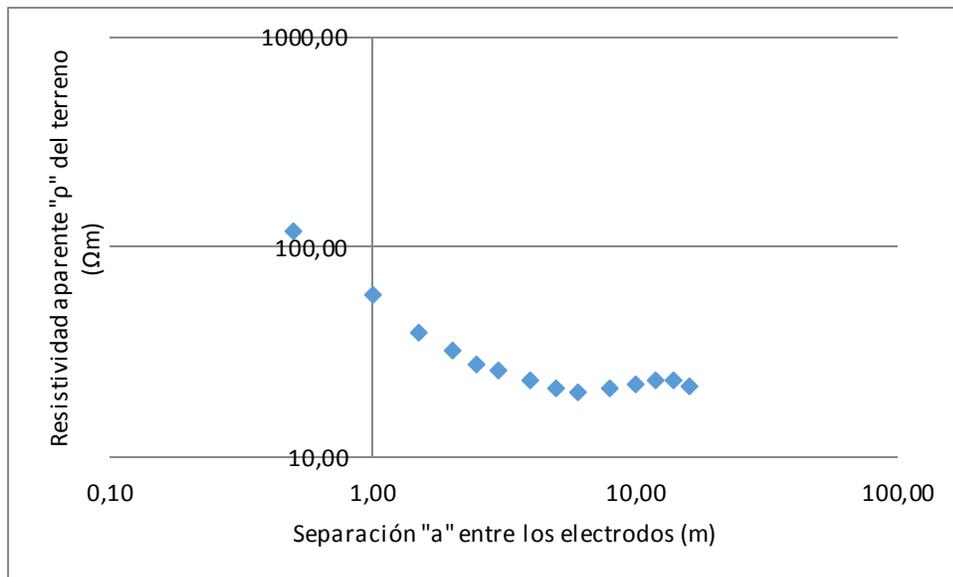


Figura 4.7. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 4.

Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel 2013.

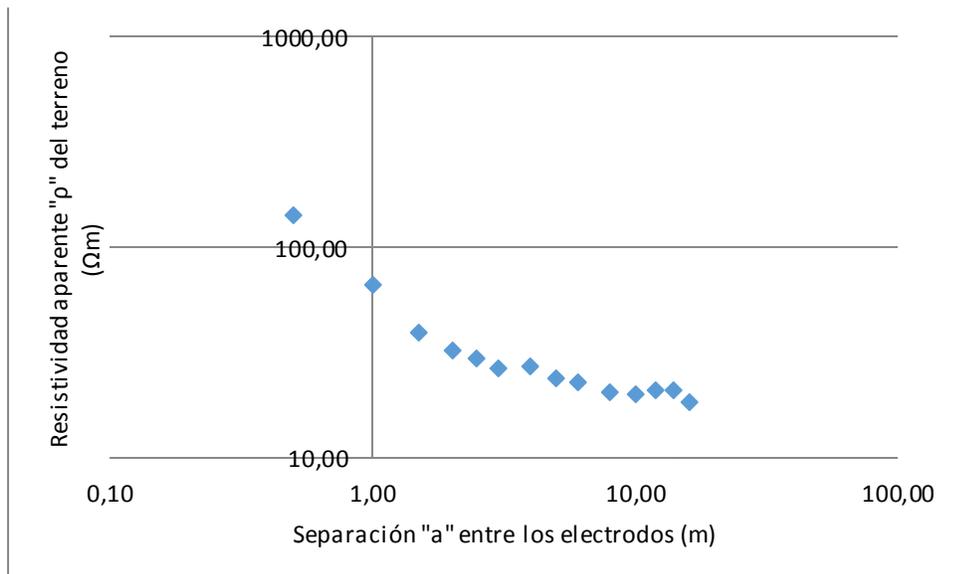


Figura 4.8. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 5.

Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel 2013.

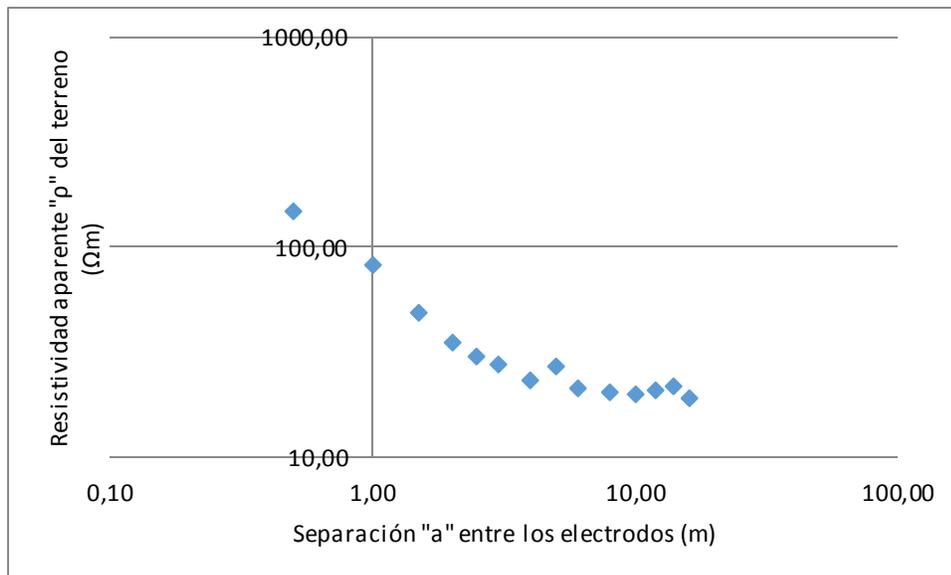


Figura 4.9. Gráfico de resistividad aparente del terreno versus separación entre los electrodos para la medición 6.

Fuente: Elaboración propia, Microsoft Excel 2013.

Una vez que se tienen los gráficos, se deben estimar dos valores de resistividad denominados  $\rho_1$  y  $\rho_2$  de manera que se extienda el gráfico de resistividad aparente hacia los extremos, en caso de que los datos de campo no sean suficientes. La idea es extraer los dos valores más representativos de resistividad del suelo. Es importante tomar en cuenta que el valor obtenido con el mínimo espaciamiento sería  $\rho_1$  y el de mayor espaciamiento  $\rho_2$ .

En las mediciones realizadas se tomó la decisión de despreciar el valor medido a menor distancia que en todos los casos fue el dato mayor. Esto porque dicho valor corresponde a la capa más superficial del terreno y siempre fue un valor salido de la tendencia ya que corresponde a capa vegetal. Como valor  $\rho_1$  se tomó el valor siguiente, ya que es el valor aceptable más alto en cada caso.

Para el valor de  $\rho_2$ , se realizó un promedio entre los valores que formaran una planicie en el gráfico, de manera que se despreciaran los valores intermedios entre el valor más altos y los puntos que formaran aproximadamente una línea horizontal, ya que este correspondería a un valor más o menos definido de alguna capa con cierta resistividad en el terreno.

Por ejemplo, para el caso de la medición 1, el valor  $\rho_1$  sería igual a 98,65  $\Omega\text{m}$  y  $\rho_2$  se obtuvo al hacer un promedio entre los valores 4, 5, 6, 7 y 10, tal como se muestra a continuación:

$$\rho_2 = \frac{25,26\Omega\text{m} + 24,03\Omega\text{m} + 24,13\Omega\text{m} + 24,13\Omega\text{m} + 23,12\Omega\text{m}}{5} = 24,13\Omega\text{m}$$

Los valores seleccionados para determinar  $\rho_2$  en las mediciones 2 y 3 fueron los correspondientes a las resistividades 11, 12 y 13. En la medición 4 se usaron los valores 7, 8, 9, 10 y 11. En la medición 5 se utilizaron los valores 10, 11, 12 y 13. Por último, en la medición 6 se tomaron los valores 9, 10, 11, 12 y 13.

Los valores obtenidos en cada uno de los casos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.4. Valores seleccionados  $\rho_1$  y  $\rho_2$  para las seis mediciones realizadas.

Medición	$\rho_1$ ( $\pm 0,01\Omega\text{m}$ )	$\rho_2$ ( $\pm 0,01\Omega\text{m}$ )
1	98,65	24,13
2	57,81	18,72
3	77,28	19,48
4	59,82	21,94
5	66,60	20,74
6	82,69	21,06

Fuente: Elaboración propia.

Una vez que se tienen los valores para  $\rho_1$  y  $\rho_2$ , el siguiente paso es determinar la relación  $\rho_2/\rho_1$  y seleccionar una curva en el gráfico mostrado en la Figura 4.10 que se adapte mejor y si dicha curva no existe, se debe interpolar y dibujar una nueva curva en el gráfico.

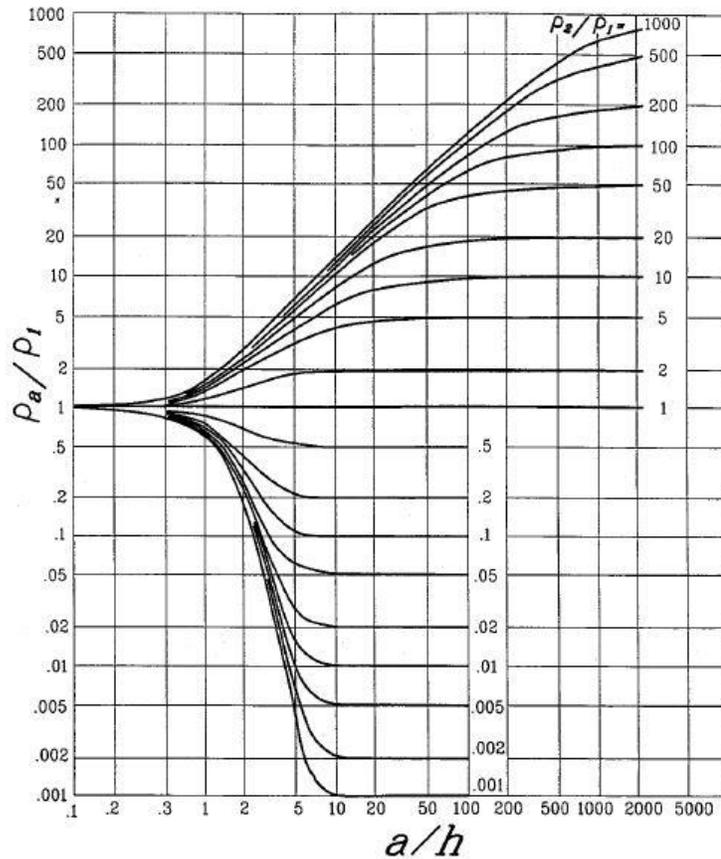


Figura 4.10. Curva maestra para la interpretación de la resistividad del terreno según el método de Sundaes.

Fuente: Norma IEEE Std-80 2000.

En este punto, se tomó la decisión de trabajar con los valores de la medición 1, ya que para ambos datos de  $\rho_1$  y  $\rho_2$  fueron los más altos. Al calcular  $\rho_2/\rho_1$  se obtuvo:

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{24,13\Omega\text{m}}{98,65\Omega\text{m}} = 0,24$$

Para la curva maestra se tomó el valor de 0,2 para  $\rho_2/\rho_1$ , de la cual se obtuvieron los valores correspondientes a  $\rho_a/\rho_1=0,5$  y  $a/h=1,8$ . De  $\rho_a/\rho_1$  se despeja el valor de  $\rho_a$ .

$$\rho_a = 0,5\rho_1 = 0,5 \times 98,65\Omega\text{m} = 49,33\Omega\text{m}$$

Por lo tanto, se debe encontrar un valor de separación “a” entre los electrodos donde la resistividad tuviera un valor de 49,33  $\Omega\text{m}$  para la medición 1. En este caso, se interpoló entre los valores de resistividad de 98,65  $\Omega\text{m}$  y 42,51  $\Omega\text{m}$  para los valores “a” de 1 m y 5 m respectivamente. De manera que se obtuvo un valor  $a=1,44$  m.

Como  $a/h=1,8$  entonces se despeja el valor de “h”.

$$h = \frac{a}{1,8} = \frac{1,44 \text{ m}}{1,8} = 0,8 \text{ m}$$

De esta forma, se llega a la conclusión de que la capa de 98,65  $\Omega\text{m}$  tendrá una profundidad de 0,8 m y en adelante se tendrán 24,13  $\Omega\text{m}$ .

## **5 Capítulo V. Diseño del sistema de puesta a tierra para el complejo solar**

### **5.1 Norma base de diseño**

Para el sistema de puesta a tierra del complejo solar en cuestión se realizó una adaptación de la norma IEEE 80 en su última versión del año 2000. Dicha norma aclara entre sus lineamientos, que su área de aplicación corresponde a subestaciones en corriente alterna. Entre sus propósitos se tiene el establecer límites de diferencia de potencial de manera que si se da una falla en la subestación no se ponga en riesgo la vida de las personas, además de establecer prácticas seguras de puesta a tierra y constituir una guía de diseño para este tipo de aplicación específica.

A pesar de aclarar que no se cubren los problemas de subestaciones en corriente directa, en algunos lugares del mundo se han realizado adaptaciones de la norma para poner en práctica la puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas, como bien lo mencionan Datsios y Mikropoulos (2012). En ese caso se trabajó una planta fotovoltaica de 3MW en Grecia y se asegura que el procedimiento es seguro.

El valor de resistencia que recomienda la norma, para el sistema de puesta a tierra de subestaciones de alta tensión es  $1\Omega$ , para los casos de subestaciones más pequeñas de distribución, el rango aceptable es de 1 a  $5\Omega$  dependiendo de las condiciones locales. Sin embargo, el hecho de que un electrodo de puesta a tierra tenga baja resistencia es un parámetro importante para satisfacer los requerimientos de los alimentadores del sistema de las compañías distribuidoras de energía, donde el retorno de la falla es por tierra. Instalaciones con corrientes de falla a tierra bajas no requieren un valor tan bajo como sistemas grandes con mayores niveles de corriente de falla.

Según Muñoz (2016), el código eléctrico canadiense (CEC), utiliza el criterio de máxima elevación del potencial de tierra de 5000 V. Esto bajo máximas condiciones de falla a tierra y tensiones de toque y paso. Antes del año 1978, el CEC utilizaba el criterio de resistencia de puesta a tierra de subestaciones menor a  $1 \Omega$ , sin embargo, esto fue problemático para subestaciones industriales de poca capacidad.

El CEC justifica esta forma de hacer el sistema como una medida de seguridad. Lo que sucede es que se tienen problemas en la relación del constructor y el inspector ya que son necesarios los cálculos y no únicamente la confirmación de la resistencia a tierra.

## **5.2 Cálculo de las tensiones máximas admisibles de toque y de paso**

En una subestación, el principal riesgo existente se da por el flujo de corriente drenada por tierra en caso de falla. Estas corrientes generan gradientes de potencial tanto dentro como fuera de la subestación. Por esta razón, es importante tomar precauciones en el sistema de puesta a tierra ya que los gradientes pueden llegar a alcanzar valores que pongan en peligro la vida de los seres humanos.

Según Muñoz (2016), entre las situaciones que pueden generar riesgo de choque eléctrico están las corrientes de falla a tierra relativamente altas en relación con el área del sistema de puesta a tierra y su resistencia con respecto a una tierra remota. Además, por contar con una resistividad y una distribución de corriente en el terreno así, se generen altos gradientes de potencial en la superficie. También por alguna condición en la que una persona entre en contacto con dos puntos de alta diferencia de potencial. Por último, tener una baja resistencia de contacto que no limite la corriente a través del cuerpo a un valor seguro.

La norma IEEE 80 brinda una serie de definiciones relacionadas con las tensiones de toque y paso, como se muestra a continuación:

- a. Elevación de potencial de la tierra (GPR): representa el potencial eléctrico máximo que la malla de puesta a tierra de la subestación puede alcanzar en relación con un punto distante de tierra, asumido como un potencial de tierra remoto.
- b. Tensión de malla: es la máxima tensión de toque dentro de una retícula de la malla de puesta a tierra.
- c. Tensión de toque metal a metal: es la diferencia de potencial entre objetos metálicos o estructuras dentro del sitio de la subestación que pueden ser alcanzados por contacto directo de mano a mano o de mano a pie.
- d. Tensión de paso: diferencia en el potencial de la superficie experimentado por una persona suponiendo una separación entre los pies de un metro y sin tener contacto con ningún otro objeto aterrizado.
- e. Tensión de toque: es la diferencia de potencial entre la elevación de potencial de la tierra (GPR) y la tensión superficial desde donde se encuentra la persona que al mismo tiempo está en contacto con una estructura aterrizada.
- f. Tensión transferida: es un caso especial de tensión de toque, donde una tensión es transferida dentro o fuera de la subestación desde o hacia un punto remoto externo del sitio de la subestación.

Los conceptos anteriores pueden visualizarse en la Figura 5.1.

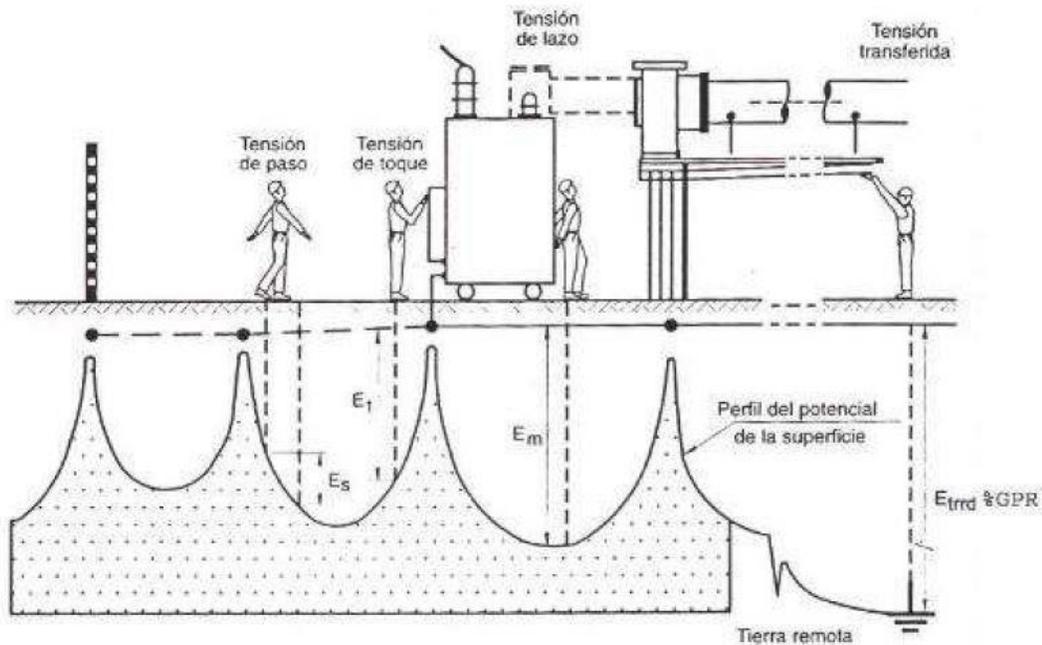


Figura 5.1. Tensiones de toque, paso y transferida en una subestación.

Fuente: Norma IEEE Std-80 2000.

Como lo expresan Datsios y Mikropoulos (2012), es necesario el cálculo de tensión de toque y paso para asegurar que el diseño de la puesta a tierra no representa peligro para las personas. Dichos límites de tensión se derivan de las corrientes tolerables por el cuerpo que no causan fibrilación ventricular, dependen de la resistividad del suelo y la duración de la exposición a la corriente de falla experimentada por la persona, el último corresponde al tiempo en el que se despeja la falla de la protección primaria o la protección más lenta. Los voltajes de toque y de paso causados por fallas a tierra deben ser más bajos que los límites admisibles calculados en ambos casos.

Los voltajes admisibles de toque y paso en volts son:

$$E_{toque} = (1000 + 1,5C_s \times \rho_s) \left( \frac{k}{\sqrt{t_s}} \right)$$

$$E_{paso} = (1000 + 6C_s \times \rho_s) \left( \frac{k}{\sqrt{t_s}} \right)$$

Donde  $t_s$  es el tiempo de duración de la corriente de choque y  $k$  es un factor que equivale a 0,116 para personas con una masa de 50 kg y 0,157 para personas con una masa de 70 kg.  $C_s$  es el factor de reducción para los casos en que se utiliza una capa de algún material de alta resistividad para incrementar la resistencia de contacto entre el suelo y los pies de las personas.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09}$$

$\rho$  corresponde a la resistividad del suelo, mientras que  $\rho_s$  es la resistividad del material agregado,  $h_s$  es el grosor de la capa de material. Si no es aplicada ninguna capa de otro material, entonces  $C_s=1$ .

En este caso, se hizo el cálculo de tensión de toque y paso para el valor límite de resistividad del suelo que corresponde a 98,65  $\Omega\text{m}$ , con tres tiempos diferentes de despeje de la falla 0,5 s, 1 s y 3 s. Además, se hizo para el caso de una persona con masa de 50 kg y de 70 kg y se asumió que no se va a utilizar ningún material de alta resistividad, por lo que  $C_s=1$ . Los resultados se pueden ver en la Tabla 5.1 y Tabla 5.2.

Tabla 5.1. Valores de tensión máxima permitida de toque y paso para una persona de 70 kg de masa a diferentes tiempos de despeje de la falla.

Resistividad del suelo ( $\Omega m$ )	Constante K	Tiempo de falla (s)					
		0,5		1		3	
		E <sub>toque</sub> (V)	E <sub>paso</sub> (V)	E <sub>toque</sub> (V)	E <sub>paso</sub> (V)	E <sub>toque</sub> (V)	E <sub>paso</sub> (V)
98,65	0,157	254,89	353,45	180,23	249,93	104,06	144,30

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.2. Valores de tensión máxima permitida de toque y paso para una persona de 50 kg de masa a diferentes tiempos de despeje de falla.

Resistividad del suelo ( $\Omega m$ )	Constante K	Tiempo de falla (s)					
		0,5		1		3	
		E <sub>toque</sub> (V)	E <sub>paso</sub> (V)	E <sub>toque</sub> (V)	E <sub>paso</sub> (V)	E <sub>toque</sub> (V)	E <sub>paso</sub> (V)
98,65	0,116	188,32	261,15	133,17	184,66	76,88	106,61

Fuente: Elaboración propia.

A partir de las tablas, se puede ver que los voltajes límite calculados son mayores para una persona de 70 kg que para una persona de 50 kg. Esto quiere decir que entre más masa se tenga, se podrá soportar una mayor tensión sin llegar al punto de fibrilación ventricular. También es importante señalar que conforme aumenta el tiempo del choque eléctrico, disminuye la tensión que es posible soportar.

Para este caso, se seleccionaron los valores de tensión de toque y paso para una persona de 70 kg y una duración de choque eléctrico de 3 s.

## 6 Capítulo VI. Descripción de los arreglos fotovoltaicos y cálculo de la corriente de falla

### 6.1 Descripción de las configuraciones de módulos fotovoltaicos

En la planta solar en cuestión, se tendrán tres diferentes configuraciones de módulos según el tipo de inversor al que se encuentren conectados y en todos los casos, dicho inversor irá conectado a la red eléctrica. Un inversor es el equipo encargado de transformar tensiones y corrientes en corriente directa a corriente alterna. Se utilizarán tres tipos diferentes de inversor tal y como lo muestra la Figura 6.1.

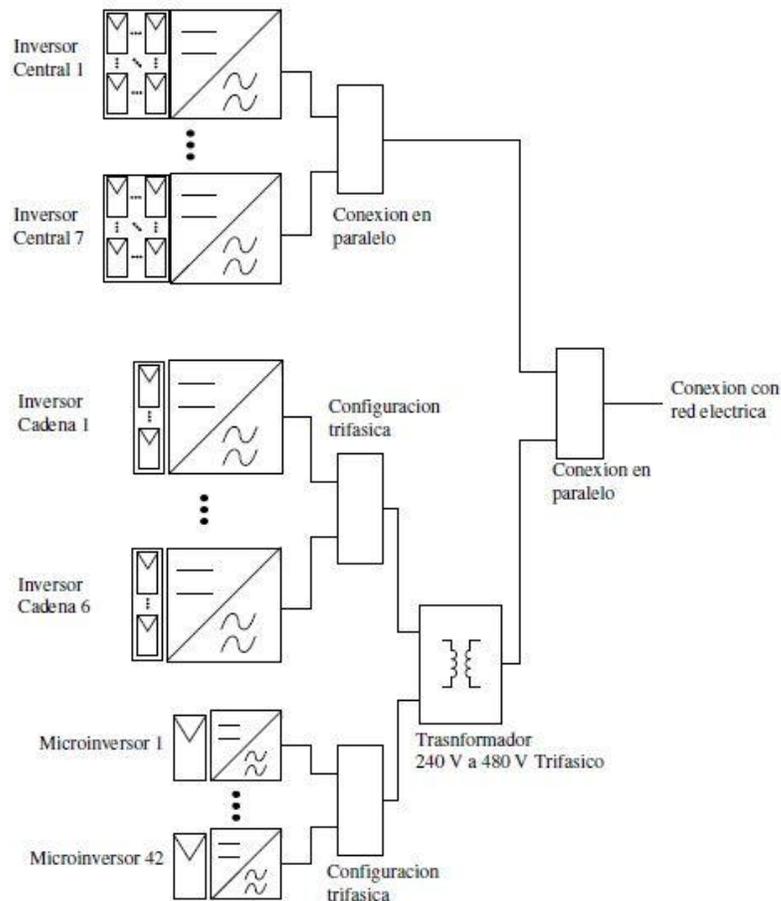


Figura 6.1. Diagrama general de la instalación fotovoltaica conectada a red del Complejo Solar TEC.

Fuente: Diseño hecho por SESLab.

### 6.1.1 Configuración con inversor central.

El primero de ellos es el inversor centralizado, en este caso, se va a contar con un grupo de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo. Para este tipo de configuración se contará con siete inversores y un total de 1617 módulos. La tensión y corriente máxima de bus para cada caso en corriente directa, corresponde a 1000 V y 150 A respectivamente.

Específicamente cada inversor tendrá un grupo de 231 módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente mediante 11 cadenas en paralelo de 21 módulos conectados en serie (ver Figura 6.2). En la Tabla 6.1 se detallan los valores de las características eléctricas de los módulos a utilizar, de los que se aclara que se seleccionará un modelo monocristalino y otro policristalino. El inversor seleccionado es el SMA, modelo Sunny Tripower 60-US.

Tabla 6.1. Características de los módulos a utilizar en la configuración de inversor central.

Parámetro	Valor
Tensión en MPP (máximo power point)	>36 V
Tensión en circuito abierto	<45,8 V
Corriente en cortocircuito	<10 A
Potencia del panel a STC (standard test conditions)	>310 W

Fuente: Diseño hecho por SESLab.

Los módulos seleccionados serán el monocristalino Canadian Solar CS6U-325M y el policristalino Canadian Solar CS6X-325P. Los parámetros principales de cada uno se mencionan en la Tabla 6.2 y Tabla 6.3 respectivamente.

Tabla 6.2. Características del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-325M.

Parámetro	Valor
Tensión en MPP (máximo power point)	37,4 V
Tensión en circuito abierto	45,8 V
Corriente en cortocircuito	9,21 A
Potencia del panel a STC (standard test conditions)	325 W

Fuente: Canadian Solar.

Tabla 6.3. Características del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-325P.

Parámetro	Valor
Tensión en MPP (máximo power point)	37 V
Tensión en circuito abierto	45,5 V
Corriente en cortocircuito	9,34 A
Potencia del panel a STC (standard test conditions)	325 W

Fuente: Canadian Solar.

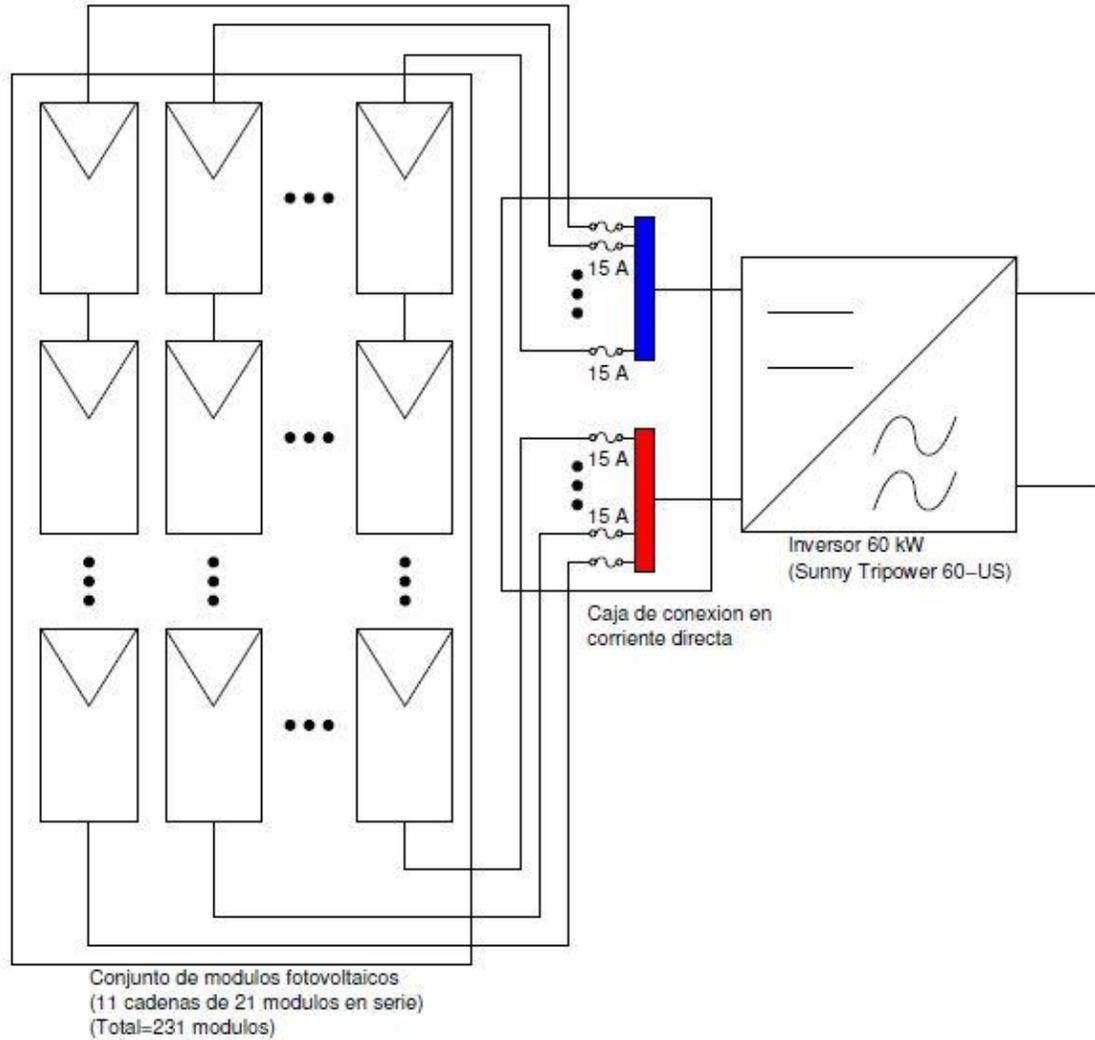


Figura 6.2. Diagrama de la configuración con inversor central.

Fuente: Diseño hecho por SESLab.

### 6.1.2 Configuración con inversor en cadena.

En el segundo caso, se tendrá un inversor en cadena. Esto quiere decir que se tendrá un grupo de módulos fotovoltaicos conectados únicamente en serie y a la red por medio de este tipo de inversor. En esta configuración se tendrán seis inversores, con un total de 132 módulos. La tensión máxima de bus corresponde a 600 V y la corriente máxima de bus a 15 A, ambos en corriente directa.

Cada grupo constará de 11 módulos en serie. Los inversores cuentan con dos entradas MPPT independientes, por lo que a cada inversor se conectarán dos cadenas de 11 módulos, tal y como se muestra en la Figura 6.3. Además se tendrán dos tipos de inversor diferente, de los cuales se utilizarán tres de cada uno. Los modelos son el Fronius Primo 208-240 6.0-1 y el SMA Sunny Boy 6.0-US. En cuanto a los módulos fotovoltaicos se usarán los mismos modelos que para el caso de la configuración con inversor central.

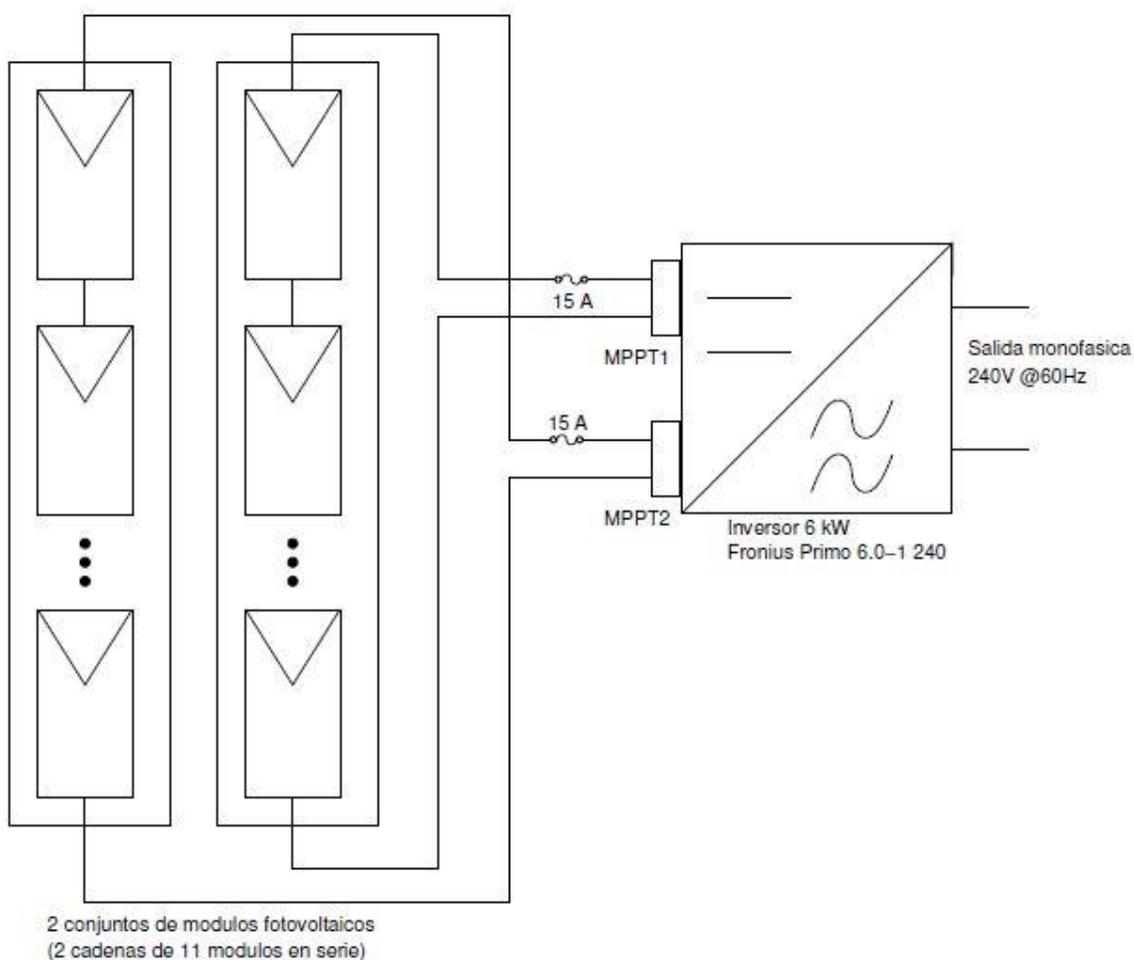


Figura 6.3. Diagrama de la configuración en cadena.

Fuente: Diseño hecho por SESLab.

### 6.1.3 Configuración con microinversor.

El último caso es el microinversor. En este caso, cada módulo fotovoltaico cuenta con su propio inversor. Se tendrán 42 módulos conectados a un inversor, sus tensiones y corrientes máximas serán 240 V y 20 A respectivamente y ambas en corriente alterna. Los módulos deben tener las características de ser de 60 celdas, tensión en circuito abierto menor a 45 V, tensión de máxima potencia menor a 30 V, corriente en cortocircuito menor a 10 A.

Esto se organizará en tres grupos de 14 microinversores conectados como lo muestra la Figura 6.4. El microinversor utilizado corresponde al Enphase S280-60-LL-2US corriente de cortocircuito máxima de entrada soportada por el microinversor 15 A.

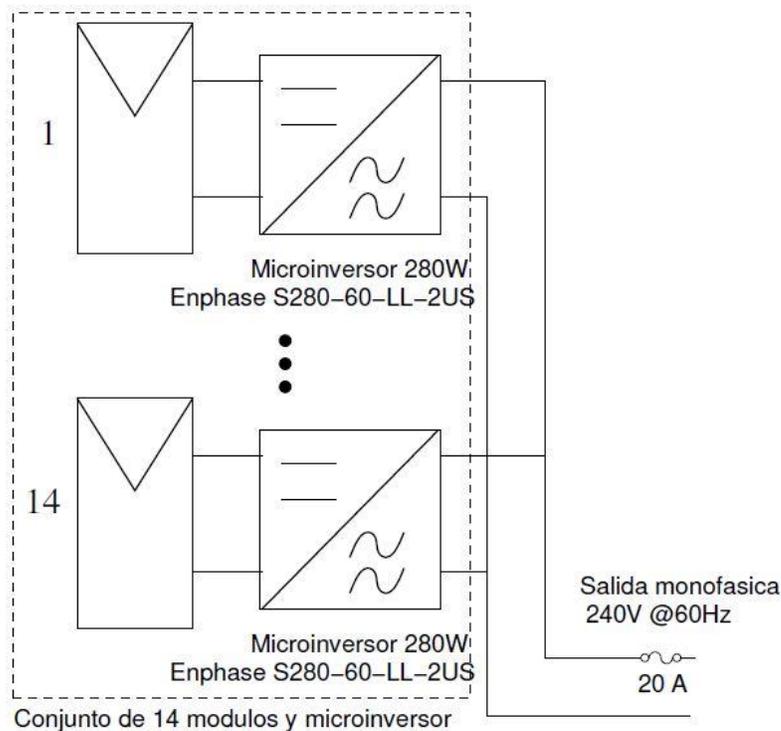


Figura 6.4. Diagrama de la configuración con microinversor.

Fuente: Diseño hecho por SESLab.

## 6.2 Corrientes máximas de falla para cada caso

La norma IEEE 80 define la corriente máxima a disipar por la malla ( $I_G$ ) como el producto de la corriente simétrica de falla a tierra, un factor de decremento que toma en cuenta la componente de corriente directa, un factor de división de corriente y un factor de crecimiento futuro de la subestación para tomar en cuenta el incremento futuro de la corriente de falla. Para definir la corriente simétrica de falla, se debe hacer el cálculo de la corriente de falla entre dos líneas y tierra y entre una línea y tierra, de manera que se seleccione la que sea mayor.

Al realizar ambos cálculos se debe tener conocimiento de los valores de corriente simétrica rms de secuencia cero de falla, de la tensión rms entre fase y neutro, así como de las impedancias equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero del sistema en el punto de falla. Como todos los valores anteriores hacen referencia a corriente alterna y los módulos fotovoltaicos producen corriente directa, se realizará un análisis de la máxima corriente de falla según los diferentes arreglos presentes en el complejo solar, y se tomará el caso crítico para el diseño del sistema de puesta a tierra.

### 6.2.1 Configuración con inversor central.

Para determinar la corriente de falla en esta configuración, se asumirá que todos los módulos son Canadian Solar CS6U-325P. Esto porque dicho módulo cuenta con una mayor corriente de cortocircuito, lo que brinda más seguridad al tomar el peor de los casos para el diseño.

Como la configuración de los módulos corresponde a 21 módulos conectados en serie para cada cadena, en todas las cadenas se tendrá la corriente máxima de cortocircuito de 9,34 A. Al ir formando la configuración de los paralelos las corrientes se van sumando, por lo que la corriente total de cortocircuito para cada inversor será:

$$I_{SC} = 9,34 A \times 11 \text{ cadenas} = 102,74 A$$

### **6.2.2 Configuración con inversor en cadena.**

En este caso de igual forma, se asumirá que todos los módulos son Canadian Solar CS6U-325P debido a su mayor corriente de cortocircuito. Como a lo largo de una cadena la corriente es la misma, en cada cadena se tendrá un valor de 9,34 A como corriente de cortocircuito.

### **6.2.3 Configuración con microinversor.**

En esta configuración los módulos deben tener una corriente de cortocircuito menor a 10 A, por lo que este será el valor utilizado como corriente máxima de cortocircuito.

### **6.2.4 Corriente a utilizar en el diseño.**

Como la corriente de falla mayor se presenta en el caso de la configuración de inversor central, se tomará la corriente de 103 A para el diseño del sistema.

## **7 Capítulo VII. Cálculos para el sistema según IEEE 80**

### **7.1 Consideraciones generales**

De acuerdo con la Norma IEEE 80, los elementos del sistema de puesta a tierra, incluyendo los conductores de la malla, conexiones, líneas de conexión y todos los electrodos primarios deben ser diseñados para la vida de la instalación. Deben cumplir con:

- a. Tener la suficiente conductividad, de manera que no contribuyan sustancialmente a las diferencias de potencial locales.
- b. Resistir deterioro mecánico y por fusión bajo las más adversas combinaciones de magnitud de la falla y duración.
- c. Ser mecánicamente confiable y fuerte en un alto grado.
- d. Ser capaz de mantener esta función incluso cuando se exponen a corrosión y daño físico.

El aluminio presenta ciertos inconvenientes, por ejemplo, en ciertos suelos el aluminio se corroe. Dicha capa de corrosión no es conductiva, lo que representa un problema en este tipo de sistemas. Otro caso de corrosión en el aluminio es por corrientes alternas en ciertas condiciones, en este caso ocurre de manera gradual.

Según la norma IEEE 80, las funciones de una malla de puesta a tierra para una subestación son:

- a. Proteger a los individuos, limitando las tensiones de toque y paso a valores aceptables en las vecindades de la instalación durante condiciones de cortocircuito.
- b. Proporcionar un medio para disipar la corriente eléctrica en la tierra bajo condiciones normales y de cortocircuito.
- c. Minimizar la interferencia de los circuitos de transmisión y distribución sobre los sistemas de comunicaciones y control.
- d. Proteger la red contra las descargas atmosféricas y sus efectos.

En cuanto a los conceptos de puesta a tierra según IEEE 80, los principales son:

- a. Electrodo auxiliar de puesta a tierra: es un electrodo de puesta a tierra con ciertas restricciones operativas o de diseño. Su función primaria puede ser otra que la de conducción de la corriente de falla por tierra.
- b. Electrodo de puesta a tierra: un conductor embebido en el planeta tierra y utilizado para recolectar o disipar la corriente de tierra en el planeta tierra.
- c. Tapete de puesta a tierra: es una lámina metálica o un sistema de conductores desnudos muy cerca unos de otros y conectados al sistema de puesta a tierra, colocados a profundidades superficiales sobre la malla de puesta a tierra o en otra parte de la superficie de la tierra, con el objetivo de obtener una medida adicional de protección, minimizando el peligro de exposición a una alta tensión de toque o paso, en un área crítica de operación, o en lugares que son utilizados frecuentemente por las personas. Una rejilla metálica de puesta a tierra, colocada en el suelo o sobre él, o una malla de cable colocada directamente o bajo el material de la superficie, son formas típicas de tapete de puesta a tierra.
- d. Malla de puesta a tierra: un sistema de electrodos de puesta a tierra interconectados, dispuestos en un patrón sobre un área específica y enterrados bajo la superficie de la tierra.

Nota: las mallas enterradas horizontalmente cerca de la superficie del suelo, son también efectivas en el control de los gradientes de potencial. Una malla típica usualmente es complementada con un número de varillas de puesta a tierra y puede ser conectada además a electrodos de puesta a tierra auxiliares, para bajar su resistencia con respecto al electrodo remoto.

- e. Sistema de puesta a tierra: comprende todas las instalaciones de puesta a tierra interconectadas en un área específica.

## 7.2 Concepto de sistema de puesta a tierra según IEEE 80

En esta norma se asume que el sistema de electrodos de puesta a tierra tiene forma de malla de conductores enterrados horizontalmente, complementados con un número de varillas verticales de puesta a tierra conectadas a la malla. Como lo menciona la norma, entre las razones principales para usar la combinación de conductores horizontales con varillas, se puede mencionar:

- a. En subestaciones un solo electrodo, es inadecuado como sistema seguro de puesta a tierra. Cuando varios electrodos son conectados entre ellos, y a todos los neutros de los equipos, carcazas y estructuras que deben estar puestas a tierra, el resultado es un sistema de puesta a tierra que no toma en cuenta el objetivo principal que es el de la seguridad de las personas.
- b. En caso de que se tenga un suelo con buena conductividad, se puede tener solamente una malla sin las varillas, sin embargo, las varillas tienen un valor particular. Si la magnitud de la corriente disipada en la tierra es alta, rara vez es posible instalar una malla con una resistencia tan baja como para asumir que la elevación del potencial de tierra no generará gradientes de potencial en tierra inseguros para el contacto humano. Por lo tanto, el peligro puede ser eliminado solo con el control de potenciales locales a través de toda el área. Un sistema que combina una malla horizontal y un número de varillas verticales de puesta a tierra penetrando suelos más bajos, da ventajas como:
  - Los conductores horizontales son más efectivos en la reducción del peligro de tensiones de toque y paso altas en la superficie de la tierra. Las varillas suficientemente largas, estabilizarán el comportamiento de tal sistema combinado. En muchas instalaciones, esto es importante ya que la capa superior puede congelarse o secarse, lo que puede variar la resistividad del suelo, mientras en las capas inferiores se mantiene casi constante.

- Las varillas que penetran resistividades bajas del suelo, son mucho más efectivas disipando corrientes de falla siempre que se tenga un suelo de dos o más capas y la capa superior tiene resistividad mayor que las capas inferiores.
- Si las varillas son instaladas principalmente a lo largo del perímetro de la malla, moderarán considerablemente el incremento del paso del gradiente superficial cerca de las cuadrículas perimetrales.

Además, se recomienda un lazo continuo de cable que rodee el perímetro para encerrar la mayor parte del área según sea práctico. Esto ayuda a prevenir la concentración de altas corrientes, y por lo tanto altos gradientes en el área de la malla. También entre más área abarque el lazo, menor será la resistencia del sistema.

Dentro del lazo, los conductores normalmente se colocan en líneas paralelas y, donde es práctico a lo largo de estructuras o líneas de equipos para brindar conexiones a tierra cortas. Los conductores suelen ser enterrados a una profundidad de 0,5 a 1,5 m y espaciados de 3 a 15 m, en forma cuadriculada. El calibre varía entre el 2/0 AWG y el 500 kcmil.

En los cruces de cables, los conductores deben estar unidos adecuadamente. Las varillas de puesta a tierra comúnmente se colocan en las esquinas de la malla y en los puntos de unión a lo largo del perímetro. Las varillas también pueden ubicarse en el equipo mayor, especialmente cerca de pararrayos. Cuando se tienen suelos de múltiples capas resistivas o de resistividades muy altas, puede ser útil usar varillas más largas en otros puntos de unión de los conductores de la malla de puesta a tierra.

La malla debe ser extendida sobre el área de los equipos y frecuentemente más allá del límite. Se usan bajantes múltiples o conductores de alto calibre donde pueda haber concentración de alta corriente, como la conexión neutro-tierra de los generadores, bancos de capacitores o transformadores.

Las conexiones cruzadas, normalmente tienen el efecto de bajar la resistencia de la malla. Su función primordial, es la de controlar los potenciales en la superficie. Además, brindan múltiples caminos a la corriente de falla, reduciendo la caída de tensión en la propia malla y provee una cierta medida de redundancia en el caso de una falla en el conductor. El área es el factor geométrico más importante en cuanto a la resistencia del sistema, entre más grande sea menor es la resistencia.

Los conductores de bajada desde los equipos a la malla pueden estar sujetos a la corriente total de falla a tierra, mientras que en la malla la corriente se divide, por lo que cada conductor está sujeto a una fracción de la corriente total. Por lo tanto, los bajantes pueden tener un calibre mayor que los conductores de la malla.

Se recomienda ser conservador en este aspecto, ya que un mal funcionamiento de las protecciones puede hacer que el tiempo de despeje de la falla aumente. El tiempo de la protección de respaldo o remota es la adecuada para el cálculo del calibre del cable. Para subestaciones pequeñas esto puede ser 3 s o más. Para subestaciones grandes, usualmente se tienen esquemas de protección redundantes y complejos, por lo que la falla se despejaría en 1 s o menos.

El último valor de la corriente utilizada para determinar el calibre del conductor debe tener en cuenta el crecimiento futuro. Es menos costoso incluir un adecuado margen en el calibre del conductor durante el diseño inicial que tratar de reforzarlo después.

### **7.3 Diseño en condiciones difíciles**

Según la norma IEEE 80, cuando la resistividad del suelo es alta o el espacio de la subestación es pequeño, es posible que no se obtenga una baja resistencia de puesta a tierra. Una solución suele ser el uso de conexiones de puesta a tierra en instalaciones remotas en instalaciones cercanas. Esto requiere ciertas medidas de precaución con respecto a los potenciales transferidos, ubicación de los pararrayos y otros puntos críticos. Se puede desarrollar una diferencia de potencial significativa entre la puesta a tierra local y remota, especialmente en situaciones de descargas de alta frecuencia como la del rayo.

Otras soluciones consisten en el uso de varillas de puesta a tierra profundas. Es posible el uso de aditivos para el suelo en conjunto con varillas de puesta a tierra y conductores interconectados. Se pueden usar mantas metálicas para crear una unión equipotencial cerca de la superficie.

### **7.4 Procedimiento de diseño según la norma**

Según la norma IEEE 80, el procedimiento a seguir para el diseño de una malla de puesta a tierra se muestra a continuación:

- a. Con el mapa de la propiedad se tiene una buena aproximación del área de la malla. La prueba de resistividad del terreno determina los perfiles de resistividad y el modelo del suelo según la cantidad de capas.
- b. El calibre del conductor es determinado por las ecuaciones para tal fin. La corriente de falla asimétrica sería la máxima esperada para el conductor, con el tiempo de despeje máximo (protección remota) de la falla.
- c. Cálculo de las tensiones de paso y toque máximas tolerables.

- d. El diseño preliminar debe incluir un anillo alrededor del área a ser puesta a tierra, además de los conductores perpendiculares adecuados para proveer el acceso de los bajantes de los equipos. La estimación inicial de separación de los conductores y la ubicación de las varillas de puesta a tierra se debe basar en la corriente asimétrica y el área a ser utilizada.
- e. Se estima la resistencia de todo el sistema de forma preliminar según Schwarz. Para el diseño final es recomendable utilizar estimaciones más exactas, con el uso de software se puede tener un alto grado de exactitud, sobre todo por la consideración de varias capas de resistividad del suelo.
- f. Para el diseño de la malla de puesta a tierra, se debe utilizar sólo la corriente que se conduce por tierra hacia la tierra remota. Sin embargo, esta corriente debe reflejar el peor caso de falla asimétrica y contemplar la expansión futura.
- g. Si la elevación de potencial de la tierra (GPR) en el diseño preliminar está por debajo de la máxima tensión de toque tolerable, no se requiere más análisis. Solo se requiere conductor adicional para tener acceso a las puestas a tierra de los equipos.
- h. El cálculo de las tensiones de malla y de paso para la malla puede realizarse por medio de técnicas de análisis aproximado para suelo uniforme, o por software.
- i. Si la tensión de malla calculada es menor a la tensión de toque calculada, el diseño puede estar completo. Si la tensión de malla calculada es mayor a la tensión de toque tolerable, el diseño preliminar debe ser revisado.
- j. Si las dos tensiones calculadas, de toque y de paso, están por debajo de los valores tolerables, el diseño solo requiere afinar el acceso a las puestas a tierra de los equipos. Si no, el diseño preliminar debe ser revisado.
- k. Si la tensión de toque o de paso máximas tolerables son excedidas, se debe revisar el diseño de la malla. Estas revisiones pueden incluir espaciamiento menor de los conductores, varillas adicionales, etc.

- I. Luego de satisfacer los requerimientos de tensiones de toque y de paso, se pueden requerir cuadrículas adicionales o varillas. Los conductores adicionales pueden requerirse si el diseño de la malla no incluye conductores cerca de los equipos, se pueden necesitar varillas adicionales en la base de descargadores de sobretensiones, neutras de transformadores, etc. El diseño final debería también ser revisado para eliminar peligros debido a potenciales transferidos y peligros asociados con áreas especiales de cuidado, como en seccionadores de puesta a tierra, cerca perimetral, entre otras.

## 7.5 Fórmulas y cálculos según la norma

### 7.5.1 Selección del calibre del conductor.

La siguiente ecuación da una medida de la capacidad de conducción de corriente de cortocircuito para un conductor. De ella es posible despejar el área de conductor para una corriente dada de cortocircuito.

$$I = A \sqrt{\left( \frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left( \frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)}$$

Donde,

I: corriente rms en kA

A: área de la sección transversal en mm<sup>2</sup>

T<sub>m</sub>: máxima temperatura admisible en °C

T<sub>a</sub>: temperatura ambiente en °C

T<sub>r</sub>: temperatura de referencia para constantes de materiales en °C

α<sub>o</sub>: coeficiente térmico de resistividad a 0°C en 1/°C

α<sub>r</sub>: coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T<sub>r</sub> en 1/°C

ρ<sub>r</sub>: resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia

K<sub>o</sub>: 1/α<sub>o</sub> o (1/ α<sub>r</sub>)-T<sub>r</sub> en °C

t<sub>c</sub>: es la duración de la corriente en s

TCAP: es la capacidad térmica por unidad de volumen en J/(cm<sup>3</sup>°C)

En la Figura 7.1 se muestra la tabla que proporciona la norma con constantes de diferentes materiales utilizados.

Description	Material conductivity (%)	$\alpha_r$ factor at 20 °C (1/°C)	$K_o$ at 0 °C (0 °C)	Fusing <sup>a</sup> temperature $T_m$ (°C)	$\rho_r$ 20 °C ( $\mu\Omega\cdot\text{cm}$ )	TCAP thermal capacity [J/(cm <sup>3</sup> ·°C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod <sup>b</sup>	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod <sup>c</sup>	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

<sup>a</sup>From ASTM standards.

<sup>b</sup>Copper-clad steel rods based on 0.254 mm (0.010 in) copper thickness.

<sup>c</sup>Stainless-clad steel rod based on 0.508 mm (0.020 in) No. 304 stainless steel thickness over No. 1020 steel core.

Figura 7.1. Constantes de los materiales.

Fuente: Norma IEEE Std-80 2000.

Despejando para obtener el área se tiene:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}}$$

La corriente máxima de falla será la definida anteriormente de 103 A. Utilizando cobre comercial, se tiene un valor de TCAP de 3,42; el valor de  $t_c$  se asumirá como 3 s, que suele ser un valor alto en el despeje de este tipo de fallas. El valor de  $\alpha_r$  se tomará de la tabla anterior como 0,00381 así como  $\rho_r$  que tiene un valor de 1,78. Así mismo  $K_o$  tiene un valor de 242 y  $T_m$  sería 1084°C. La temperatura ambiente se asumió como 20°C. Realizando el cálculo se obtiene:

$$A = \frac{0,103}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \times 10^{-4}}{3 \times 0,00381 \times 1,78}\right) \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 20}\right)}} = 0,623862 \text{mm}^2$$

Lo cual correspondería a un calibre 18, sin embargo, en este tipo de sistemas el mínimo calibre a utilizar es el 2/0. Por lo tanto el calibre seleccionado en la malla, será 2/0. Según la norma IEEE 80, para el calibre 2/0 y un tiempo de falla de 3 s, la corriente en corriente alterna soportada es de 5 kA.

En la norma se aclara que el tamaño del conductor seleccionado debe ser más grande que el obtenido con la ecuación, que es basado en la fusión del conductor. Esto porque el conductor debe soportar los esfuerzos mecánicos esperados y la corrosión durante la vida útil de la instalación. El conductor debe tener alta conductancia, esto para prevenir caídas de tensión peligrosas durante una falla. También por la necesidad de limitar la temperatura del conductor y de aplicar un factor de seguridad a la instalación de puesta a tierra y los demás componentes eléctricos.

### 7.5.2 Resistencia del sistema

Schwarz desarrolló una serie de ecuaciones para determinar la resistencia total del sistema de puesta a tierra en un suelo homogéneo conformado por conductores dispuestos de manera horizontal y varillas de forma vertical. Para determinar la resistencia total del sistema se utiliza la siguiente ecuación:

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

Donde,

$R_1$ : resistencia a tierra de la malla de conductores en  $\Omega$ .

$R_2$ : resistencia a tierra de todas las varillas en  $\Omega$ .

$R_m$ : resistencia a tierra mutua entre el grupo de conductores  $R_1$  y el grupo de varillas  $R_2$  en  $\Omega$ .

La ecuación de la resistencia de la malla de puesta a tierra es:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[ \ln \left( \frac{2L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 L_c}{\sqrt{A}} - k_2 \right]$$

Donde,

$\rho$ : resistividad del suelo en  $\Omega\text{m}$ .

$L_c$ : longitud total de todos los conductores de la malla conectados en m.

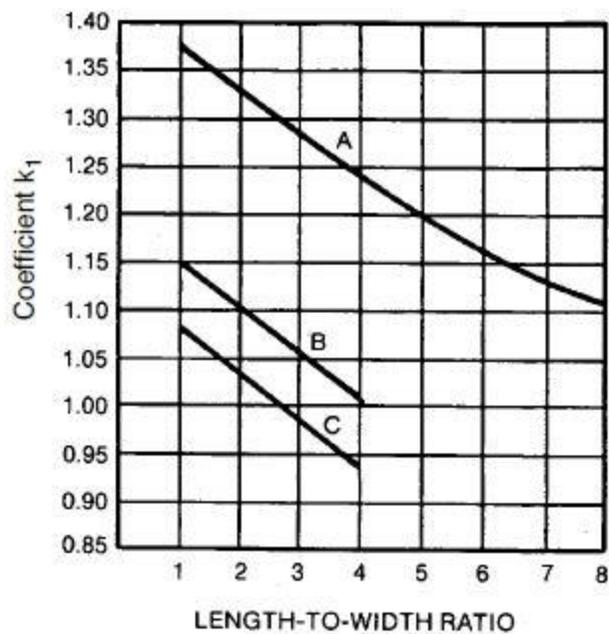
$a'$ : es  $\sqrt{2ha}$  para conductores enterrados a una profundidad  $h$  en m, o

$a'$ : es  $a$  para conductores en la superficie de la tierra en m.

$2a$ : es el diámetro del conductor en m.

$A$ : es el área cubierta por los conductores en m.

$k_1$ ,  $k_2$ : son los coeficientes mostrados en las figuras.



CURVE A — FOR DEPTH  $h = 0$

$$\gamma_A = -0.04x + 1.41$$

CURVE B — FOR DEPTH  $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$

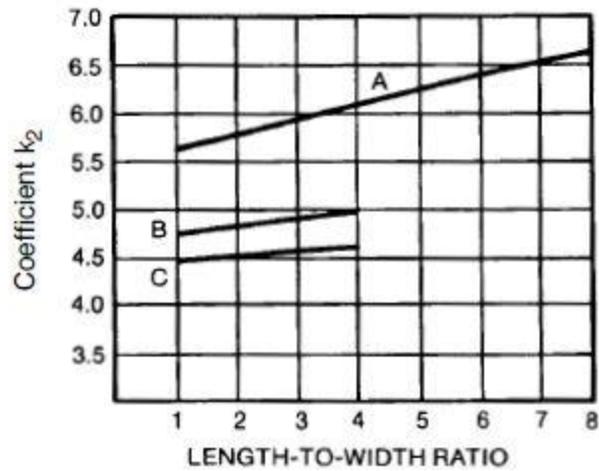
$$\gamma_B = -0.05x + 1.20$$

CURVE C — FOR DEPTH  $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$

$$\gamma_C = -0.05x + 1.13$$

Figura 7.2. Coeficiente  $k_1$  para determinar la resistencia de la malla a tierra de conductores.

Fuente: Norma IEEE Std-80 2000.



CURVE A — FOR DEPTH  $h = 0$   
 $y_A = 0.15x + 5.50$   
 CURVE B — FOR DEPTH  $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$   
 $y_B = 0.10x + 4.68$   
 CURVE C — FOR DEPTH  $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$   
 $y_C = -0.05x + 4.40$

Figura 7.3. Coeficiente  $k_2$  para determinar la resistencia de la malla a tierra de conductores.

Fuente: Norma IEEE Std-80 2000.

Para los parámetros de esta ecuación, se va a tomar el valor de resistividad del terreno, mencionado en el capítulo 4 de  $98,65 \Omega\text{m}$ . En cuanto a la geometría del arreglo, se tiene que en realidad la forma es de romboide de lados  $42,32 \text{ m}$  y  $164,27 \text{ m}$  con una altura de romboide de  $107,69$ , sin embargo, se aproximó a un rectángulo de dimensiones  $125,73 \text{ m}$  por  $38,63 \text{ m}$  para poder aplicar los parámetros de la norma IEEE 80. Para el arreglo de puesta a tierra se tomarán las dimensiones de  $126 \text{ m}$  por  $42 \text{ m}$  para que sea simétrico.

En esta aproximación se asumirá el uso de conductores alrededor del área rectangular y dos conductores adicionales de forma horizontal, de manera que el largo se divida en tres partes iguales y todos enterrados a una profundidad  $h$  de 0,5 m. La longitud total de los conductores de malla sería:

$$L_C = 2 \times 126 \text{ m} + 4 \times 42 \text{ m} = 420 \text{ m}$$



Figura 7.4. Arreglo de conductores enterrados para el sistema de puesta a tierra.

Fuente: Elaboración propia, AutoCAD.

El valor de  $2a$  que corresponde al diámetro del conductor, sería 9,27 mm calculado por medio de despeje de la tabla 8 del NEC ya que el conductor a usar es desnudo. En la fórmula, dicho valor debe ingresarse en metros, por lo que se tendría  $9,27 \times 10^{-3}$  m.

El área cubierta por los conductores sería  $126 \text{ m} \times 42 \text{ m} = 5292 \text{ m}^2$ .

Para obtener los valores  $k_1$  y  $k_2$  se tomó la curva B de los gráficos respectivos. Los valores obtenidos fueron  $k_1=1,18$  y  $k_2=4,71$ . El valor de  $R_1$  sería:

$$R_1 = \frac{98,65}{\pi \times 420} \left[ \ln \left( \frac{2 \times 420}{\sqrt{2 \times 9,27 \times 10^{-3}}} \right) + \frac{1,18 \times 420}{\sqrt{5292}} - 4,71 \right] = 0,81 \Omega$$

La ecuación de la resistencia de las varillas de puesta a tierra es:

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_R L_r} \left[ \ln \left( \frac{4L_r}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right]$$

Donde,

$L_r$ : longitud de cada varilla en m.

$2b$ : diámetro de la varilla en m.

$n_R$ : número de varillas instaladas en el área A.

Para este punto se definió que se van a utilizar varillas de 3 m de largo, para cumplir con el NEC y la distancia mínima de 2,88 m enterrados para cada varilla. En cuanto al material se utilizará acero cubierto de cobre, pues está dentro de los electrodos que permite el NEC y al tener cobre en el exterior asegura un mejor contacto con el conductor. El diámetro a utilizar será el de 5/8 de pulgada, o lo que es equivalente 15,88 mm (0,01588 m). El número de varillas a instalar será 8, distribuidas una en cada esquina y una en cada unión de los cables centrales dispuestos de manera horizontal.

Por lo tanto, el valor de  $R_2$  corresponde a:

$$R_2 = \frac{98,65}{2\pi \times 8 \times 3} \left[ \ln \left( \frac{4 \times 3}{7,94 \times 10^{-3}} \right) - 1 + \frac{2 \times 1,18 \times 3}{\sqrt{5292}} (\sqrt{8} - 1)^2 \right] = 4,35 \Omega$$

La ecuación de la resistencia mutua de puesta a tierra es:

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[ \ln \left( \frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{k_1 L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right]$$

En este caso el valor sería:

$$R_m = \frac{98,65}{\pi \times 420} \times \left[ \ln \left( \frac{2 \times 420}{3} \right) + \frac{1,18 \times 420}{\sqrt{5292}} - 4,71 + 1 \right] = 0,65 \Omega$$

La resistencia total del sistema sería:

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

$$R_g = \frac{0,81 \times 4,35 - 0,65^2}{0,81 + 4,35 - 2 \times 0,65} = 0,80 \Omega$$

Lo cual cumple con el valor de resistencia establecido para subestaciones de alta potencia de  $1 \Omega$ , aunque en este caso pudo ser incluso  $5 \Omega$  ya que se podría considerar como una subestación pequeña.

### 7.5.3 Tensiones en el sistema.

#### 7.5.3.1 Tensión de toque.

La tensión de malla, que es la máxima tensión de toque presente en una subestación se calcula de la siguiente forma:

$$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_M}$$

Donde,

$\rho$ : resistividad del suelo en  $\Omega\text{m}$

$K_m$ : factor geométrico para la tensión de malla

$K_i$ : factor de corrección para la geometría de la malla

$I_G$ : máxima corriente de malla que fluye entre la malla de tierra y la tierra circundante en A

$L_M$ : longitud efectiva en metros de la longitud total del conductor de la malla y la longitud total de las varillas de puesta a tierra ( $L_C+L_R$ ).

El factor geométrico  $K_m$ , se define como:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2 \times n - 1)} \right]$$

Donde,

D: espaciamiento entre conductores paralelos en m

d: diámetro del conductor de malla en m

h: profundidad de los conductores en m

$K_{ii}$ : factor de ponderación correctiva, que ajusta los efectos de los conductores internos en la esquina de la malla.

$K_h$ : factor de ponderación correctiva que enfatiza los efectos de la profundidad de la malla.

n: factor geométrico compuesto de los factores  $n_a$ ,  $n_b$ ,  $n_c$  y  $n_d$

El número efectivo de conductores en paralelo en una malla dada, n, se puede aplicar a una forma rectangular o irregular de malla que represente el número de conductores equivalente a una malla rectangular.

$$n = n_a n_b n_c n_d$$

Donde,

$n_a$ :  $2L_c/L_p$

$n_b$ : 1 para mallas cuadradas

$n_c$ : 1 para mallas cuadradas y rectangulares

$n_d$ : 1 para mallas cuadradas, rectangulares y en forma de L

De otra forma,

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left[ \frac{L_x L_y}{A} \right]^{0,7A}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

Donde,

$L_c$ : longitud total del conductor enterrado en m

$L_p$ : longitud perimetral de la malla en m

$A$ : área de la malla en  $m^2$

$L_x$ : máxima longitud de la malla en la dirección x en m

$L_y$ : máxima longitud de la malla en la dirección y en m

$D_m$ : máxima distancia entre los dos puntos cualquiera sobre la malla en m

En este caso se tiene

$$n_a = \frac{2 \times 420}{336} = 2,5$$

$$n_b = \sqrt{\frac{336}{4\sqrt{5292}}} = 1,07$$

$$n_c = 1$$

$$n_d = 1$$

$$n = 2,5 \times 1,0746 \times 1 \times 1 = 2,69$$

Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o en las esquinas de la malla se tiene que  $K_{ii}=1$ . Para los casos en que no se tengan varillas de puesta a tierra o sólo sean unas pocas y no localizadas en las esquinas o el perímetro:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}}$$

En este caso  $K_{ii}=1$

Además,  $K_h$  se define como:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

Donde,

$h_0$ : 1 m (profundidad de referencia de la malla)

En este caso, el valor de  $K_h$  sería

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,22$$

El valor de  $K_m$  correspondería a

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \frac{42^2}{16 \times 0,5 \times 9,27 \times 10^{-3}} + \frac{(42 + 2 \times 0,5)^2}{8 \times 42 \times 9,27 \times 10^{-3}} - \frac{0,5}{4 \times 9,27 \times 10^{-3}} \right] + \frac{1}{1,22} \ln \left[ \frac{8}{\pi(2 \times (2,69 - 1))} \right] = 1,38$$

El factor de irregularidad  $K_i$  usado en conjunción con la  $n$  definida es:

$$K_i = 0,644 + 0,148n$$

En este caso se tendría

$$K_i = 0,644 + 0,148 \times 2,69 = 1,04$$

Para mallas sin varillas o con un número pequeño que no esté ubicado en las esquinas o a lo largo del perímetro de la malla, la longitud efectiva enterrada  $L_M$  es,

$$L_M = L_C + L_R$$

Donde,

$L_R$ : longitud total de todas las varillas en m

Para mallas con varillas en las esquinas y a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada,  $L_M$  es

$$L_M = L_C + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

Donde,

$L_r$ : longitud de cada varilla en m

En este caso se tendría

$$L_M = 420 + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{3}{\sqrt{42^2 + 126^2}} \right) \right] \times 24 = 457,86 \text{ m}$$

Se recuerda que el valor de resistividad del terreno utilizado es el de  $\rho=98,65 \Omega\text{m}$ ; mientras la máxima corriente de malla es 103 A.

Finalmente, la tensión de malla obtenida sería:

$$E_m = \frac{98,65 \times 1,38 \times 1,04 \times 103}{457,86} = 31,85 \text{ V}$$

Por lo que se concluye que se cumple con el valor máximo de 104,06 V establecido en el capítulo 5. Es muy importante mencionar que uno de los principales parámetros de diseño de la norma consiste en corroborar que la elevación de potencial de la tierra (GPR) sea menor que el voltaje máximo permitido de toque.

En este caso,

$$GPR = I_G \times R_G = 103 \times 0,8 = 82,4 \text{ V}$$

El voltaje de toque máximo permitido se definió como 104,06 V por lo que sí se cumple este criterio.

#### **7.5.3.2 Tensión de paso.**

La tensión de paso se obtiene como un producto del factor geométrico  $K_s$ , el factor de corrección  $K_i$ , la resistividad del suelo  $\rho$  y la corriente promedio por unidad de longitud de conductores de puesta a tierra enterrados ( $I_G/L_S$ ).

$$E_s = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L_S}$$

Para mallas con o sin varillas, la longitud efectiva de conductor enterrado  $L_S$ , es

$$L_S = 0,75L_C + 0,85L_R$$

En este caso se tendría

$$L_S = 0,75 \times 420 + 0,85 \times 24 = 335,40 \text{ m}$$

Para la profundidad usual de  $0,25 \text{ m} < h < 2,5 \text{ m}$ ,  $K_s$  es

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

En este caso el valor sería

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0,5} + \frac{1}{42 + 0,5} + \frac{1}{42} (1 - 0,5^{2,69-2}) \right] = 0,33$$

El valor de la tensión de paso corresponde a

$$E_s = \frac{98,65 \times 0,33 \times 1,04 \times 103}{335,4} = 10,40 \text{ V}$$

Por lo que también cumple con el valor establecido para la tensión de paso establecido en el capítulo 5 de 144,30 V.

## **8 Capítulo VIII. Sistema de pararrayos**

### **8.1 Datos de descargas atmosféricas en Costa Rica**

Según Bolaños (2008) lo que determina el número y la intensidad de las tormentas que se producen en un lugar depende de las características climáticas y montañosas, esto es conocido como nivel isoceráunico. En Costa Rica existen instituciones que estudian fenómenos meteorológicos como el Instituto Meteorológico Nacional (IMN).

Desde el año 2002 nació lo que se conoce como Red Nacional de Detección y Análisis de Descargas Atmosféricas, que consiste en una colaboración del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) con la National Aeronautic and Space Administration (NASA). Este organismo forma parte de las redes de monitoreo hidrometeorológico que opera el Centro de Servicio de Estudios Básicos de Ingeniería, de la UEN PySA, Sector Electricidad, del Instituto Costarricense de Electricidad. Dicho ente se encarga de la recolección de datos del comportamiento de descargas atmosféricas por medio de transmisión de señales satelitales. De esos datos es posible tener la densidad de rayos por kilómetro cuadrado.

Según información publicada por el Instituto Meteorológico Nacional en marzo de 2007, también es posible obtener la ubicación del impacto (latitud y longitud), intensidad en kA y hora de ocurrencia de la descarga atmosférica también conocida como rayo. Se cuenta con sensores ubicados en Liberia, San Carlos, Limón, Quepos y Paso Canoas. La cobertura o rango nominal de cada sensor es de 370 km, por lo que se garantiza una cobertura del 90% de las descargas que caen dentro del territorio nacional, incluyendo su parte marítima.

De acuerdo con datos brindados por el Instituto Costarricense de Electricidad, en el Tecnológico de Costa Rica, sede central Cartago se tiene un promedio de entre 2,20 y 2,74 descargas por kilómetro cuadrado al año. En la siguiente figura se puede observar la densidad de descargas atmosféricas por kilómetro cuadrado durante el año 2010 en Costa Rica, lo cual se conoce como mapa ceráunico.

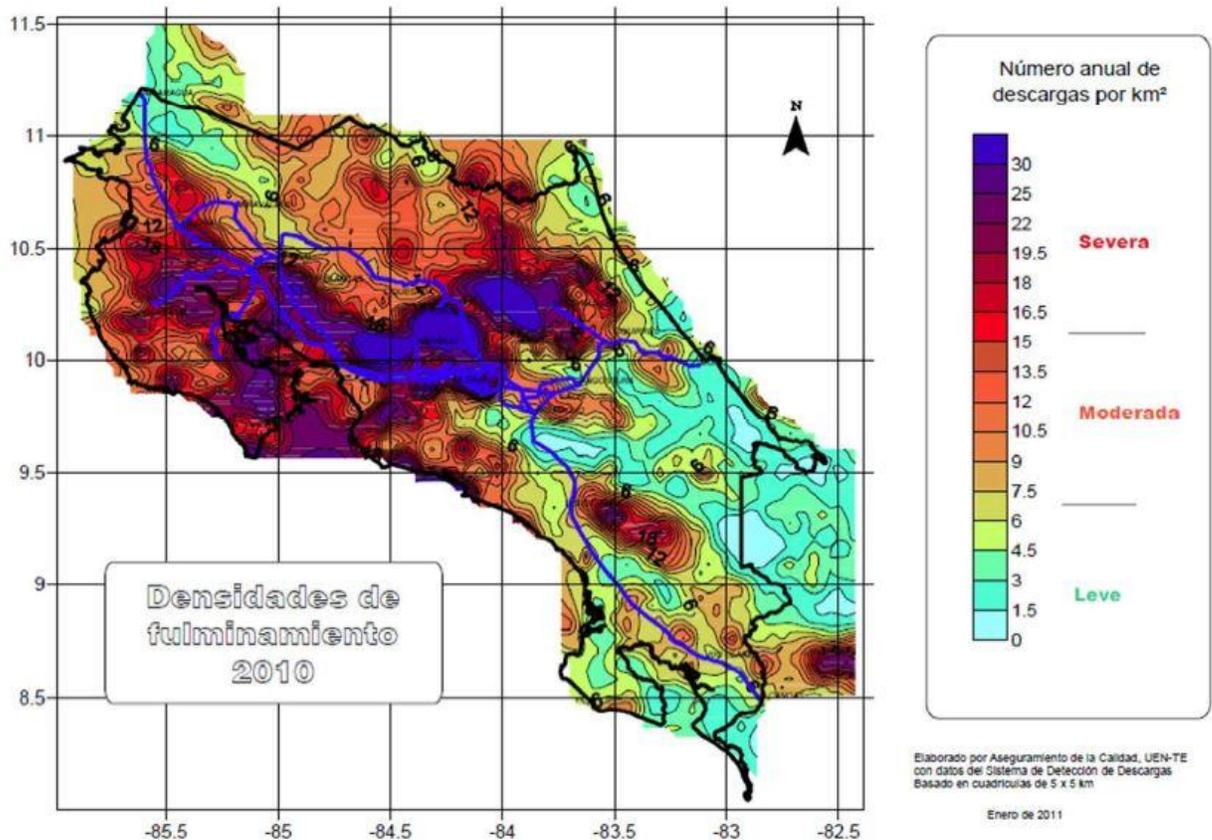


Figura 8.1. Mapa cerámico de Costa Rica para el año 2010

Fuente: Muñoz (2016).

## 8.2 Selección de pararrayos en el complejo solar

Como se mencionó en el marco teórico, los pararrayos tipo punta Franklin no son la manera ideal para este tipo de aplicación, debido principalmente a la extensión, lo que implica que se necesitarían muchos captadores para poder formar un sistema eficiente. El tipo de pararrayos a utilizar será de la tecnología protectores de campos electroatmosféricos y electromagnéticos (PDCE) o como se le conoce comúnmente pararrayos desionizante. Entre las razones principales por las que se seleccionó se tiene que es un dispositivo que no excita ni captura el rayo, no genera sobretensiones, evita riesgos eléctricos, es un dispositivo pasivo, no contiene componentes electrónicos y el mantenimiento es muy básico ya que no requiere reemplazo de elementos.

Según el fabricante de estos dispositivos, no es necesario realizar un estudio de riesgo de rayos pues como lo menciona la norma IEC 62305 “la decisión de poner una protección contra el rayo puede tomarse sin tener en cuenta ninguna evaluación del riesgo, siempre que se considere que ningún riesgo es evitable”. Al aplicar un sistema de protección contra el rayo se espera aumentar el nivel de seguridad de prevención y protección contra los efectos directos e indirectos de los rayos y electromagnéticos.

El fabricante INTARSL, que actualmente y desde el 2014 depende de la empresa DINNTECO, explica que el funcionamiento de esta tecnología, se basa en la desionización de la carga electrostática presente en cualquier ambiente. Esto para controlar el campo eléctrico por debajo de los umbrales de ruptura del dieléctrico mediante el control de la ionización del aire de manera que el rayo no se forme.

El fabricante indica que la forma del dispositivo, le facilita ordenar las cargas de manera que aparece un flujo controlado de electrones que se fugan por el cable de tierra en el orden de los micro o miliamperios hasta el sistema de puesta a tierra. En un 1% de situaciones extremas de funcionamiento el dispositivo puede llegar a saturarse y generar un fenómeno eléctrico parecido a la luz de un rayo llamado flámula pero no aparece el trueno, por lo que no se tienen efectos de campos eléctricos ni corrientes de sobretensión o efectos electromagnéticos. En caso de impacto de rayo, el sistema funciona como fusible, de manera que no se generen corrientes y tensiones peligrosas en el sistema.

El modelo seleccionado fue el PDCE Senior, el cual cuenta con un radio de protección de 100 m. Físicamente su apariencia es como se muestra en la siguiente figura.



Figura 8.2. Pararrayo desionizante.

Fuente: INTARSL (2012).

En cuanto al conductor que une el pararrayos con el sistema de puesta a tierra, se dice que debe ser lo más directo posible. Además, debe contar con una sección de como mínimo  $50 \text{ mm}^2$ , es decir calibre 2/0 AWG y asegurar la trayectoria del cable por medio de bridas o grapas adecuadas. Se deben evitar curvas inferiores a radios de 20 cm. La recomendación del fabricante para el valor de resistencia del sistema de puesta a tierra es de  $0 \Omega$  a pesar de que normalmente en las normas de pararrayos el valor indicado es de  $10 \Omega$ .

## **9 Capítulo IX. Descripción del sistema de puesta a tierra**

### **9.1 Materiales**

En la construcción de la malla de puesta a tierra serán necesarios los siguientes materiales:

- a. Para la malla de puesta a tierra será necesario contar con 420 m de cable desnudo de cobre de calibre 2/0 AWG.
- b. Se tendrán 8 electrodos de puesta a tierra de acero recubierto de cobre, con un diámetro de 15,88 mm (5/8"). Su longitud será de 3 m.
- c. Soldadura exotérmica para la unión entre los conductores de la malla y los electrodos.
- d. Para la unión de la malla con las estructuras que soportan los paneles se usarán 20 m de cable 1/0 AWG desnudo de cobre para la configuración de inversor central. Para las demás configuraciones, el calibre utilizado será 12 AWG de cobre y se necesitarán 130 m.
- e. Para la unión de los marcos de los módulos con la estructura de soporte, se usará 90 m de cable 1/0 AWG THHN para la configuración de inversor central. Para las demás configuraciones, se usará calibre 12 AWG THHN y se necesitarán 550 m.
- f. Se necesitarán 450 uniones atornillables tipo zapata para acoplar los conductores que van de la malla a la estructura y de la estructura a los marcos de los módulos.

Para el sistema de pararrayos será necesario:

- a. Pararrayos tipo SPDE (desionizante) modelo Senior.
- b. Poste con una altura de al menos 27 m por recomendación del fabricante, que soporte el pararrayos.
- c. 30 m de cable calibre 2/0 THHN.

## 9.2 Indicaciones generales

Como ya se ha mencionado en apartados anteriores, los conductores que formarán la malla de puesta a tierra irán enterrados a una profundidad de 0,5 m. En cada unión y en las esquinas se deben acoplar con los electrodos de puesta a tierra por medio de soldadura exotérmica.

Los paneles solares irán soportados por una estructura metálica, por lo que se hará una unión de la malla enterrada con dichas estructuras y además de las estructuras con el marco de los módulos fotovoltaicos. Esta unión se realizará mediante conectores atornillados.

Para que el sistema sea considerado puesto a tierra, se debe unir alguna de las polaridades en un solo punto con la malla de puesta a tierra. Normalmente, esta unión se efectúa en los inversores, sin embargo en este caso como se cuenta con tantos inversores se colocará un tablero al que lleguen todos los sistemas y se tendrá una barra en el tablero de tierra que se unirá con la malla de puesta a tierra.

El sistema de pararrayos consistirá en un dispositivo tipo SPDE o desionizador, soportado por un poste y unido a la malla de puesta a tierra por un conductor que se unirá en la parte superior con un conector roscado y en la parte inferior con soldadura exotérmica.

## 9.3 Costo de los materiales

En la siguiente tabla se muestra el costo de los materiales del sistema.

Tabla 9.1. Costo de los materiales a utilizar para la construcción del complejo solar.

Componente	Costo (₡)
Cable desnudo de cobre 2/0 AWG	1'988'700
Electrodos de acero cubierto de cobre 5/8" de diámetro y 3 m de largo	66'160
Soldadura exotérmica	71'735
Cable desnudo de cobre 1/0 AWG	78'300
Cable THHN de cobre 1/0 AWG	294'030
Cable THHN de cobre 12 AWG	113'685
Uniones atornillables	1'572'300
Sistema de pararrayos	10'548'000
Total	14'732'910

Fuente: Almacén.IESA (materiales eléctricos) y Grupo mecsa (sistema de pararrayos).

## 10 Conclusiones

- a. Se elaboró una guía de puesta a tierra para sistemas solares fotovoltaicos basada en el presente trabajo y para condiciones similares de resistividad del terreno y potencia instalada.
- b. Se diseñó el sistema de puesta a tierra de la planta solar fotovoltaica basado en la norma IEEE 80. Los valores máximos permisibles de tensión de toque y de paso fueron 104,06 V y 144,30 V. Según las ecuaciones de la norma, los valores máximos a los que se llegará son 31,85 V para la tensión de toque y 10,40 V para la tensión de paso. La tensión de toque mayor permisible fue menor al valor de elevación de potencial de tierra (GPR), que tuvo un valor de 82,4 V por lo que el diseño se considera válido. Además el valor de resistencia calculado del sistema fue de 0,80  $\Omega$  que cumple con el valor establecido por la norma para grandes subestaciones de 1  $\Omega$  o menos y para subestaciones pequeñas de 5  $\Omega$  o menos.
- c. El sistema de pararrayos seleccionado correspondió a la tecnología desionizante debido a sus niveles de seguridad, eficiencia y fácil mantenimiento.

## 11 Recomendaciones

- a. En caso de que se planee utilizar la guía elaborada como referencia para la puesta a tierra de un sistema fotovoltaico se debe tomar en cuenta factores como la potencia instalada y condiciones de resistividad del terreno. Es recomendable hacer uso de software de simulación de sistemas de puesta a tierra.
- b. Una vez construido el sistema de puesta a tierra, realizar una medición de la resistencia del sistema para corroborar que se cumple con el valor establecido en las normas. Dicha medición de resistencia debe hacerse una vez al año y preferiblemente en época seca. Además se debe verificar la ausencia de corriente en el conductor de tierra y el estado de los puntos de contacto de manera que haya continuidad y no se tenga corrosión.
- c. En el sistema de pararrayos evaluar el sistema una vez al año y dar mantenimiento en caso de ser necesario, como lo recomienda el fabricante.

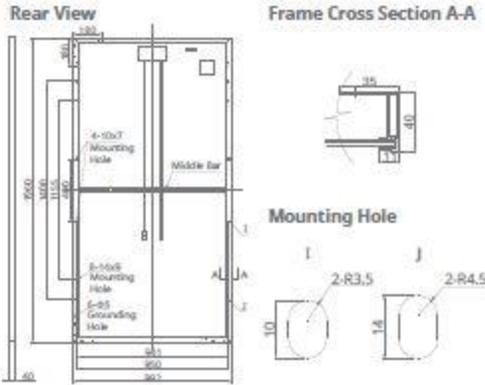
## 12 Bibliografía

- Barrantes, A. (2014). *Diagnóstico y Evaluación del Sistema de Puesta a Tierra del Edificio de Ingeniería Eléctrica UCR*. Obtenido de UCR: <http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb0859t.pdf>
- Bolaños, C. (Diciembre de 2008). *Protecciones contra descargas atmosféricas, teoría y normativa*. Obtenido de UCR: [http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb\\_08\\_II/pb0806t.pdf](http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb_08_II/pb0806t.pdf)
- Bower, W., & Wiles, J. (1994). *Analysis of grounded and ungrounded photovoltaic systems*. U.S.A.: IEEE.
- Bower, W., & Wiles, J. (2000). *Investigation of ground-fault protection devices for photovoltaic power systems applications*. U.S.A.: IEEE.
- Christodoulou, C., Damianaki, K., Kontargyri, V., Gonos, I., Kyritsis, A., & Papanikolaou, N. (2016). *Protection of 100kWp photovoltaic system against atmospheric overvoltages: a case study*. Athens, Greece: IEEE.
- Crevenat, V. (2010). *Photovoltaic Surge Protective Device (SPD) and Grounding Photovoltaic System*. Bagneres de Bigorre, France: IEEE.
- Datsios, Z., & Mikropoulos, P. (2012). *Safe grounding system design for a photovoltaic power station*. Thessaloniki, Greece: IEEE.
- De la Cruz, J., Gallego, J., & Trujillo, T. (2005). *Instalaciones de puesta a tierra y protección de sistemas eléctricos*. Barcelona, España: Ediciones experiencia.
- Earley, M., Sargent, J., Coache, C., & Roux, R. (2011). *National Electrical Code Handbook*. Quincy, U.S.A.: National Fire Protection Association.
- Fluke. (2014). *Manual de uso Earth/Ground Tester 1625-2*. Washington, U.S.A.: Fluke.
- García, R. (1991). *La puesta a tierra de instalaciones eléctricas y el R.A.T.* Barcelona, España: Marcombo.
- González, C. (2009). *Navegando en la atmósfera, meteorología aeronáutica*. México D.F., México: Instituto Politécnico Nacional.
- IEEE. (2000). *IEEE 80: Guide for Safety in AC Substation Grounding*. New York, U.S.A.: Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- IEEE. (2005). *IEEE 1100: Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment*. New York, U.S.A.: Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- IEEE. (2007). *IEEE 142: Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*. New York, U.S.A.: Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Instituto Meteorológico Nacional Costa Rica. (Marzo de 2007). *Boletín Meteorológico*. Obtenido de IMN: <https://www.imn.ac.cr/documents/10179/14625/MARZO/0c6b120e-5520-4862-b302-0680e7339f34?version=1.0>

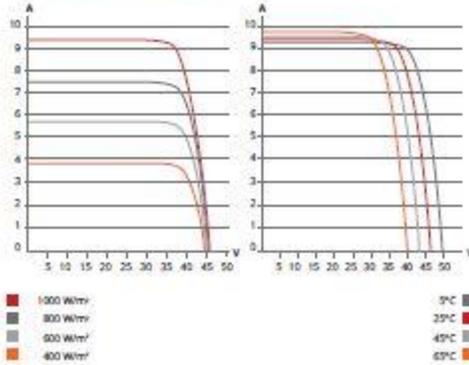
- INTARSL. (Agosto de 2012). *Manual de instrucciones pararrayos INT-21712*. Obtenido de Tedmon: <http://www.tedmon.com/pictures/certificados/13.pdf>
- Khorshed, M., Khan, F., Johnson, J., & Flicker, J. (2015). *A Comprehensive Review of Catastrophic Faults in PV Arrays: Types, Detection and Mitigation Techniques*. U.S.A.: IEEE.
- Lin, C., Sen, W., Zhizhong, L., Jing, W., Bo, Z., & Weidong, S. (2014). *Design of Grounding System for Wind-photovoltaic energy storage Hybrid Power Station*. Beijing, China: IEEE.
- Martínez, J. (2013). *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. Madrid, España: McGraw-Hill.
- Montaña, J. (2011). *Teoría de puesta a tierra*. Barranquilla, Colombia: Universidad del norte.
- Muñoz, L. (2016). *Diseño de pararrayos y supresores de transitorios (Manual de curso)*. Cartago, Costa Rica: Tecnológico de Costa Rica.
- Muñoz, L. (2016). *Diseño y pruebas de sistemas de puesta a tierra residencial, comercial e industrial (Manual de curso)*. Cartago, Costa Rica: Tecnológico de Costa Rica.
- NFPA. (2008). *NFPA 70: Código Eléctrico Nacional*. Boston, U.S.A.: National Fire Protection Association.
- Oropeza, J. (2013). *Libro de Oro de Puesta a Tierra Universal*. México D.F., México: Oropeza.
- Ramírez, J., & Cano, E. (Marzo de 2010). *Sistemas de puesta a tierra: Diseñado con IEEE 80 y evaluado con MEF*. Obtenido de Universidad Nacional de Colombia: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj0u7618\\_PTAhUFJiYKHd27AooQFgg3MAI&url=http%3A%2F%2Fwww.fia.unal.edu.co%2Findex.php%3Foption%3Dcom\\_phocadownload%26view%3Dcategory%26download%3D20%3Asistemas-de-puest](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj0u7618_PTAhUFJiYKHd27AooQFgg3MAI&url=http%3A%2F%2Fwww.fia.unal.edu.co%2Findex.php%3Foption%3Dcom_phocadownload%26view%3Dcategory%26download%3D20%3Asistemas-de-puest)
- Sakai, K., & Yamamoto, K. (2013). *Lightning protection of photovoltaic power generation system*. Tokyo, Japan: IEEE.
- Schaerer, R., & Lewis, D. (2015). *Large Utility-Scale Photovoltaic Solar Power Plant Grounding System Safety Design. General Practices and Guidance*. U.S.A.: IEEE.
- SESLab. (2016). *Laboratorio de Sistemas Electrónicos para la Sostenibilidad*. Obtenido de Tecnológico de Costa Rica: <http://www.ie.tec.ac.cr/seslab/>
- Zandanel, A. (2012). *El lenguaje de las nubes, una introducción a su estudio*. Buenos Aires, Argentina: Maipue.

# 13 Anexos

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## CS6U-335M / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6U	325M	330M	335M	340M
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.4 V	37.5 V	37.8 V	37.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.69 A	8.80 A	8.87 A	8.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8 V	45.9 V	46.1 V	46.2 V
Short Circuit Current (Isc)	9.21 A	9.31 A	9.41 A	9.48 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%	17.49%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ +5 W			

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

## ELECTRICAL DATA | NOCT\*

CS6U	325M	330M	335M	340M
Nominal Max. Power (Pmax)	235 W	238 W	242 W	245 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.2 V	34.5 V	34.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.88 A	6.96 A	7.01 A	7.10 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.1 V	42.3 V	42.4 V
Short Circuit Current (Isc)	7.46 A	7.54 A	7.62 A	7.67 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1960 x 992 x 40 mm (77.2 x 39.1 x 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

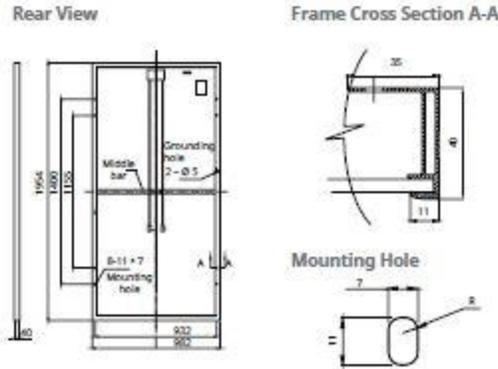
## PARTNER SECTION



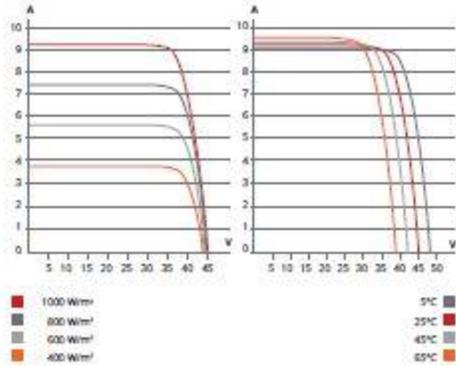
Figura 13.1. Hoja de datos del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-325M.

Fuente: Canadian Solar.

### ENGINEERING DRAWING (mm)



### CS6X-320P / I-V CURVES



### ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

### ELECTRICAL DATA | NOCT\*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

### PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

### MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1954x982x40 mm (76.9x38.7x1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

### PARTNER SECTION



Figura 13.2. Hoja de datos del módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6X-325P.

Fuente: Canadian Solar.

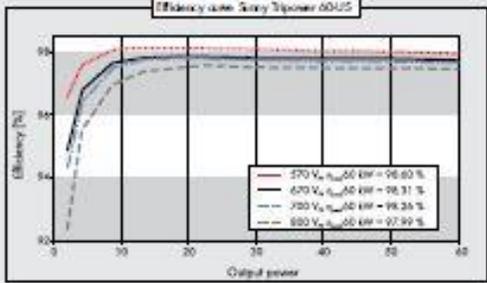
Technical data	Sunny Tripower 60-US
<b>Input (DC)</b>	
Max. input voltage	1,000 V
MPP voltage range	570 V to 800 V @400 VAC, 585 V to 800 V @480 VAC
Min. input voltage	56.5 V @400 VAC, 480 V @480 VAC
Max. input current / short-circuit current	110 A / 150 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1/1 (split up by external PV array junction box)
<b>Output (AC)</b>	
Rated power at nominal voltage	60,000 W
Max. apparent AC power	60,000 VA
Output phase / line connections	3 / PE
Nominal AC voltage	400 V, 480 V
Nominal AC voltage range	352 V to 440 V @400 VAC, 423 V to 528 V @480 VAC
AC power frequency	50 Hz, 60 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz, 60 Hz / 400 V, 480 V
Max. output current	3 x 87 A @ 400 V, 3 x 72 A @ 480 V
Power factor at rated power/displacement power factor adjustable	1/0.8 lagging ... 0.8 leading
Feed-in phase / connection phase	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency / CEC @ 400 VAC / CEC @ 480 VAC	98.8% / 98.0% / 98.5%
<b>Protective devices</b>	
DC-side disconnection point / DC surge arrester (type II) can be integrated	● / ●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Protection class (acc. to IEC 62103)/overvoltage category (acc. to IEC 60664-1)	I / AC, II, DC II
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D) / weight	570 / 740 / 300 mm (22.4 / 29.1 / 11.8 inch) / 75 kg (165.3 lb)
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission, typical / Self-consumption (at night)	55 dB(A) / 3W
Topology / cooling concept, degree of protect (IEC 60529/UL50E) / climatic cat. (IEC 60721-3-4)	Transformerless / active, IP65 / NEMA 3R, 4X4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	95%
<b>Features</b>	
DC connection / AC connection	Screw terminal / screw terminal
Display / interface	Graphic / Using external inverter manager; Modbus TCP
● Standard features ○ Optional features - Not available	
<b>Efficiency curve Sunny Tripower 60-US</b>	
	
<b>Type Designation</b>	
<b>Sunny Tripower 60-US:</b>	
STP 60-US-10 with DC Switch	
<b>SMA Inverter Manager:</b>	
IM-10: SMA Inverter Manager for max. 42 inverters	
<b>I/O Module:</b>	
IM-DIO-10: SMA Digital I/O Box with 6 digital inputs	
<b>Certificates and Approvals</b>	
Sunny Tripower 60-US: IEC 62109-1/IEC 62109-2 (Class I, grounded-connection Class II, PEV), UL1741-w, Non-Isolated DPS Interactive PV Inverters, IEEE 1547, FCC Part 15, Subpart B Class A	
SMA Inverter Manager: UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 No. 60950-1-07, EN 60950-1, EN 55022 Class A, EN 61000-3-2 Class D, EN 61000-3-3, EN 55024, FCC Part 15, Subpart B Class A	
<b>Technical data</b>	
<b>Voltage supply</b>	
Input voltage	9 - 36 Vdc
Power consumption	< 20 W
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D) / weight	160 / 125 / 49 mm (6.3 / 4.9 / 1.9 inch) / 940 g (2 lb)
Degree of protection / assembly	IP21 / DIN top-hat rails or wall mounting
Operating temperature range / relative humidity	-40 to +85 °C / 5 - 95 % (non-condensing)
Cooling concept	Convection
<b>Interfaces</b>	
User interface / Sensor interface	ICS tool for PC / RS-485 for SunSpec Alliance compatible weather stations
Active and reactive power setpoints	Constant values, curves, remotely controlled
Interface to inverter network / interface to external network	1 Ethernet port (RJ45) / 1 Ethernet port (RJ45) Modbus TCP, SunSpec Alliance
Interface to remote control	6 x DI, Modbus TCP via external I/O module
Data of nominal conditions	
<b>Technical data</b>	
<b>SMA Inverter Manager</b>	
Input voltage	9 - 36 Vdc
Power consumption	< 20 W
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D) / weight	160 / 125 / 49 mm (6.3 / 4.9 / 1.9 inch) / 940 g (2 lb)
Degree of protection / assembly	IP21 / DIN top-hat rails or wall mounting
Operating temperature range / relative humidity	-40 to +85 °C / 5 - 95 % (non-condensing)
Cooling concept	Convection
<b>Interfaces</b>	
User interface / Sensor interface	ICS tool for PC / RS-485 for SunSpec Alliance compatible weather stations
Active and reactive power setpoints	Constant values, curves, remotely controlled
Interface to inverter network / interface to external network	1 Ethernet port (RJ45) / 1 Ethernet port (RJ45) Modbus TCP, SunSpec Alliance
Interface to remote control	6 x DI, Modbus TCP via external I/O module
Data of nominal conditions	

Figura 13.3. Hoja de datos del inversor SMA Sunny Tripower 60-US.

Fuente: SMA.

## Technical Data

Fronius Primo	3.8-1 208-240	5.0-1 208-240	6.0-1 208-240	
<b>Input Data</b>				
MPP voltage range	200–800 V	240–800 V	240–800 V	
Start voltage	80 V			
Max. Input voltage at 1000 W/m <sup>2</sup> /57.2°F (14°C) in an open circuit	1000 V			
Nominal Input voltage	650 V	660 V	660 V	
Nominal Input current	6.1 A	7.9 A	9.4 A	
Max. Input current (MPP1/MPP2)	18.0 A	18.0 A	18.0 A	
Max. short circuit current of the solar modules	27.0 A	27.0 A	27.0 A	
Max. continuous utility backfeed current <sup>1)</sup>	0.0 A <sup>2)</sup>			
<b>Output Data</b>				
Nominal output power (P <sub>nom</sub> )	at 208 V	3800 W	5000 W	6000 W
	at 220 V	3800 W	5000 W	6000 W
	at 240 V	3800 W	5000 W	6000 W
P <sub>nom</sub> at +131°F (55°C)	at 208 V	3800 W	5000 W	5300 W
	at 220 V	3800 W	5000 W	5450 W
	at 240 V	3800 W	5000 W	5550 W
Max. output power	at 208 V	3800 W	5000 W	6000 W
	at 220 V	3800 W	5000 W	6000 W
	at 240 V	3800 W	5000 W	6000 W
Nominal grid voltage	208 V / 220 V / 240 V			
Grid voltage tolerance	-12% / +10%			
Operating AC voltage range	at 208 V	183–229 V		
	at 220 V	194–242 V		
	at 240 V	211–264 V		
Grid voltage setting range	at 208 V	104–288 V		
	at 220 V	104–288 V		
	at 240 V	104–288 V		
Voltage trip limit accuracy	1% of nominal value			
Voltage clearing time setting range	0.016–21.0 s			
AC maximum continuous output current at V <sub>nom</sub>	at 208 V	18.3 A	24.0 A	28.8 A
	at 220 V	17.3 A	22.7 A	27.3 A
	at 240 V	15.8 A	20.8 A	25.0 A
AC output overcurrent protection	at 208 V	25.0 A	30.0 A	40.0 A
	at 220 V	25.0 A	30.0 A	40.0 A
	at 240 V	20.0 A	30.0 A	35.0 A
Phases	1			
Max. output residual current per duration	at 208 V	384 A/146 ms		
	at 220 V	560 A/172 ms		
	at 240 V	584 A/154 ms		
Nominal output frequency	50/60 Hz			
Output frequency range Setups: 50 Hz, 60 Hz	48.0–50.5 Hz / 59.3–60.5 Hz			
Grid frequency setting range	45.0–55.0 Hz / 50.0–66.0 Hz			
Frequency trip limit accuracy	0.05 Hz			

Figura 13.4. Hoja de datos del inversor Fronius Primo 208-240 6.0-1 (parte 1).

Fuente: Fronius.

Fronius Primo	3.8-1 208-240	5.0-1 208-240	6.0-1 208-240
Frequency clearing time setting range	0.016–600 s		
Harmonic distortion	< 5%		
Power factor (cos phi)	0.85 – 1 ind./cap. <sup>4)</sup>		

#### General Data

Maximum efficiency	97.9%			
CEC efficiency	at 208 V	96.0%	96.5%	96.5%
	at 220 V	95.5%	96.5%	96.5%
	at 240 V	95.5%	96.5%	96.5%
Cooling	Forced-air ventilation			
Protection class	NEMA4X			
Dimensions h x w x d	24.7 x 16.9 x 8.1 inch (628 x 428 x 205 mm)			
Weight	47.29 lbs. (21.45 kg)			
Shipping dimensions w x h x d	30.1 x 21.7 x 11.4 inch (770 x 550 x 290 mm)			
Shipping weight	57.56 lbs. (26.11 kg)			
Permissible ambient temperature (at 95% rel. humidity)	-40°F to +131°F (-40°C to +55°C)			
Permissible storage temperature (with 95% rel. humidity)	-40°F to +158°F (-40°C to +70°C)			

#### Protection Devices

Insulation monitoring	Integrated
Stand-alone operation protection	Integrated
Reverse polarity protection	Integrated
Arc detection/interruption	Integrated
Overtemperature	Operating point shift/active cooling

- 1) Maximum current from inverter to solar module when inverter is experiencing an error.
- 2) Assured by electrical design of the inverter
- 3) During normal operation
- 4) ind. = inductive      cap. = capacitive

Figura 13.5. Hoja de datos del inversor Fronius Primo 208-240 6.0-1 (parte 2).

Fuente: Fronius.

Technical data	Sunny Boy 5.0-US		Sunny Boy 6.0-US	
	208 V	240 V	208 V	240 V
<b>Input (DC)</b>				
Max usable DC power	5300 W	5300 W	5500 W	6300 W
Max. DC Voltage			600 V	
Rated MPPT Voltage range			220 – 480 V	
MPPT operating voltage range			100 – 550 V	
Min. DC voltage / start voltage			100 V / 125 V	
Max. operating input current per MPPT			10 A	
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker			3 / 1	
<b>Output (AC)</b>				
AC nominal power	5000 W	5000 W	5200 W	6000 W
Max. AC apparent power	5000 VA	5000 VA	5200 VA	6000 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 – 229 V	211 – 264 V	183 – 229 V	211 – 264 V
AC grid frequency			60 Hz / 50 Hz	
Max. output current	24.0 A	24.0 A	25.0 A	25.0 A
Power factor (cos φ)			1	
Output phases / line connections			1 / 2	
Harmonics			< 4 %	
<b>Efficiency</b>				
Max. efficiency			> 97 %	
CEC efficiency			TBD	
<b>Protection devices</b>				
DC disconnected device			●	
DC reverse polarity protection			●	
Ground fault monitoring / Grid monitoring			●	
AC short circuit protection			●	
All-pole sensitive residual current monitoring unit (RCMU)			●	
Arc fault circuit interrupter (AFCI)			●	
Protection class / overvoltage category			I / IV	
<b>General data</b>				
Dimensions (W / H / D) in mm (in)			535 x 730 x 198 (21.1 x 28.5 x 7.8)	
Packaging Dimensions (W / H / D) in mm (in)			600 x 800 x 300 (23.6 x 31.5 x 11.8)	
Weight			26 kg (57 lb)	
Packaging weight			30 kg (66 lb)	
Operating temperature range			- 25°C ... +60°C	
Noise emission (typical)			< 25 dB(A)	
Internal power consumption at night			< 5 W	
Topology			transformerless	
Cooling concept			convection	
<b>Features</b>				
Secure power supply			●	
Display (2 x 16 characters)			●	
Interfaces: Ethernet / WLAN			● / ●	
Sensor module / External WLAN antenna			○ / ○	
Warranty: 10 / 15 / 20 years			● / ○ / ○	
Certificates and approvals			UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA V22.2 107.1-1	
● Standard features ○ Optional features – Not available Data at nominal conditions NOTE: US inverters ship with gray lids.				
Type designation	SB 5.0-1SP-US-40	SB 5.0-1SP-US-40	SB 6.0-1SP-US-40	SB 6.0-1SP-US-40
<b>Accessories</b>				
 Sensor module MID-SEN-US-40		 External WLAN antenna EXTANT-US-40		

Figura 13.6. Hoja de datos del inversor SMA Sunny Boy 6.0-US.

Fuente: SMA.

Enphase S280 Microinverter // DATA

INPUT DATA (DC)		S280-60-LL-2-US, S280-60-LL-5-US	
Commonly used module pairings <sup>1</sup>	235 W - 365 W		
Maximum input DC voltage	48 V		
Peak power tracking voltage	27 V - 37 V		
Operating range	16 V - 48 V		
Min/Max start voltage	22 V / 48 V		
Max DC short circuit current	15 A		
OUTPUT DATA (AC)		208 VAC	240 VAC
Peak output power	280 VA	280 VA	
Maximum continuous power	270 VA	270 VA	
Nominal voltage/range <sup>2</sup>	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V	
Nominal output current	1.30 A	1.13 A	
Nominal frequency/range	60 / 57 - 61 Hz	60 / 57 - 61 Hz	
Extended frequency range	57 - 63 Hz	57 - 63 Hz	
Power factor at rated power	1.0	1.0	
Maximum units per 20 A branch circuit	21 (three phase, balanced)	14 (single phase)	
Maximum output fault current	663 mA rms, 100 ms	663 mA, 100 ms	
Power factor (adjustable)	1 / 0.7 leading ... 0.7 lagging	1 / 0.7 leading ... 0.7 lagging	
EFFICIENCY		208 VAC	240 VAC
CEC weighted efficiency	96.5 %	97.0 %	
Peak inverter efficiency	96.8 %	97.3 %	
MECHANICAL DATA			
Ambient temperature range	-40°C to +65°C		
Connector type	S280-60-LL-2-US: MC4 S280-60-LL-5-US: Amphenol H4		
Dimensions (WxHxD)	172 mm x 175 mm x 35 mm (without bracket)		
Weight	1.8 kg (4 lbs)		
Cooling	Natural convection - No fans		
Enclosure environmental rating	Outdoor - NEMA 6		
FEATURES			
Compatibility	60-cell PV modules		
Communication	Power line		
Integrated ground	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC 690.35. Equipment ground is provided in the Engage Cable. No additional GEC or ground is required. Ground fault protection (GFP) is integrated into the microinverter.		
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options		
Compliance	UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, and 1071-01		

1. Suggestion only, inverter self limits DC inputs.

2. Nominal voltage range can be extended beyond nominal if required by the utility.

Figura 13.7. Hoja de datos del microinversor Enphase S280-60-LL-2US.

Fuente: Enphase.

Tabla 8. Propiedades de los conductores

Calibre (AWG o kcmil)	Conductores										Resistencia en corriente continua a 75° C (167° F)					
	Área			Trenzado				Total			Cobre					
	mm <sup>2</sup>	Mils circulares	Cantidad	Diámetro		Diámetro		Área		No recubiertos		Recubiertos		Aluminio		
				mm	pulgada	mm	pulgada	mm <sup>2</sup>	pulgada <sup>2</sup>	ohm/ km	ohm/ k pies	ohm/ km	ohm/ k pies	ohm/ km	ohm/ k pies	
18	0.823	1620	1	—	—	1.02	0.040	0.823	0.001	25.5	7.77	26.5	8.08	42.0	12.8	
18	0.823	1620	7	0.39	0.015	1.16	0.046	1.06	0.002	26.1	7.95	27.7	8.45	42.8	13.1	
16	1.31	2580	1	—	—	1.29	0.051	1.31	0.002	16.0	4.89	16.7	5.08	26.4	8.05	
16	1.31	2580	7	0.49	0.019	1.46	0.058	1.68	0.003	16.4	4.99	17.3	5.29	26.9	8.21	
14	2.08	4110	1	—	—	1.63	0.064	2.08	0.003	10.1	3.07	10.4	3.19	16.6	5.06	
14	2.08	4110	7	0.62	0.024	1.85	0.073	2.68	0.004	10.3	3.14	10.7	3.26	16.9	5.17	
12	3.31	6530	1	—	—	2.05	0.081	3.31	0.005	6.34	1.93	6.57	2.01	10.45	3.18	
12	3.31	6530	7	0.78	0.030	2.32	0.092	4.25	0.006	6.50	1.98	6.73	2.05	10.69	3.25	
10	5.261	10380	1	—	—	2.588	0.102	5.26	0.008	3.984	1.21	4.148	1.26	6.561	2.00	
10	5.261	10380	7	0.98	0.038	2.95	0.116	6.76	0.011	4.070	1.24	4.226	1.29	6.679	2.04	
8	8.367	16510	1	—	—	3.264	0.128	8.37	0.013	2.506	0.764	2.579	0.786	4.125	1.26	
8	8.367	16510	7	1.23	0.049	3.71	0.146	10.76	0.017	2.551	0.778	2.653	0.809	4.204	1.28	
6	13.30	26240	7	1.56	0.061	4.67	0.184	17.09	0.027	1.608	0.491	1.671	0.510	2.652	0.808	
4	21.15	41740	7	1.96	0.077	5.89	0.232	27.19	0.042	1.010	0.308	1.053	0.321	1.666	0.508	
3	26.67	52620	7	2.20	0.087	6.60	0.260	34.28	0.053	0.802	0.245	0.833	0.254	1.320	0.403	
2	33.62	66360	7	2.47	0.097	7.42	0.292	43.23	0.067	0.634	0.194	0.661	0.201	1.045	0.319	
1	42.41	83690	19	1.69	0.066	8.43	0.332	55.80	0.087	0.505	0.154	0.524	0.160	0.829	0.253	
1/0	53.49	105600	19	1.89	0.074	9.45	0.372	70.41	0.109	0.399	0.122	0.415	0.127	0.660	0.201	
2/0	67.43	133100	19	2.13	0.084	10.62	0.418	88.74	0.137	0.3170	0.0967	0.329	0.101	0.523	0.159	
3/0	85.01	167800	19	2.39	0.094	11.94	0.470	111.9	0.173	0.2512	0.0766	0.2610	0.0797	0.413	0.126	
4/0	107.2	211600	19	2.68	0.106	13.41	0.528	141.1	0.219	0.1996	0.0608	0.2050	0.0626	0.328	0.100	
250	127	—	37	2.09	0.082	14.61	0.575	168	0.260	0.1687	0.0515	0.1753	0.0535	0.2778	0.0847	
300	152	—	37	2.29	0.090	16.00	0.630	201	0.312	0.1409	0.0429	0.1463	0.0446	0.2318	0.0707	
350	177	—	37	2.47	0.097	17.30	0.681	235	0.364	0.1205	0.0367	0.1252	0.0382	0.1984	0.0605	

Figura 13.8. Tabla 8 del Código Eléctrico Nacional (NEC).

Fuente: NEC.

## **14 Apéndices**

### **14.1 Guía de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos**

Como se pudo observar en el marco teórico de este documento, aún no existe una normativa clara definida para los sistemas de puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas. Al ser el NEC 2008 ley de la república, se debe tomar en cuenta las condiciones y lineamientos que en él se desarrollan. Sin embargo, en el NEC no se especifica la manera en que se debe desarrollar un sistema de puesta a tierra para una aplicación como los sistemas fotovoltaicos. Sólo se dan indicaciones y valores para la prevención de accidentes y el buen funcionamiento de los equipos y el sistema en general, además del fin primordial de las normas NFPA que es el de prevenir incendios.

A nivel mundial existen muchas normas, en algunos casos estas son regionales o de un país específico. Entre las más reconocidas a nivel mundial en el sector eléctrico se tienen las de IEEE y las IEC. En este diseño se realizó una adaptación de la norma IEEE 80, la cual corresponde a diseño de puesta a tierra de subestaciones. Lo anterior ya se ha hecho en varias partes del mundo, por lo que se puede decir que es una práctica aceptable. Sin embargo, algunos autores hacen mención a que para potencias de más de 1 kW es necesario complementar el diseño con simulaciones, ya que en algunas ocasiones con la norma se tiende a sobre diseñar el sistema.

En los diseños de sistemas de puesta a tierra existen dos parámetros principales para ejecutar un diseño. El primero de ellos corresponde a la medición de la resistividad del terreno donde se ubicará el sistema de puesta a tierra, para esto existen varios métodos, sin embargo el que se utilizó en este diseño corresponde al método de Wenner el cuál es muy aceptado y es de los más utilizados en este tipo de mediciones. El segundo es la corriente máxima de falla a tierra, que para este diseño se tomó la corriente máxima de cortocircuito

Al ejecutar las mediciones de resistividad del terreno se tomaron los datos más críticos y se procedió a aplicar algún método de interpretación de datos que permitiera determinar si el sistema tenía una o varias capas con diferentes resistividades. En este caso, se aplicó el método de Sundae, el cual asume que el terreno cuenta con dos capas resistivas, lo cual se pudo confirmar según la tendencia de los datos obtenidos y mostrados en gráficos. A la conclusión que se llegó fue que se tiene una capa de  $98,65 \Omega$  con una profundidad De esta forma, se llega a la conclusión de que la capa de  $98,65 \Omega\text{m}$  tendrá una profundidad de  $0,8 \text{ m}$  y en adelante se tendrán  $24,13 \Omega\text{m}$ .

Para la determinación de la corriente máxima de falla, se hizo un análisis de las diferentes configuraciones de módulos solares con base en el tipo de inversor seleccionado. Se tomó la corriente de cortocircuito para cada uno de los arreglos y se determinó que la corriente máxima se da para el caso de la configuración con inversor centralizado con un valor de  $103 \text{ A}$ .

Con el dato de resistividad del terreno fue posible obtener los valores máximos permisibles de tensión de toque y de paso. En la norma IEEE 80 se definen ecuaciones de toque y de paso para una persona promedio de  $50 \text{ kg}$  y  $70 \text{ kg}$  de masa. Dichas fórmulas se aplicaron a diferentes tiempos de despeje de falla de  $0,5$ ;  $1$  y  $3 \text{ s}$ . Se tomó como valor de referencia para comparar con los cálculos posteriores el valor a  $3 \text{ s}$  para una persona de  $70 \text{ kg}$ , pues se considera que es un tiempo alto en el despeje de una falla y da mayor confiabilidad. El valor para la tensión de toque fue de  $104,06 \text{ V}$  y el de la tensión de paso fue de  $144,30 \text{ V}$ .

Luego se seleccionó el calibre a ser enterrado en el sistema de puesta a tierra, el cual depende de una ecuación que toma como valor crítico la fusión del conductor. Al aplicar la fórmula, el área de conductor que se necesitaba para la corriente de falla indicada correspondía a  $18 \text{ AWG}$ , sin embargo, el mínimo permitido por la norma corresponde al calibre  $2/0 \text{ AWG}$ .

Seguidamente, se planteó la disposición de los conductores y las varillas de puesta a tierra. Se aplicaron las fórmulas para la determinación de la resistencia, donde debió calcularse la resistencia de los conductores enterrados, de las varillas, la resistencia mutua y la final del sistema. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 14.1. Resumen de resistencias calculadas en el sistema de puesta a tierra

Tipo de resistencia	Valor ( $\Omega$ )
Resistencia de la malla	0,81
Resistencia de las varillas	4,35
Resistencia mutua	0,65
Resistencia final del sistema	0,80

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados se concluye que el sistema cumpliría con el valor establecido por las normas que para grandes subestaciones es de 1  $\Omega$  o menos y para subestaciones pequeñas 5  $\Omega$  o menos.

Además se calcularon las tensiones máximas de toque y de paso presentes en el sistema y se compararon con los valores máximos permisibles. La tensión de toque obtenida fue de 31,85 V por lo que cumple con el valor máximo permisible de 104,06 V. En esta norma uno de los parámetros más importantes de diseño es asegurarse de que el valor de elevación de potencial de tierra (GPR) sea menor que la tensión de toque máxima permisible. El valor obtenido de GPR fue de 82,4 V por lo que también es menor a 104,06 V y se considera aceptable el diseño. Finalmente, la tensión de paso dio un valor de 10,40 V y el valor máximo permisible fue de 144,30 V por lo que también está dentro del rango aceptable.

Se seleccionaron materiales como conductores adicionales para poder llevar a cabo la puesta a tierra de los equipos. También los conductores que unieran la estructura de soporte con los conductores de la malla de puesta a tierra y sus respectivas uniones.

Para el sistema de pararrayos se seleccionó uno de tipo desionizante, lo que quiere decir que no atrae la descarga hacia él sino que equipara las cargas en el ambiente de manera que el rayo no impacte en la zona de protección. Se escogió el modelo senior ya que cuenta con un radio de protección de 100 m y se adapta a las condiciones del complejo solar. Además cuenta con características fácil mantenimiento, evitar riesgos y un alto porcentaje de efectividad (99%).

Como recomendación final se tiene el uso de algún software de simulación que permita determinar el comportamiento real del sistema en caso de que se tengan problemas en el diseño.