



Sistema puesta tierra y apantallamiento de sistemas fotovoltaicos

Julián David Pinilla Mondragón.

CC 1121869732

Carlos Andrés Muñoz Valderrama

CC 11256022

Unidades Tecnológicas de Santander

Facultad de Ciencias Naturales e Ingenierías

Tecnología en Electricidad Industrial y Tecnología Electromecánica

Bucaramanga – 23 de Julio de 2021



Sistema puesta tierra y apantallamiento de sistema fotovoltaicos

Julián David Pinilla Mondragón CC 1121869732

Carlos Andrés Muñoz Valderrama CC 11256022

**Trabajo presentado como opción de grado para obtener el título de Tecnólogo en
Electricidad Industrial y tecnólogo en Operación y Mantenimiento Electromecáni-
co**

Director

Alfonso de Jesús Retamoso Llamas

Ingeniero Electricista

Grupo de investigación – GIE

Unidades Tecnológicas de Santander

Facultad de Ciencias Naturales e Ingenierías

Tecnología en Electricidad Industrial y tecnología electromecánica

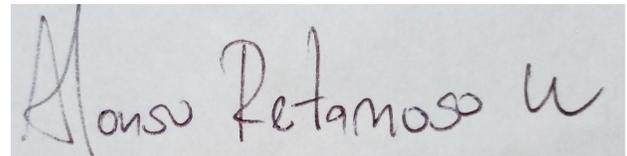
Bucaramanga – 23 de Julio de 2021

Nota de Aceptación

Aprobado

Alfredo Acevedo

Firma del Evaluador



Firma del Director

Bucaramanga, 6 de Octubre de 2021

Dedicatoria

A Yahveh y Yahshua por siempre guiarme hasta el momento de hoy, también porque a pesar de todo nunca ha dejado a mi familia, por guardar a mi padre y levantarlo después de que todos temían su muerte, me ha sostenido con su amor y me ha otorgado salud, todo esto gracias a su misericordia en estos tiempos difíciles de pandemia. A mis padres por la sabiduría, ejemplo y valores que me han compartido para edificarme y así buscar mis objetivos.

Julián David Pinilla Mondragón

A Dios primero que todo ya que es el creador de todas las cosas y el motor de mi vida siempre guiándome por el mejor camino, impulsándome cada día a tomar las decisiones más acertadas para el bienestar de mi familia y el mío propio. A mi esposa María Estela que siempre me ha acompañado en los objetivos que me he trazado en mi vida, impulsándome siempre con una voz de aliento aun en los momentos más difíciles motivándome para seguir adelante siempre a pesar de todo.

Carlos Andrés Muñoz Valderrama

Agradecimientos

Agradecemos a Yahveh y Yahshua por ayudarnos con este propósito de alcanzar el objetivo tan anhelado que teníamos desde que iniciamos este proceso académico. A nuestras familias por impulsarnos a seguir adelante con nuestros propósitos.

También a las unidades tecnológicas de Santander por formarnos académicamente y como personas integrales, para así poder contribuir a nuestras familias, amigos y a nuestro país. A los profesores por otorgar conocimiento, humildad y respeto para lograr este objetivo.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen Ejecutivo	
Introducción	
1. Descripción del Trabajo de Investigación.....	16
1.1. Planteamiento del problema.....	16
1.2. Justificación.....	18
1.3. Objetivos.....	20
1.3.1 Objetivo General.....	20
1.3.2 Objetivos Específicos.....	20
1.4. Estado del arte.....	20
2. Marco Referencial.....	30
2.1. Marco Teórico.....	30
2.1.1 Panel solar.....	30
2.1.2 Sistema de puesta a tierra.....	30
2.1.3 Apantallamiento.....	32
2.1.4 Módulos fotovoltaicos.....	32
2.2. Marco Conceptual.....	34
3. Diseño de la Investigación.....	38
4. Desarrollo del trabajo de grado.....	39
4.1 Fase 1. Búsqueda de publicaciones y recopilación.....	39
4.2 Fase 2. Análisis de la información recopilada.....	39

4.2.1 Resistividad del terreno.....	39
4.2.1.1 Medición de resistividad del terreno.....	40
4.2.1.2 Método de 3 puntos o variación de la profundidad.....	40
4.2.1.3 Método de cuatro puntos.....	41
4.2.1.4 Modelo de terreno uniforme.....	43
4.2.1.5 Modelo de terreno de dos capas por el procedimiento grafico.....	44
4.2.2 Diseño de la puesta tierra.....	45
4.2.2.1 Importancia generales para el diseño puesta a tierra.....	45
4.2.2.2 Electrodo sencillo de puesta a tierra.....	46
4.2.2.3 Puesta a tierra con varios electrodos o varillas.....	46
4.2.2.4 Las Varillas Químicas.....	47
4.2.2.5 Sistema de puesta a tierra con malla.....	47
4.2.3 Apantallamiento para sistemas fotovoltaicos.....	49
4.2.3.1 Distancia de separación s según la norma IEC 62305-3 (EN 62305-3).....	51
4.2.3.2 Sombras básicas sobre los paneles solares.....	52
4.2.3.3 Puesta a tierra del sistema.....	54
4.2.4 Metodología de apantallamiento.....	55
4.2.4.1 Levantamiento del plano físico de la instalación completa, incluyendo el total de los elementos a protegerse.....	55
4.2.4.2 Determinación de la densidad de Rayos a tierra.....	55
4.2.4.3 Elección de puntos más probables de captura del rayo.....	56
4.2.5 Puesta a tierra y apantallamiento con paneles fotovoltaicos.....	56
4.2.5.1 Sistemas conectados a tierra.....	57
4.2.5.2 Códigos de color.....	58

4.2.5.3	<i>Conductor del electrodo de puesta a tierra: Instalación.....</i>	58
4.2.5.4	<i>Sistemas con requisitos de puesta a tierra de corriente continua y alterna.....</i>	59
4.2.5.5	<i>Electrodo común de puesta a tierra de corriente continua y corriente alterna.....</i>	60
4.2.5.6	<i>Conductor combinado de electrodo de puesta a tierra de corriente continua y conductor de puesta a tierra de equipo de corriente alterna.....</i>	60
4.2.5.7	<i>Sistemas sin conexión a tierra.....</i>	63
4.2.5.8	<i>Códigos de color.....</i>	64
4.2.5.9	<i>Diferentes requisitos para microinversores y módulos AC Pv.....</i>	64
4.2.5.10	<i>Toma de tierra.....</i>	65
4.2.5.11	<i>Conexión a tierra de equipos / seguridad.....</i>	65
4.2.5.12	<i>Conexión a tierra del sistema.....</i>	66
4.3	Fase 3. Presentación del conjunto de ecuaciones necesarias para realizar un apan-	
	tallamiento y un sistema de puesta a tierra para los casos general y fotovoltaico.....	67
4.3.1	Cálculo de resistividad.....	67
4.3.2	Método de cuatro untas.....	67
4.3.2.1	<i>Calculo método Schlumberger.....</i>	68
4.3.3	Cálculo Modelo de terreno uniforme.....	69
4.3.4	Cálculos para la resistencia del electrodo o varilla.....	70
4.3.5	Puesta a tierra con varios electrodos o varillas.....	70
4.3.6	Caculo para las Varillas Químicas.....	73
4.3.7	Cálculo estudio para el sistema de puesta a tierra con malla.....	73
4.3.8	Calculo Seleccionar material y tamaño del conductor.....	74
4.3.9	Cálculo de la resistencia de Puesta a tierra.....	75
4.3.10	Determinar los gradientes de potencial.....	76

4.3.11 Cálculo Determinación de la densidad de Rayos a tierra.....	79
4.3.12 Deducción del tiempo de resguardo de la estación.....	81
4.4.13 Deducción y establecimiento de los radios de protección.....	81
4.4.13.1 Primera alternativa.....	81
4.4.13.2 Segunda alternativa: Instalación del sistema PREVETRON.....	86
4.4 Fase 4. Cálculos analíticos para determinar el diseño de la puesta a tierra y apan- tallamiento.....	93
4.5 Fase 5. Análisis de resultado.....	93
5. Conclusiones.....	95
6. Recomendaciones.....	97
7. Referencias Bibliográficas.....	98

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. La UNESCO y los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	17
Figura 2. Tendencias en el estudio de los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra.....	27
Figura 3. Diagramas de tendencia de estudios en apantallamiento.....	29
Figura 4. Plano de puesta a tierra para el sistema solar fotovoltaico.....	31
Figura 5. Cableado estructurado.....	32
Figura 6. Recorrido de la corriente de falla ante una posible falla eléctrica.....	33
Figura 7. Tensión de paso sin y con malla de puesta a tierra.....	36
Figura 8. Tensión de contacto sin y con malla de puesta a tierra.....	37
Figura 9. Tensión de malla de puesta tierra durante una falla.....	37
Figura 10. Diagrama de Ishikawa o espina de pescado.....	38
Figura 11. Diagrama del método de tres puntos.....	41
Figura 12. Figura gradiente de potencial en una varilla.....	46
Figura 13. Distribución de incrementos de potencial con diferentes mallas.....	48
Figura 14. Puesta a tierra de los rieles de montaje si no hay instalado un sistema de protección externa contra rayos o se mantiene la distancia de separación (DIN EN 62305-3, Suplemento 5).....	49
Figura 15. Compensación de potencial para los rieles de montaje si no se mantiene la distancia de separación.....	51
Figura 16. Abrazadera de puesta a tierra UN.....	51
Figura 17. Distancia necesaria entre el módulo y la punta captadora para evitar las	

sombras básicas.....	52
Figura 18. Característica de una fuente DC convencional frente a las características de un generador fotovoltaico.....	53
Figura 19. Métodos de conexión a tierra de inversores fotovoltaicos — 2005 Comité ejecutivo nacional Sección 690.47 (C).....	61
Figura 20. Alternativa de métodos de conexión a tierra del inversor fotovoltaico.....	62
Figura 21. Método de Wenner de cuatro puntas equidistantes y método Schlumberger de picas desiguales (.....)	69
Figura 22. Coeficientes K1 Y K2.....	71
Figura 23. Coeficiente de K.....	71
Figura 24. Distancia media geométrica del triangulo.....	72
Figura 25. Método de Wenner de cuatro puntas equidistantes y método Schlumberger de picas desiguales (.....)	72
Figura 26. Diseño de malla de tierra.....	77
Figura 27. Curvas de periodos de protección para un mástil.....	82
Figura 28. Di en función de la magnitud de corriente del rayo.....	85
Figura 29. Elemento a ser protegida contra las descargas atmosféricas.....	88
Figura 30. Área de la superficie apantallada con el dispositivo de cebado.....	88
Figura 31. Altura a la cual se calcula el radio de protección.....	93

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Selección de la capacidad mínima de descarga de un DPS.....	53
Tabla 2. Valores típicos de número de divisiones (N) y separación entre conductores enterrados (D).....	73
Tabla 3. Materiales el sistema de puesta a tierra con malla.....	74
Tabla 4. Calibre mínimos de conductores de cobre para evitar fusión por sobre calentamiento.....	78
Tabla 5. Radios de atracción probables.....	79
Tabla 6. Ventanas de protección típicas.....	83
Tabla 7. Probabilidad de la frecuencia de distribución de corriente.....	84
Tabla 8. Rp Máximo a una Altura de 20m de los diferentes modelos - Nivel i (d = 20m) radios de protección.....	86
Tabla 9. Rp Máximo a una Altura de 45m de los diferentes modelos - Nivel ii (d = 45m) radios de protección.....	86
Tabla 10. Rp Máximo a una Altura de 60m de los diferentes modelos- Nivel iii (d = 60m) radios de protección.....	87
Tabla 11. Valores de C2.....	89
Tabla 12. Valores de C3.....	90
Tabla 13. Valores de C4.....	90
Tabla 14. Valores de C5.....	90
Tabla 15. Método para seleccionar el nivel de Protección.....	91

Resumen Ejecutivo

Los sistemas de energía fotovoltaica son capaces de producir tensiones y corrientes peligrosas durante décadas, al tiempo que se encuentran expuestos a sobretensiones, debido a descargas atmosféricas que pueden afectar los equipos como por el manejo de paneles solares situados a la intemperie, baterías y convertidores de energía, por lo cual la puesta a tierra y el apantallamiento son indispensables, para garantizar la seguridad del público y equipos, respondiendo a los avances tecnológicos en aspectos de mediciones de resistividad, materiales y diseños, brindando una mayor seguridad.

Este documento dispone el diseño de la investigación sobre el Sistema puesta tierra y apantallamiento de sistema fotovoltaicos en cinco fases: Fase 1. Búsqueda de publicaciones y recopilación, Fase 2. Análisis de la información recopilada. De esto resultaron identificados tres métodos de apantallamiento general. Se confirma que los tres funcionan para sistemas FV. Fase 3. Presentación del conjunto de ecuaciones necesarias para realizar sistemas de puesta a tierra y apantallamiento para casos general y FV. Fase 4. Análisis de los resultados de los cálculos.

No aborda en detalle las diversas normas americanas o europeas que se utilizan para diseñar y producir equipos eléctricos, ni cubre los muchos códigos eléctricos utilizados en otros países.

Palabras Clave. Energía, Fotovoltaica, sobretensiones, descargas atmosféricas, puesta a tierra, apantallamiento, seguridad.

Introducción

Un sistema fotovoltaico se traduce en el aprovechamiento de la energía solar para la transformación en energía eléctrica, lo cual se agrupan los módulos fotovoltaicos con otros componentes para inducir electricidad por medio del efecto voltaico; la energía es obtenida de una fuente natural como el sol, ayudando a la humanidad a la consecución del objetivo 7 (energía al alcance de todos y no perjudicial al medio ambiente), que se encuentra en la finalidad de la propuesta de desarrollo sostenible.

Esta monografía busca incrementar la disponibilidad de metodologías confiables de puesta tierra y apantallamiento, a partir del análisis de la seguridad de los métodos disponibles en la bibliografía para visualizar las ventajas de los métodos de apantallamiento en redes eléctricas con sistemas fotovoltaicos (FV), en donde primer o se expone la problemática general que es la exposición a descargas atmosféricas en los sistemas fotovoltaicos y ¿Qué modificaciones se deberían ejecutar en los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra de estructuras residenciales cuando sobre ellas se instalan sistemas de generación FV?

La primera búsqueda bibliográfica, con la cual se elabora en primera medida un estado del arte en donde se revisan publicaciones de Stojkovic, , Savic, , Hileman,; Haddad, Warne y Hileman, entre otros, quienes abordan temas como formar una protección adecuada contra rayos. En el marco teórico se encuentran temas que se desglosan de la problemática y solución como paneles solares, sistema de puesta a tierra, apantallamiento y módulos fotovoltaicos, continua con el capítulo cuatro, diseño de la investigación, que expone la realización de la monografía en cinco fases: Fase 1. Bús-

queda de publicaciones y recopilación, Fase 2. Análisis de la información recopilada. De esto resultaron identificados tres métodos de apantallamiento general. Se confirma que los tres funcionan para sistemas FV. Fase 3. Presentación del conjunto de ecuaciones necesarias para realizar un apantallamiento y un sistema de puesta a tierra para los casos general y FV. Fase 4. Análisis de los resultados de los cálculos, que se desarrollan en el capítulo cinco, para finalmente exponer los resultados, conclusiones y recomendaciones.

1. Descripción del Trabajo de Investigación

1.1. Planteamiento del problema

Con el auge de las energías limpias, como la energía fotovoltaica o solar, mareomotriz y eólica, y el avance que se viene dando para tratar de alcanzar el “Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, dentro de los objetivos de desarrollo sostenible” (ONU, 2015)¹ (ver figura 1), el mundo se está volviendo hacia este tipo de energía, de tal manera que el acceso a la electricidad ha comenzado a generalizarse, mejorando la eficiencia energética y aplicándolo en lugares de difícil acceso a la energía eléctrica, esto es beneficioso, debido a que de acuerdo con la ONU, (2017) “Alrededor de mil millones de personas en el mundo no tienen acceso a ningún tipo de electricidad y 3.000 millones todavía cocinan y calientan sus casas sin energía limpia o tecnologías más eficientes” (p.1 citando a Guterres, 2017).

La energía solar, una de las más asequibles a la población y más cómoda de instalar en los sistemas eléctricos, debido a la portabilidad de las celdas y la diversidad de ajustes de medidas que se encuentran en el mercado (Moreno y Cortés, 2021; Patiño, Tello y Hernández, 2012), representa nuevos retos con la incorporación de variables y diseños diferentes a los acostumbrados dentro de lo usual, por el manejo de paneles solares situados a la intemperie, baterías y convertidores de energía a los que se

¹ El 25 de septiembre de 2015, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 15 años.

Para alcanzar estas metas, todo el mundo tiene que hacer su parte: los gobiernos, el sector privado, la sociedad civil y personas como usted.

les debe brindar seguridad ante descargas atmosféricas para que esto no genere daños y mayores costos. Sin embargo, en los últimos 20 años, se ha avanzado de manera tecnológica en aspectos de mediciones de resistividad, materiales y diseños, para los sistemas de apantallamiento, han alcanzado mayor eficiencia y seguridad, lo que lleva a priorizar en metodologías ajustadas para desarrollar puesta a tierra y apantallamiento cuando el sistema eléctrico genera su propia energía o es autosuficiente (Herrera, 2018; NTC 2050, 2020), teniendo en cuenta los puntos del proceso que requieren modificaciones y/o adaptaciones para hacer las estructuras residenciales multifamiliares eficientes y seguras en el uso de la energía fotovoltaica.

Figura 1.

La UNESCO y los Objetivos de Desarrollo Sostenible



Fuente. (UNESCO, 2015)

Lo anterior lleva al planteamiento de la siguiente pregunta de investigación.
¿Qué modificaciones se deberían ejecutar en los sistemas de apantallamiento y puesta

a tierra de estructuras residenciales cuando sobre ellas se instalan sistemas de generación FV?

1.2. Justificación

Los sistemas de puesta tierra y apantallamiento de sistemas fotovoltaicos siguen las especificaciones de “la Norma Técnica Colombiana (NTC 2050) basada en el National Electrical Code (NEC) con el fin de proteger las personas y estructuras o edificaciones contra los riesgos que pueden originarse por el manejo de la electricidad (Dávila & Villa, 2008, p.7), determina desde su sección 110 los requisitos de las instalaciones eléctricas con tensión nominal superior a 600V. Por ser de interés del Ministerio de Minas y Energía, el ICONTEC se actualizó de la NTC 2050 (Ministerio de minas y energía, 2020), ya que se ha modificado y tiene ajustes, pero no es tan explícito con los avances de las nuevas tecnologías de aprovechamiento de energía.

Por otra parte, El RETIE (Reglamento técnico de instalaciones eléctricas), cuyo objetivo es abordar los factores fundamentales que deben tomados en consideración en Colombia, en la situación de diseño, construcción, mantenimiento y modificación de una instalación eléctrica de forma segura (Vega y Rodríguez, 2008), ha tenido cambios que deben ser tenidos en cuenta, se volvió de obligatoriedad, para la vigilancia de instalaciones y la declaración de productos que si cumplen las exigencias de calidad para los años 2004 y 2006, para el 2008, también presentó variaciones significativas, finalmente en el 2013 presenta la resolución vigente, sin embargo, anualmente se actualizó hasta el 2017. Se espera nueva versión actualizada, “esto teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía quería que se incluyeran las modificaciones de la Versión

No 2 de la NTC 2050” (Ingeniería y gestion.com, 2020, p.1).

En vigencia, se confirma que el RETIE determina que “Los paneles solares fotovoltaicos para proveer energía eléctrica a instalaciones domiciliarias o similares y establecimientos públicos (Meléndez, Cruz, Bastidas y Quiroga, 2017), deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional o de reconocimiento Internacional y demostrarlo mediante Certificado de Conformidad de Producto expedido por un organismo de certificación acreditado. La instalación eléctrica y el montaje de los paneles deben hacerse conforme a la Sección 690 de la NTC 2050, por un profesional competente, quien debe declarar el Cumplimiento del RETIE”, no obstante, no realiza señalamiento alguno sobre apantallamiento y puesta a tierra de este tipo de sistemas fotovoltaicos.

Es importante señalar que este RETIE no consiste en las reglas o pautas de diseño eléctrico, debido a que este debe ser ejecutada por técnicos especializados (personal profesionalizado) en el área, que lleve a cabo los cálculos e ingeniería necesaria, requeridos por el RETIE y que es norma de acatamiento forzoso en Colombia, lo que hace necesario esclarecer los puntos susceptibles de modificaciones en la puesta a tierra de los sistemas fotovoltaicos, para este caso de estudio, a nivel general.

Por lo tanto, en los sistemas puesta a tierra y apantallamiento en sistema fotovoltaicos en estructuras es importante analizar detalladamente para tener una mejor percepción del procedimiento del diseño, cálculos e instalación para garantizar una mejor seguridad ante descargas atmosféricas y sobretensión en la estructura.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Aumentar la disponibilidad de metodologías confiables de puesta tierra y apantallamiento, a partir del análisis de la seguridad de los métodos disponibles en la bibliografía.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Identificar información bibliográfica existente sobre sistemas puesta a tierra y apantallamiento, con el soporte de bases de datos, revistas indexadas; para recopilar documentos acordes al tema de estudio.
- Describir los tipos de metodología de apantallamiento o puesta a tierra, las normas y técnicas aplicadas mediante la revisión bibliográfica de trabajos científicos para definir sus ventajas y limitaciones en la elaboración de métodos de apantallamiento en sistemas eléctricos con generación de energía fotovoltaica.
- Desarrollar el análisis de la información recopilada para visualizar las ventajas de los métodos de apantallamiento en redes eléctricas con sistemas F.V.

1.4. Estado del arte

En el prólogo del libro “Viviendo con rayos” (Durán, 2013), el ingeniero PETER ZAHLMANN menciona la necesidad de hacer que cada vez más personas aborden el complejo y cotidiano tema de la ingeniería de rayos, ya que este se ha restringido a los escritorios de los físicos investigadores, aun cuando requiere de esfuerzos deliberados para hacerlo claro y entendible para el público en general manteniendo el interés sobre

los riesgos inherentes y “la obtención de una protección integral contra sobretensiones, en todos los aspectos de la vida moderna” (Durán. 2013, p.7)

De hecho, es importante dar a conocer y explicar que las sobretensiones transitorias son subidas de tensión o voltaje de tiempos muy cortos que repercute en los sistemas eléctricos, esta falla proviene de descargas atmosféricas (Avendaño e Ibañez, 2000). Las descargas atmosféricas representan un gran índice de riesgo por los rangos de tensión o voltaje y las corrientes que se originan, también porque no es necesario que la descarga atmosférica interactúe directamente con el sistema eléctrico si no que puede tener contacto con los acoples electromagnéticos y así crear una falla en el sistema eléctrico (Avendaño e Ibañez, 2000)

En Colombia, existe cae una mayor descarga de rayos (descargas atmosféricas-DA) en comparación con otros países de latitudes superiores, debido a que se encuentra en la zona ecuatorial del planeta, dañando equipos electrónicos a causa de las sobretensiones producidas; perjudican el área de telecomunicaciones, el sector bancario y en general todo el gremio industrial (Mushtak y Boccippio, 2005). Esto es claro gracias a los datos obtenidos durante el siglo pasado (Wilson, 1916; Wilson y Schreiber, 1986; Whipple, 1929) realizando mediciones sobre el campo eléctrico en el océano. De acuerdo con estudios procedentes desde principios del siglo XX, se evidencia que “el circuito global está dominado por una superposición de efectos de tres grandes zonas de convección: Sudamérica tropical, África y el Continente Marítimo (Sudeste de Asia y Australia)” (Torres-Sánchez, s.f., p.4).

En la actualidad, una gran parte de los datos sobre las características de los relámpagos se basa en estudios realizados en regiones templadas y semitropicales

(Cooray and K. Jayaratne, 1994). Sin embargo, basándose en la evidencia del dominio eléctrico de estas tres zonas, algunos investigadores han abordado la influencia de la latitud geográfica y los aspectos topográficos en los parámetros del rayo (Torres y Herrera, 1994; Pinto et. al, 2003; Visacro et. al., 2004; Younes et. al., 2004; De La Rosa et. al., 2000). La precisión de los parámetros de rayos es de gran importancia y se destaca en el diseño de ingeniería ya que ayuda a los ingenieros reducir el riesgo asociado con fallas de dispositivos eléctricos y electrónicos y por supuesto, víctimas humanas. De acuerdo con los estudios cuyos autores se mencionaron anteriormente, se sugiere que las regiones tropicales presentan un ciclo semestral con máxima actividad de rayos durante la primavera y el otoño en ambos hemisferios.

Torres y Herrera (1995), por su parte han encontrado que el ciclo de actividad del rayo en Colombia como país tropical, depende de varios factores, pero principalmente de los efectos de la circulación atmosférica. Los estudios sugieren que la actividad atmosférica eléctrica podría variar de una región a otra (aspecto espacial) así como de un mes a otro (aspecto temporal/estacional).

Los estudios sobre la variación latitudinal realizados por Prentice y Mackerras (1977) mostraron que la ocurrencia de rayos es alta en los trópicos, lo cual ha sido corroborado por Mackerras y Darveniza (1994). Dentro de los casos de estudio, estos científicos citan la región denominada La Palma, ubicada a 5°N, Colombia, Sudamérica, mencionando que, durante una campaña de medición de seis años, registraron la densidad de destellos del suelo en toda Colombia, con contadores de destellos (cinco CLGRE 10 kHz, un CGR3), tres sistemas de localización de rayos: un LLP TSS420, un sistema LPATS (seis sensores) y un sistema LLP. (cuatro sensores). El valor medio de

la Densidad de Destello del Suelo (GFD) en La Palma varió entre 10 y 19 destellos / km² / año, pero en otro sitio ubicado a 70 km de La Palma en la misma latitud: Bogotá, 5°N, el promedio de GFD el valor era mucho menor. En los últimos cinco años, la GFD de Bogotá varió entre 1,5 y 2,5 destellos / km² / año. Usando todos los datos disponibles para el área de Colombia con el sistema LPATS, se ha estimado un valor promedio de GFD de 1,5 flashes / km² / año. Estos resultados ponen en evidencia la variación espacio – temporal que respalda los requerimientos de aseguramiento bienes materiales y vitales.

Las pérdidas millonarias debido a averías en equipo electrónico, que incluyen también, la paralización de procesos industriales, interrupciones en el servicio, etc., no se han cuantificado y de ser así, los datos quedan a nivel interno en las industrias y aseguradoras, lo que hace difícil el acceso a la información. Las empresas distribuidoras de energía son uno de los sectores altamente afectados; ellas tienen pérdidas millonarias por quema de transformadores de distribución y de acuerdo con comunicaciones internas, se deduce que los transformadores que se queman en el sector rural, son debido a sobretensiones por descargas eléctricas atmosféricas (Avendaño & Ibáñez, 2017, p.46).

Por consiguiente, uno de los motivos principales de los sobrecostos millonarios corresponde a las descargas eléctricas atmosféricas ya que se ha ratificado que son las causantes de la quema de transformadores. La estadística de las empresas muestra correlaciones claras entre los transformadores fallados por mes y en épocas de lluvias que generalmente van de marzo a mayo.

Avendaño & Ibáñez, (2017) exponen un caso previamente documentado de este

acontecimiento es el de la area rural a cargo de Codensa, cuyos datos de 1996 indican que

...contaba con 15.083 transformadores, de los cuales fallaron 1549 (el 10.27%) y las zonas más afectadas fueron la de Rionegro (274 transformadores quemados) y Pacho (170 transformadores quemados); cabe anotar que dichas zonas presentan uno de los mayores índices de densidad de rayos a tierra (18 descargas/km²-año) del país (p.46).

Es relevante mencionar que esta empresa tiene una cobertura en el departamento de Cundinamarca de 94 municipios, y de 14.000 Km² en otros tres departamentos (Avendaño & Ibáñez, 2017, p.46).

Se puede tomar el ejemplo de la sombrilla resguarda a quien se cubre con ella la lluvia y del sol; de la misma manera, “la protección externa contra rayos protege del impacto directo del rayo, se debe interceptar los impactos directos de rayo, derivarlos a tierra y dispersarlos en el suelo de forma segura” (Durán, 2013, p.125). La toma o conexión a tierra encauza el rayo, en razón a ello se resalta la importancia de que existan suficientes electrodos que entren en contacto con el suelo, al igual que “el valor de resistencia de toma de tierra” (Durán, 2013, p.125), sean tenidos en cuenta a la hora de hacer la disposición en la edificación (Jaimes, 2013), haciendo caso omiso de la norma también se encuentra que el apantallamiento, bien sea por la adición de un cable de guarda o por medio del aprovechamiento de las condiciones geográficas para contrarrestar las DA(Sánchez, 2012) es el procedimiento normalmente usado para mejorar el desempeño ante una descarga atmosférica.

Como resultado de las tendencias tecnológicas recientes en ingeniería, se ha ve-

nido trabajando con la aplicación de herramientas de software en los estudios de sistemas eléctricos (Stojkovic and Stankic, 2006; Braae, 2006; Vanfretti y Milano, 2010). Las herramientas de simulación por computadora se utilizan ampliamente para simulaciones de eventos transitorios, estudios de flujo de energía, análisis de estabilidad y planificación operativa.

Durante el diseño de las estructuras del sistema de energía eléctrica, es necesario formar una protección adecuada contra rayos (Stojkovic, 1999; Stojkovic y Savic, 1997). Un componente integral de este proceso es la evaluación de la zona protegida y su visualización. El propósito de las herramientas de software orientadas al usuario es construir la zona de protección contra rayos de una manera que sea adecuada para la puesta en marcha del diseño. Regularmente, los programas permiten la determinación y visualización de la zona protegida mediante un modelo geométrico y genérico (Hileman, 1999; Haddad y Warne, 2004).

Junto con los pararrayos, como dispositivo de protección estándar, también se presta especial atención a tener en cuenta el efecto de los cables de tierra, que cuando se utilizan proporcionan una zona protegida eficaz para el sistema. El procedimiento de visualización de la zona protegida se realiza sobre la base del uso de un modelo genérico (Hileman, 1999). El análisis de sensibilidad se realiza para la construcción de la zona protegida según el tipo y las dimensiones de los dispositivos de protección, la magnitud de la corriente de impulso y los diversos métodos. El uso de las herramientas de software permite confirmar las bases teóricas en un entorno muy similar a las condiciones reales en la práctica de la ingeniería.

De acuerdo con Galván & Velásquez, (2001), se han hecho propuestas de

...dispositivos que disminuyan la acumulación de carga en las celdas correspondientes de la nube (tecnología CTS) a través de corrientes iónicas que se propagan de la terminal aérea a la nube de tormenta, evitando con ello la formación del líder descendente en el volumen de interés, que es el paso previo a la iniciación del rayo (p.2014)

El apantallamiento (sistema de protección externa contra descargas eléctricas atmosféricas) debe abordarse de una forma integral. Una medida de protección óptima se define desde la perspectiva técnica y económica. Finalmente, se determina el riesgo residual restante. Comenzando con el estado de vulnerabilidad de la edificación, el riesgo restante se reduce hasta que esté por debajo del riesgo tolerable.

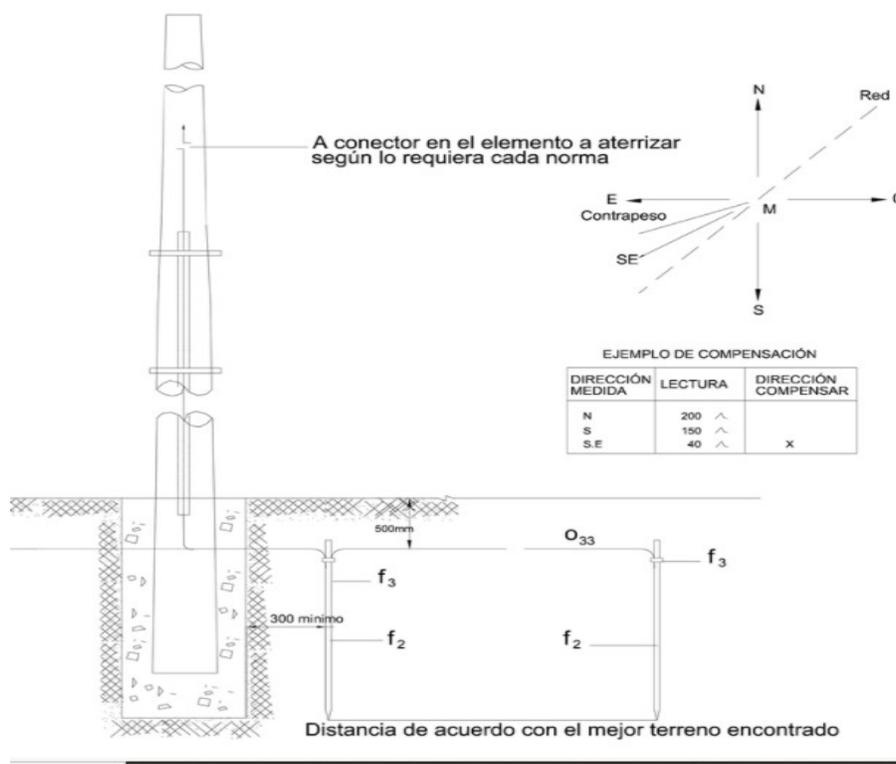
La eficiencia de un sistema contra DA no va ligada al tipo, forma y cantidad de puntas de los captadores si no que se tiene en cuenta todos los aspectos que estos sistemas conllevan, como analizar el caso que, si llegara a percibir una descarga atmosférica por el captador, cuál sería su proceso en actuar el sistema, se le da importancia como controla la tensión que recibe, como conduce a tierra sin causar daños algunos y sin que la tensión de paso perjudique la salubridad de alguien.

Por lo tanto, se hace uso de un método de puesta a tierra denominado como contrapeso, se compone por un anillo de cobre que va rodeando la barra o electrodo de tierra verticales. Se necesita una impedancia del terminal sea con un valor máximo de 10 ohm. El anillo se conforma enlazando o conectando cada electrodo de los conductores de bajada, los electrodos se ubican de forman horizontal y teniendo en cuenta que cada conductor de bajada debe tener su electrodo individual y así se ayuda a contra restar la impedancia total.

El anillo ayuda a la equalización de potencial en el terreno y controla el potencial, por consiguiente esto reduce la tensión de contacto que una persona pueda tener en el instante de la DA, para poder desarrollar el procedimiento se complementó con el método de esferas rodantes y con el elemento protector que es un mástil (punta captadora tipo Franklin de una asta), el cual atrae sobre sí la descarga a tierra, de manera que genere una protección más conocida como “apantallamiento o blindaje” y se ha convertido en la implementación más común en el control de rayos.

Figura 2.

Tendencias en el estudio de los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra.



Mejoramiento puesta tierra con contra peso

Fuente. Galván & Velásquez, (2001)

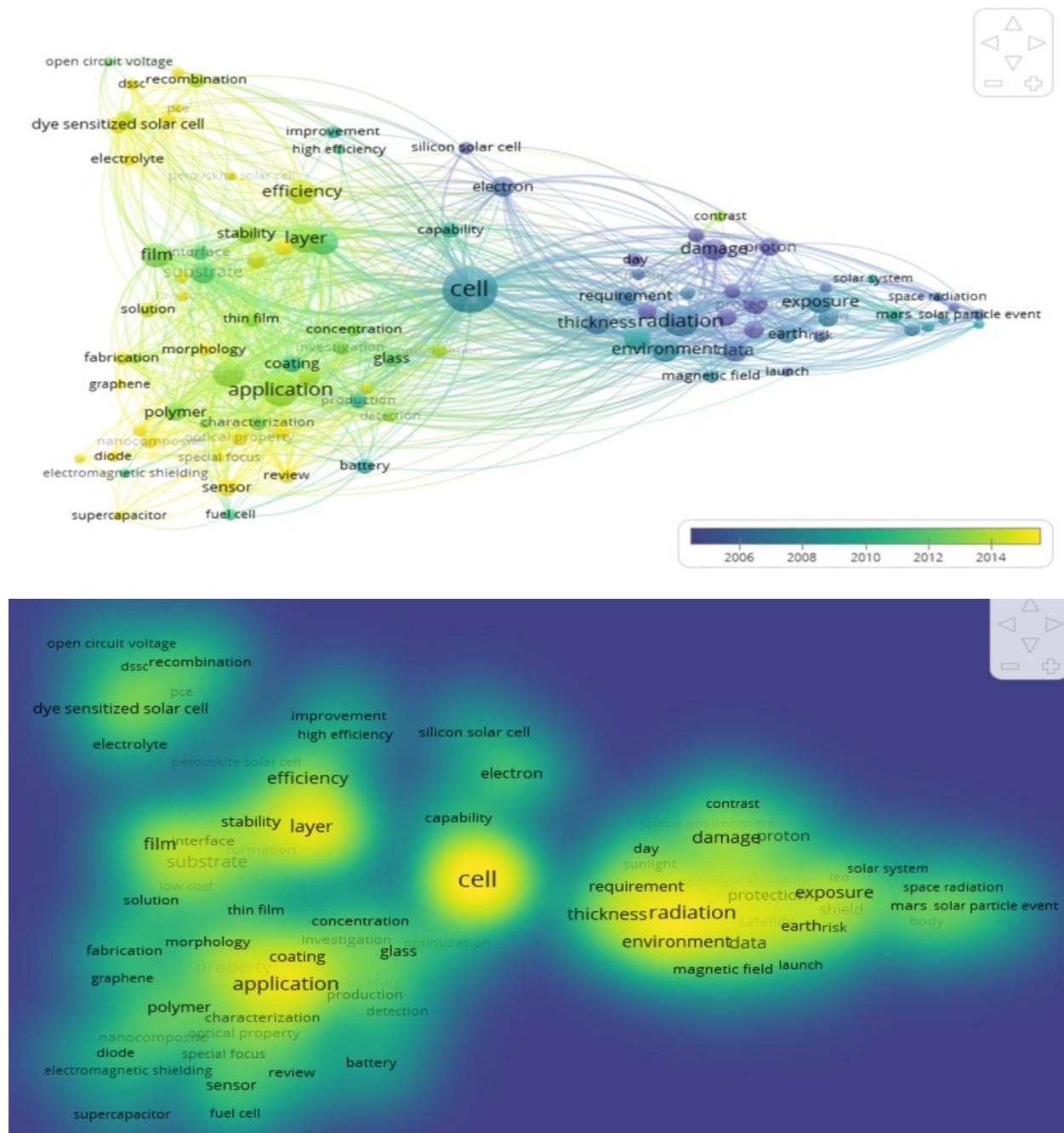
De acuerdo con un análisis de vigilancia tecnológica realizado con el software

VOSViewer (libre), empleando la base de datos científica más grande del mundo, conocida como Scopus, se determinó que, las tendencias e intereses de los investigadores han cambiado, en cuanto a los sistemas de protección de descargas eléctricas. De hecho, se observa que, en décadas anteriores, los principales temas de investigación corresponden con el análisis y las correlaciones de las condiciones ambientales y su incidencia sobre la creación y sobrecarga de campos magnéticos. Adicionalmente, se observa interés o prioridad sobre la delimitación de los posibles daños en torno al tema (Figura 3 A y B).

Más recientemente, aproximadamente después de 2010, cobró importancia dentro de los físicos investigadores, el análisis de la eficacia de los sistemas de protección elaborados a partir de la información que se había venido recopilando desde hace más de 50 años. De hecho, la fabricación y puesta a prueba de películas y celdas ha sido uno de los objetos de mayor interés en investigación en el campo de la electricidad (Figura 3 A y B).

Figura 3.

Diagramas de tendencia de estudios en apantallamiento



A. distribución temporal de estudios a través de las últimas décadas. B. Prioridades o densidades de investigación en torno a los diferentes temas dentro del campo de apantallamiento

Fuente. Galván & Velásquez, (2001)

2. Marco Referencial

2.1. Marco Teórico

2.1.1 Panel solar

Los paneles solares o también conocidos como fotovoltaicos, son dispositivos que por medio de espejos o paneles son capaces de recolectar energía en forma de luz solar, absorbiendo y concentrando el calor para que este sea transferido y conducido por tuberías garantizando la electricidad en hogares, edificios o generadores de calor.

2.1.2 Sistema de puesta a tierra.

Son trayectorias conductoras utilizadas para conectar las partes metálicas que normalmente no conducen corriente, este se compone de dos elementos la superficie de tierra y el conductor puesto a tierra o electrodo puesto a tierra, el cual es el encargado de hacer desviar la corriente hacia la tierra para que este no entre en contacto directo con las persona; esencial en la protección de posibles descargas eléctricas, siendo necesario en la estructura cuando se realiza el cableado y este va en cada uno de los enchufes, evitando el daño de dispositivos electrónicos y previniendo un posible incendio debido a que no permite el sobrevoltaje o calentamiento de aparatos electrónicos.

Comúnmente la medición puesta tierra debe tener unas medidas establecidas como por ejemplo el valor debe ser aproximadamente máximo de 40 Ohm, para una protección diferencial de 30mA. Se recomienda obtener valores inferiores de los 10 Ohm.

El sistema de puesta a tierra para paneles solares, según la norma NTC 2050

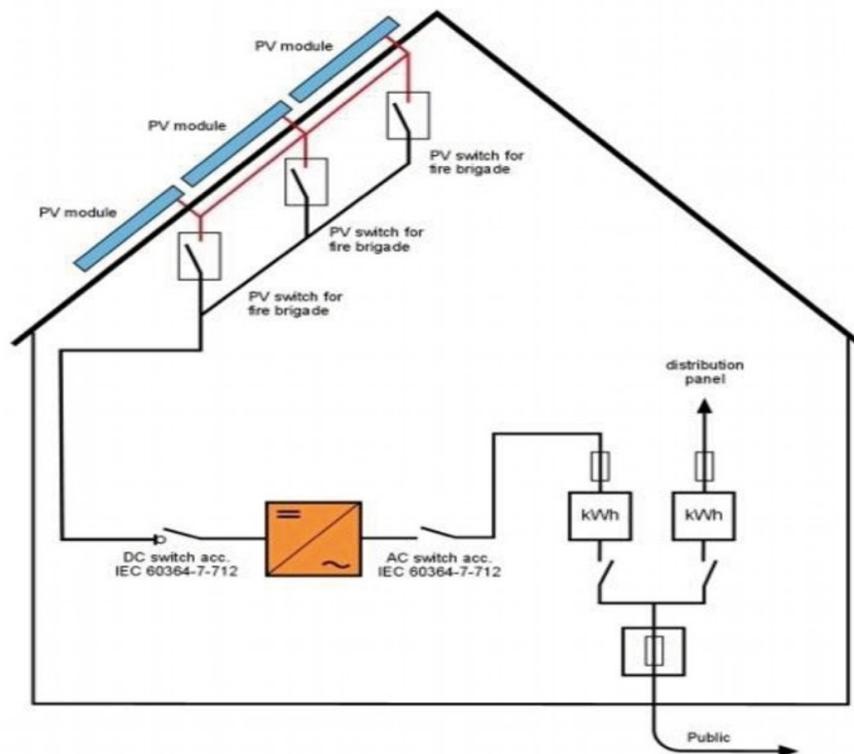
todas las instalaciones deberían estar conectadas a tierra para no estar expuesto a acontecimientos peligrosos.

Todo panel solar debe estar conectado a tierra, se hace por medio de un cable de cobre en tierra que es capaz de disminuir la resistencia de la electricidad aislando cualquier corriente eléctrica para que esta no se dirija a los dispositivos electrónicos o incluso en caso de fenómenos meteorológicos como un relámpago.

Como en el hogar el esquema fotovoltaico deberá ser conectado a tierra incluyendo todo el equipo completo, como el sistema de inversores, montaje, controladores y todo equipo que complementa el sistema.

Figura 4.

Plano de puesta a tierra para el sistema solar fotovoltaico

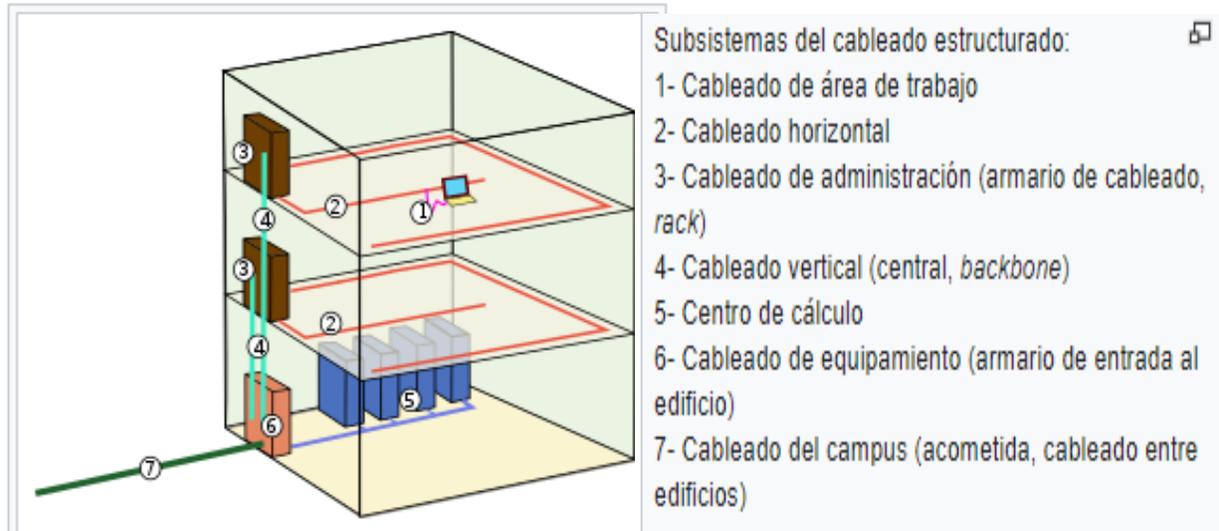


Fuente: <https://www.google.com/search?>

sxsrf=ALeKk00z8dstz86eZc6e9hfIK_1T_Bf6Pg:1623887930284&source=univ&tbm=isch&q=plano+del+di
se%C3%B1o+de+puesta+a+tierra+2021

Figura 5.

Cableado estructurado



Fuente: ICONTEC NTC 2050.1998.

2.1.3 Apantallamiento.

Sistema de protección contra relámpagos o DA en estructuras donde haya concentración de personas como edificios, industrias, hospitales o clínicas, instituciones educativas, centros comerciales, etc. Esta va enlazada a la red de puesta a tierra donde se termina conduciendo la energía del rayo o descarga atmosférica.

2.1.4 Módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos son circuitos compuestos por células fotovoltaicas precintados y laminados por un panel de vidrio templado para protegerlo del medio ambiente, teniendo como función principal convertir la energía solar en electricidad.

por reacciones químicas: gas alcalino, lluvia acida, niebla y salina. Tampoco se puede instalar en lugares en el cual hay líneas eléctricas y estas extienden su voltaje. Así mismo se debe mantener una distancia segura del alto voltaje al momento de instalar un módulo en el suelo de una vivienda y debe mantener cierta distancia con la matriz evitando el impacto de la sombra cerca a la matriz.

2.2. Marco Conceptual

Descarga atmosférica: Se presentan en las nubes cuando estas transfieren cargas eléctricas hacia la tierra.

Corriente de retorno: Una vez se produce la descarga atmosférica se establece una ruta ionizada por donde circula corriente entre la tierra y la nube, donde la tierra trata de neutralizar la carga de la nube.

Distancia de descarga: Espacio por donde pasa el último rayo, sometido a las propiedades de la tierra o material que la capte.

Acometida: Es una red de servicio eléctrico y público, que otorga energía a la instalación de la vivienda o inmueble que la requiere.

Celda solar: la celda solar o también llamada celda fotovoltaica es una división pequeña de un módulo, la cual se compone de un material semiconductor, “semi” hace referencia a que puede conducir la electricidad mejor que un aislante, pero no tan efectivamente como la haría un buen conductor como el metal, dicho así el semiconductor se expone a la luz, atrae y retiene la energía de la luz y la transfiere a partículas cargadas negativamente en el material llamadas electrones, además que también deja que los electrones viajen por medio de los componentes que conforman la celda, como una

corriente eléctrica, la corriente es extraída mediante contactos metálicos conductores, las líneas en forma de rejilla en las celdas solares que luego son usadas para proporcionar energía a su hogar y el resto de la red eléctrica.

Conductor del electrodo de puesta a tierra: Tiene el propósito de desviar los rayos de los transformadores que pertenece a la empresa que distribuye y comercializa la energía eléctrica.

En los siguientes sistemas y materiales no se permite el uso de electrodos puesto a tierra: Sistema de tuberías de gas subterráneas de metal y aluminio.

Conductor desnudo: Es un material que no tiene ningún tipo de recubrimiento como el alambre eléctrico y que funciona como conductor que no está aislado, generalmente es usado en conexiones de puesta a tierra.

Conductor puesto a tierra (Grounded conductor): El conductor se establece mediante un sistema de cableado o circuito a la tierra que al mismo tiempo está conectado a un dispositivo electrónico.

Electrodo de puesta a tierra: Es una pieza de seguridad conductora directa a tierra la cual actúa potencializando otros conductores como para dispersar corrientes no esperadas.

Gabinete: Es una caja diseñada para la distribución de energía eléctrica protección contra sobrecargas e incluso en algunos casos permite medir el consumo de energía.

Instalación solar fotovoltaica: La instalación fotovoltaica es posible hacerla en el techo del hogar o en el suelo, si se realiza en el techo, se debe tener en cuenta especificaciones exactas que permitan maximizar el paso de luz solar y en caso de colo-

carlo en el suelo, evitar tener objetos que afecte el paso de luz solar, se debe hacer una revisión de 4 a 6 años.

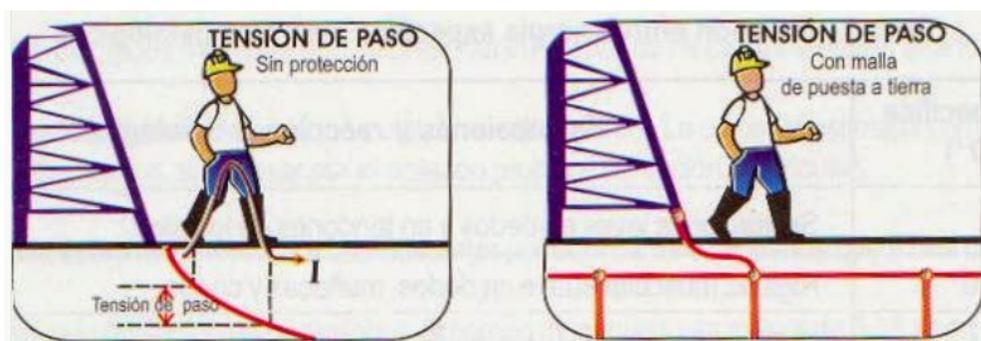
Paneles fotovoltaicos: Los paneles fotovoltaicos son los que convierten electricidad de corriente continua a partir de luz solar y luego esta es modificada por un inversor a corriente alterna para ser utilizada en el domicilio.

Protección contra fallas a tierra de equipos: Sistema que resguarda los equipos electrónicos de choques eléctricos en caso de una falla a tierra, evitando el paso de la corriente a tierra.

Tensión de paso: Diferencia de potencial eléctrico entre dos lugares de la superficie del terreno. Los dos puntos se encuentran a una distancia de 1 metro que es el equivalente aproximado a un paso de una persona, la cual está sometida a un diferencial de potencial debido a que mientras la persona camina se inyecta corriente en el área, dados los gradientes de potencial en el área del suelo.

Figura 7.

Tensión de paso sin y con malla de puesta a tierra



Tensión de paso sin malla de puesta a tierra

Tensión de paso con malla de puesta a tierra

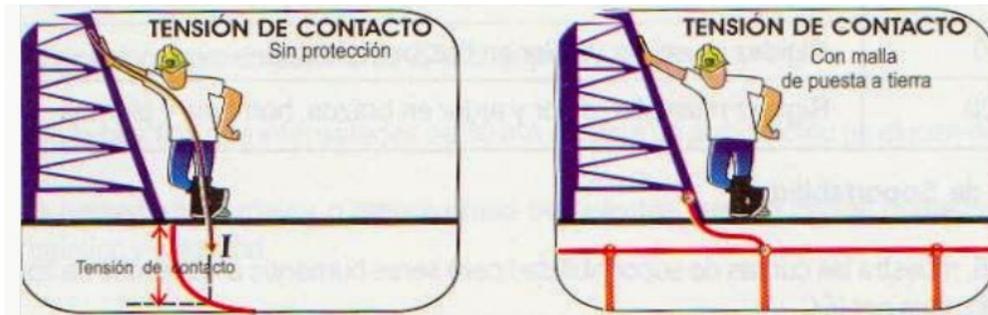
Fuente. (Colombiansolarsystems.com, 2012)

Tensión de contacto: Diferencia de tensión o voltaje entre una estructura metá-

lica y la malla a tierra mientras una persona hace contacto con la estructura metálica.

Figura 8.

Tensión de contacto sin y con malla de puesta a tierra

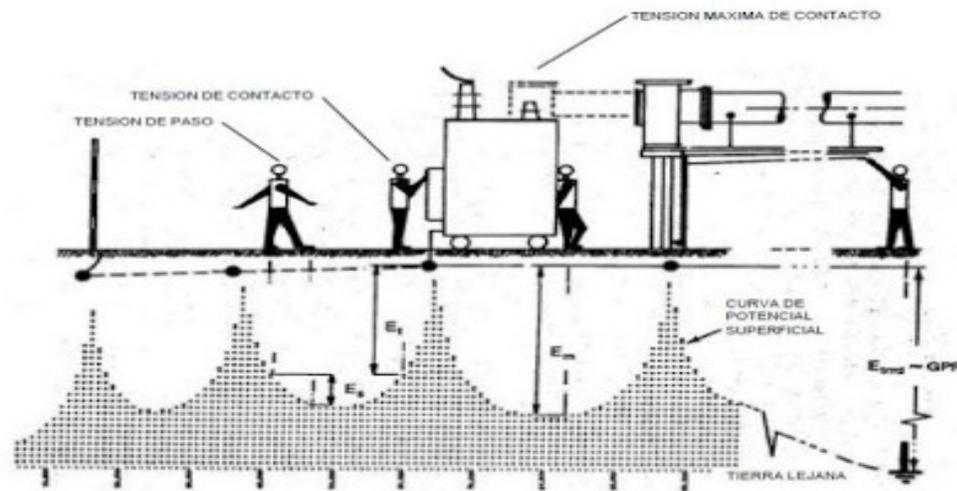


Fuente. (Colombiansolarsystems.com, 2012)

Tensión de malla: Máxima tensión o voltaje de contacto que se puede encontrar en la malla de puesta a tierra.

Figura 9.

Tensión de malla de puesta tierra durante una falla



Fuente. (Ingeniería Eléctrica Explicada, 2012)

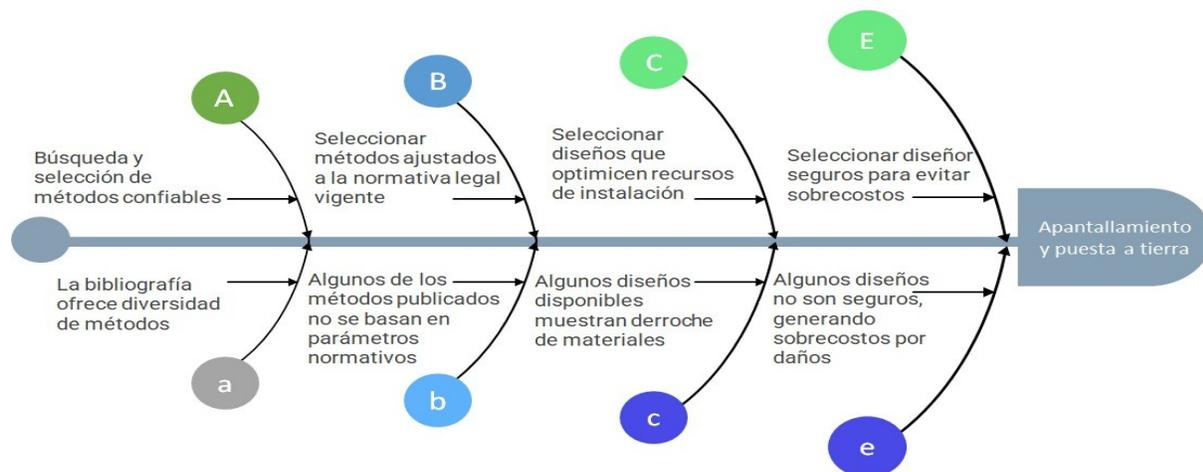
Tensión de transferencia: Es un voltaje o tensión conducida por un objeto metálico que puede estar fuera por la red de tierra.

3. Diseño de la Investigación

Al realizar un diagrama de problemas y soluciones tipo “espina de pescado”, se determinan los criterios prioritarios para la revisión de la información, teniendo en cuenta que el alcance del objetivo general requiere la selección de métodos existentes confiables, ajustados a la normativa legal vigente, seguros y sin sobrecostos.

Figura 10.

Diagrama de Ishikawa o espina de pescado



Fuente. Propia, 2021.

Fase 1. Búsqueda de publicaciones y recopilación

Fase 2. Análisis de la información recopilada.

De esto resultaron identificados tres métodos de apantallamiento general. Se confirma que los tres funcionan para sistemas fotovoltaicos.

Fase 3. Presentación del conjunto de ecuaciones necesarias para realizar un apantallamiento y un sistema de puesta a tierra en casos generales y fotovoltaico.

Fase 4. Análisis de los resultados de los cálculos.

4. Desarrollo del trabajo de grado

4.1 Fase 1. Búsqueda de publicaciones y recopilación

Se investigaron doce fuentes en total; nueve de ellos, en las cuales exponen los métodos y diseños para la instalación de malla puesta a tierra en un sistema eléctrico normal y otras tres donde describen sistemas puesta a tierra o apantallamiento con sistemas fotovoltaicos.

4.2 Fase 2. Análisis de la información recopilada

Recopilando información se percibe métodos que demuestran cómo se rigen bajo la norma, optimizando la seguridad y limitantes para así poder describir el desarrollo de cada uno y dar solución al problema planteado.

Obteniendo información que da la importancia a varios aspectos, para así tener una buena instalación de puesta a tierra y apantallamiento según la necesidad, lugar y estructura donde se va instalar, por consiguiente, podremos observar las ventajas de un buen sistema puesta tierra y apantallamiento.

4.2.1 Resistividad del terreno

Para iniciar el desarrollo del diseño puesta tierra se debe tener en cuenta el factor de la resistividad del terreno donde se va hacer la instalación, ya que la corriente se va conducir por el terreno, como cualquier material el terreno que impide el flujo de la corriente eléctrica y otorgando una resistencia. La resistividad del terreno se obtiene con mediciones de campo debido a que la clasificación del terreno no nos cataloga con exactitud la resistividad del terreno.

La resistividad del terreno va sujeto a uno factores que son: la compactación,

composición propia del terreno, tipo de suelo, temperatura, humedad y la cantidad de electrolitos susceptibles de conducir la corriente eléctrica.

4.2.1.1 Medición de resistividad del terreno

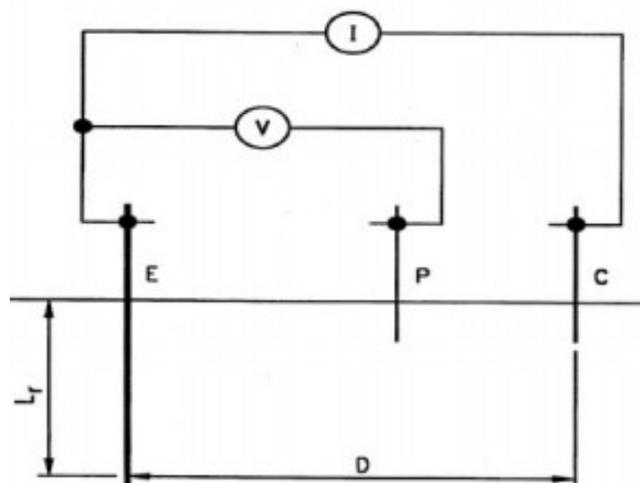
Esta medición sirve para observar si hay variaciones de resistividad, ya que los terrenos no son uniformes en las diferentes capas que los componen. También repercuten que cambien las mediciones objetos enterrados, lo más comunes son la tubería metálica o rieles, por lo tanto, se debe tener muy en cuenta este dicho factor.

4.2.1.2 Método de 3 puntos o variación de la profundidad

Este método consiste en hacer diversas mediciones del terreno por medio de 3 varillas las cuales variamos la profundidad, una de ellas se le proporciona una corriente entre el electrodo a tierra y un electrodo de corriente auxiliar. Se toma la medida de tensión entre el electrodo de puesta tierra y un electrodo de potencial auxiliar el cual varía se modifica la distancia entre los dos electrodos. Esta media lo hace un telurómetro el cual otorga la magnitud de la resistencia puesta a tierra y por consiguiente se puede calcular la resistividad del terreno.

Figura 11.

Diagrama del método de tres puntos



E: Electrodo a tierra - C: Electrodo de corriente auxiliar - P: Electrodo de potencial auxiliar

Fuente. (Tasipanta, 2002)

4.2.1.3 Método de cuatro puntos

Entre los métodos más eficaces que encontramos para medir la resistividad del suelo tenemos al método de cuatro puntos o también conocido como el método Wenner. Este sistema está estructurado por cuatro electrodos instalados en línea recta en el suelo a una profundidad determinada (b) y con una distancia (a) igual entre ellos mismos.

Luego de instalados las cuatro picas en el suelo, se inyecta corriente directa, usualmente de baja potencia (I), en las dos picas (o electrodos) exteriores ($C1$ y $C2$) y se toma la medida del voltaje (V) con las picas internas a través de un potenciómetro o voltímetro de alta impedancia. Para encontrar el valor de la resistencia (R) en ohms, se

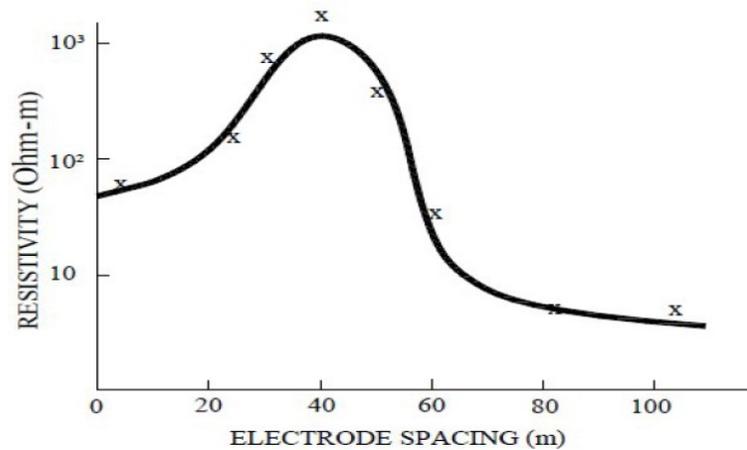
requiere la relación V/I , la cual nos dará el resultado de la medición.

Este método es beneficioso al momento de operarse, ya que obtiene los valores de resistividad en las capas más profundas del terreno, sin que las picas lleguen hasta dicha profundidad. Además de esto, este sistema no requiere un equipo pesado, sino que logra ejecutarse con los cuatro electrodos instalados en el suelo, puestos con otra varilla para alinearlos, y unidos al aparato mediador, sea voltímetro o potenciómetro.

Cabe resaltar que la nomenclatura puede ser diferente según los equipos mediadores, pero la estructura es la misma siempre. Así mismo, es importante entender el procedimiento de medición de la resistividad de la tierra. Primero se deben instalar las picas en el suelo, separadas por una distancia de cuatro metros. Luego se entierran las picas a una profundidad de 20 centímetros y realizamos la conexión correspondiente a cada pica, las exteriores e interiores. Registramos el resultado de la potencia en ohms y calculamos el valor de la resistividad con las fórmulas. Se deben realizar más mediciones alrededor del terreno para establecer la resistividad de la mayor parte del lugar.

Gráfica 1.

Graficación de los resultados obtenidos a través de la medición



Fuente. (Tasipanta, 2002)

Por otro lado, como ya habíamos mencionado antes, existe otra variante de este método de cuatro puntas y es la llamada Espaciamiento desigual o Schlumberger. Este método, a diferencia del Wenner, utiliza las picas a distancias más lejanas o diferentes una de la otra. Es decir, las picas internas se colocan más juntas, mientras que las externas van más separadas del centro.

La ventaja del método Schlumberger es que las únicas piezas que necesitan ser reposicionadas para medir otra parte del terreno, son las exteriores, lo cual hace que el proceso de medición sea más rápido, mientras que, en el Wenner, todas las picas deben ser medidas para calcular la resistividad a diversas profundidades del suelo.

En este caso para calcular la resistividad, ya que la profundidad de las picas enterradas es pequeña a comparación de la distancia.

Se debe tener en cuenta que la resistividad calculada por la ecuación es la resistividad relacionada a la profundidad aproximada. Los expertos señalan que las mediciones deben hacerse en diferentes ángulos del terreno, para descartar cualquier

posible interferencia que pueda alterar las mediciones, debido a objetos conductores cercanos. De igual forma, se pueden repetir ubicaciones con grados de diferencia, para confirmar la resistividad del terreno.

4.2.1.4 Modelo de terreno uniforme

Modelo utilizado cuando ocurren variaciones leves de resistividad en el terreno donde se toma la medida. Siendo así el método ofrece resultados adecuados para los cálculos de resistividad del terreno.

4.2.1.5 Modelo de terreno de dos capas por el procedimiento grafico

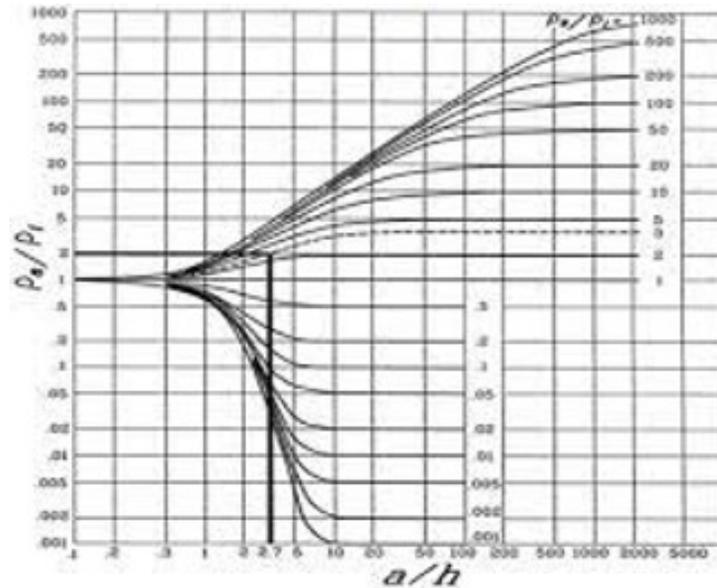
Método utilizado para obtener las medidas más exactas de resistividad del terreno. Esta técnica funciona con una capa superior finita y con diferente resistividad y otra capa inferior de espesor finito.

El método se complementa con una gráfica (figura) que demuestra los datos obtenidos mediante método de cuatro puntas para la resistividad del terreno.

De la siguiente forma se determina el procedimiento grafico Sunde para hallar la profundidad de la capa superficial h . Las resistividades de la capa superficial ρ_1 y de la capa profunda ρ_2 son revisadas y verificadas de forma visual en la gráfica de resistividad vs espaciamento de las picas de prueba.

Gráfica 2.

Gráfica Sunde



Fuente. (Tasipanta, 2002)

Procedimiento gráfico:

- i. De la recopilación de datos o información que se obtiene en las mediciones de resistividad, graficar una curva de resistividad aparentes vs espaciamento.
- ii. De la curva del paso anterior se puede percibir la resistividad que pertenece una distancia menor ρ_1 y la resistividad de una mayor distancia ρ_2
- iii. Hacer la relación de la distancia menor ρ_1 y la resistividad de una mayor distancia ρ_2 de la siguiente manera $\frac{\rho_2}{\rho_1}$ y así seleccionar la curva de la gráfica Sunde.
- iv. En la región de la pendiente de la curva $\frac{\rho_2}{\rho_1}$ elegir el valor de $\frac{\rho_a}{\rho_1}$ en el eje Y
- v. Interpretar el valor que pertenece a $\frac{a}{h}$ en el X.
- vi. Para determinar ρ_a se multiplica el valor de $\frac{\rho_a}{\rho_1}$ por ρ_1 .
- vii. En la curva de resistividad aparente trazada en i, interpretar la separación de

picas a y con ρ_a que se obtuvo en vi.

viii. Multiplicar $\frac{a}{h}$ por a para calcular h .

4.2.2 Diseño de la puesta tierra

4.2.2.1 Importancia generales para el diseño puesta a tierra

Para ejecutar un diseño de puesta a tierra se debe conocer y analizar el plano físico y eléctrico de la estructura a la cual se va aplicar la puesta a tierra. La resistencia de la puesta tierra tendría que ser cero por lo tanto se ubica un electrodo, generalmente el electrodo puede ser una varilla, múltiples varillas conectadas en paralelo, malla y una combinación de malla y varilla.

4.2.2.2 Electrodo sencillo de puesta a tierra

Este procedimiento es más efectivo en disipar la corriente de falla, pero forma un embudo de tensión o voltaje generando gradientes de potencial de paso que pueden de alto riesgo para el sistema puesta a tierra.

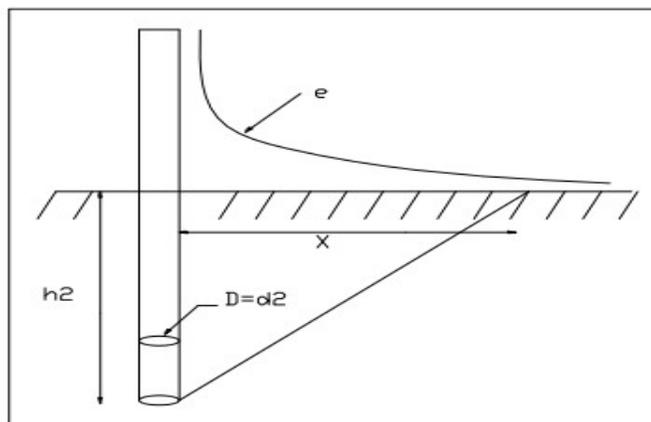
Los factores que se deben tener presentes para el potencial eléctrico del electrodo son:

- Resistividad de la tierra (ρ)
- Flujo de la corriente de falla (I)
- Longitud o distancia de la varilla (l)

Se recurre a electrodos de gradación para desvanecer para desvanecer la tensión, se conecta a la tierra principal y esto contra resta el efecto para el embudo de tensión.

Figura 12.

Figura gradiente de potencial en una varilla



Fuente. (Tasipanta, 2002)

4.2.2.3 Puesta a tierra con varios electrodos o varillas.

Es frecuente utilizar este procedimiento cuando requiere reducir la resistencia de puesta a tierra y gradiente de potencial.

4.2.2.4 Las Varillas Químicas

Una alternativa para el acondicionamiento del suelo en lugares con poco espacio, en donde no se puede reducir la resistividad, es el acondicionamiento de éste por medio de electrodos activos (CHEM_ROD), proporcionan una menor resistencia de tierra. Este tipo de varilla es óptima para terrenos de grandes dimensiones al acondicionarlos químicamente de manera constante y aunque se requieren complicados análisis matemáticos para poder especificar los valores de la resistencia a tierra.

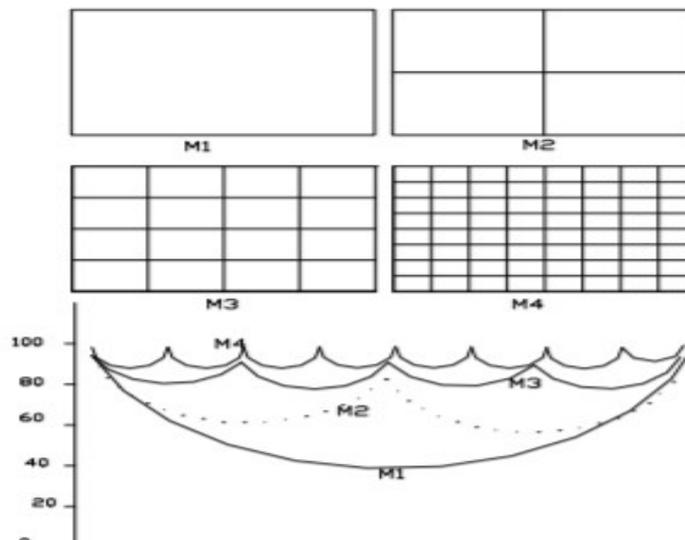
4.2.2.5 Sistema de puesta a tierra con malla

Para hacer este procedimiento se utilizan conductores de cobre desnudos, los cuales se cruzan y entierran de forma horizontal con 0.4 a 1 mt de profundidad, se utili-

zan con la finalidad de prevenir diversos recorridos del avance de la corriente así, evitar las caídas de potencial elevadas, se realiza en casos donde la malla de tierra no es lo suficientemente grande para la consecución de los valores necesarios de resistencia, brindando la factibilidad de incorporar varillas verticales configurando cuadros de 2 a 5 veces la distancia de longitud de los electrodos, dando como respuesta una baja resistencia, con el atributo que brinda este diseño, como bajos gradientes de potencial de tierra, debido a que se hace una distribución total en la malla de la corriente de falla, al igual que de los potenciales, como se muestra en la figura siguiente (Tasipanta, 2002).

Figura 13.

Distribución de incrementos de potencial con diferentes mallas



Fuente. (Tasipanta, 2002)

Los pasos para realizarla consisten en:

- Realizar el estudio para el sistema de puesta a tierra con malla

Se obtienen los datos del sitio donde se instalará la malla, como el área, la disposición profundidad y el número de segmentos que se quieren hacer en la malla = (N).

- Seleccionar material y tamaño del conductor

Esta selección se realiza de acuerdo a diferentes elementos como, por ejemplo:

- a) suficiente conductividad a fin de que básicamente no ayude a la diferencia de potencial de la malla;
 - b) resistencia a temperaturas altas y deterioros mecánicos que puedan causar las magnitudes adversas de corriente de falla;
 - c) resistencia a la corrosión.
- Al respecto, el material más usado en el diseño de malla de tierra es el cobre, sin embargo, existen otros materiales que se reflejan en la tabla de Materiales el sistema de puesta a tierra con malla, que se encuentra en la fase 3.

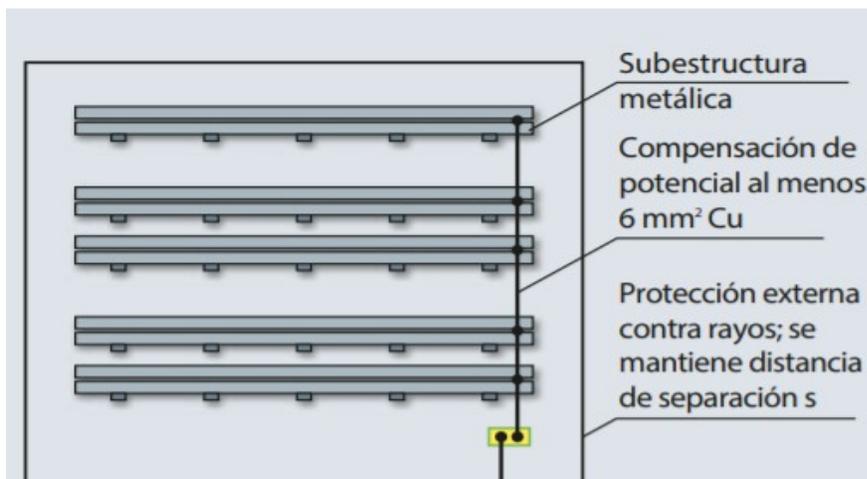
4.2.3 Apantallamiento para sistemas fotovoltaicos

De acuerdo con la norma IEC 60364-4-41, se deben observar los requisitos exigidos de puesta a tierra, por las tecnologías combinadas en el convertidor y el módulo, tengan o no aislamiento galvanizado, de igual forma el sistema de monitorización de aislamiento integrado en los inversores, debe tener el sistema de montaje conectado a tierra para que sea eficaz de forma permanente; esta información se encuentra en el complemento 5 de la norma alemana DIN EN 62305-3. Por otra parte, para conectar de manera funcional a tierra la subestructura metálica, el sistema fotovoltaico debe encontrar dentro del volumen protegido por los sistemas de captación y la distancia de separación se mantiene. Igualmente, en la sección 7 del complemento 5, se normatiza la instalación de conductores de cobre, los cuales deben tener una sección transversal de al menos 6 mm² o equivalente para la puesta a tierra funcional (Figura 14).

Así mismo pasa con los rieles de montaje, los cuales deben estar interconectados de forma permanente mediante conductores de esta sección transversal. La conexión directa del sistema de montaje al sistema de protección contra rayos externo, por no ser posible mantener la distancia de separación s , convirtiendo los conductores en parte del sistema de conexión equipotencial rayo, con capacidad de soportar la corriente del mismo.

Figura 14.

Puesta a tierra de los rieles de montaje si no hay instalado un sistema de protección externa contra rayos o se mantiene la distancia de separación (DIN EN 62305-3, Suplemento 5)



Fuente, (Dehn, 2013)

En conclusión, el requisito mínimo para un sistema de protección contra rayos diseñado para la clase de LPS III, consiste en un conductor de cobre con una sección transversal de 16 mm² o equivalente. Igualmente, con los rieles de montaje, los cuales tienen que estar interconectados de forma permanente mediante los conductores de esta sección transversal (Figura 19). El conductor equipotencial de puesta a tierra / rayo debe tenderse en paralelo y lo más cerca posible de los cables / líneas en DC y AC.

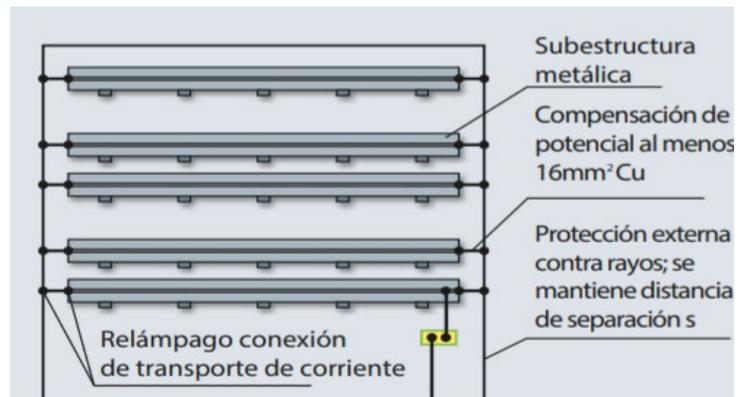
En la figura 16 se pueden observar las abrazaderas UNI de puesta a tierra, con las cuales es posible la fijación de todos los sistemas de montaje, que pueden conectar conductores de cobre con una sección transversal de 6 o 16 mm² y alambres desnudos

redondos con un diámetro de 8 a 10 mm al bastidor de montaje, de tal manera

que puedan transportar las corrientes de rayo. Tiene una placa de contacto integrado de acero inoxidable (V4A) que no deja deteriorar contra la corrosión de los sistemas de montaje de aluminio

Figura 15.

Compensación de potencial para los rieles de montaje si no se mantiene la distancia de separación



Fuente, (Dehn, 2013)

Figura 16.

Abrazadera de puesta a tierra UN



Placa intermedia de acero inoxidable que evita la corrosión por contacto, estableciendo conexiones fiables a largo plazo entre los diferentes materiales conductores

Fuente, (Dehn, 2013)

4.2.3.1 Distancia de separación s según la norma IEC 62305-3 (EN 62305-3)

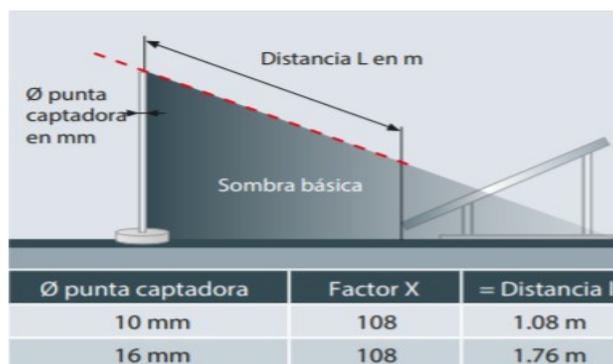
Es de obligatoriedad que se mantenga determinada de separación s entre un sistema de protección contra rayos y un sistema fotovoltaico. Debe observarse a fin de prevenir descargas eléctricas no controladas a partes metálicas contiguas, en caso de una descarga de rayo en el sistema de protección externa contra rayos. Aún si se generan chispas no controladas, que ocasionen un incendio, en tal caso, el daño a la instalación fotovoltaica es superfluos. Los cálculos de la distancia de separación s se encuentran en la guía de protección contra rayos.

4.2.3.2 Sombras básicas sobre los paneles solares

Las sombras básicas no deben proyectarse sobre los paneles solares, de ahí que deba existir una distancia prudente entre el generador solar y el sistema de protección, como puede observarse en la figura 17, la razón de ello es que “cambian la corriente que fluye a través de los módulos fotovoltaicos” (Dehn, 2013, p.4).

Figura 17.

Distancia necesaria entre el módulo y la punta captadora para evitar las sombras básicas.



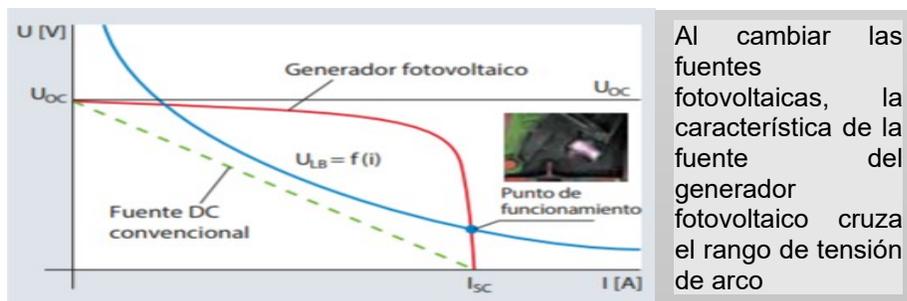
Fuente, (Dehn, 2013)

Por su parte, “los dispositivos especiales de protección contra sobretensiones para el lado DC de los sistemas fotovoltaicos son necesarios, debido a que las caracte-

rísticas V/I de las fuentes de corriente fotovoltaicas son muy diferentes de las fuentes DC convencionales” (Dehn, 2013, p.4), de acuerdo como se evidencia en la figura 18.

Figura 18.

Característica de una fuente DC convencional frente a las características de un generador fotovoltaico.



Fuente, (Dehn, 2013)

Además de ello, con el fin de “facilitar la selección de los DPS tipo 1, las tablas 1 y 2 muestra la capacidad de conducir el impulso de rayo limp dependiendo de la clase de LPS, el número de bajantes de los sistemas de protección contra rayos externos, así como el tipo de DPS (descargado basado en un varistor limitante de tensión o supresor de tensión de conmutación basado en vía de chispas)” (Dehn, 2013, p.4),

Tabla 1.

Selección de la capacidad mínima de descarga de un DPS

Clase de LPS y máx. Corriente de rayo (10/350 μ s)		Número de bajantes de la protección externa contra rayos			
		< 4		≥ 4	
		Los valores para el tipo de DPS tipo 1 o tipo combinado (conexión en serie), basado en una selección de $I_{8/20}$ (8.20 μ s) y $I_{10/350}$ (10/350 μ s)			
		$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ $I_{8/20}/I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{total}$ $I_{8/20}/I_{10/350}$	$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ $I_{8/20}/I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{total}$ $I_{8/20}/I_{10/350}$
I o desconocida	200 kA	17/10	34/20	10/5	20/10
II	150 kA	12.5/7.5	25/15	7.5/3.75	15/7.5
III y IV	100 kA	8.5/5	17/10	5/2.5	10/5

Tipo 1 (varistores) o un DPS combinado tipo 1 (conexión serie de varistores y vía de chispas); según CE-NELEC CLC / TS 50539-12 (Tabla A.1)

Fuente, (Dehn, 2013)

Tabla 2.

Selección de la capacidad de descarga mínima del DPS

Clase de LPS y máx. Corriente de rayo (10/350)		Número de bajantes de la protección externa contra rayos			
		< 4		≥ 4	
		Valores para el DPS tipo 1 de conmutación de tensión o Descargador combinado tipo 1			
		$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ I_{imp}	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{total}$ I_{imp}	$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ I_{imp}	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{total}$ I_{imp}
I o desconocida	200 kA	25	50	12.5	25
II	150 kA	18.5	37.5	9	18
III y IV	100 kA	12.5	25	6.25	12.5

Tipo 1 conmutador de tensión (vía de chispas) o descargador combinado tipo 1 (conexión en paralelo de varistores y de vía de chispas); según CENELEC CLC / TS 50539-12 (Cuadro A-2)

Fuente, (Dehn, 2013)

4.2.3.3 Puesta a tierra del sistema

En la conexión a tierra del sistema, uno de los conductores del circuito (que transporta corriente) está unido (conectado) al sistema de conexión a tierra del equipo y también a tierra. Esto se conoce como puesta a tierra funcional en la fila. El conductor del circuito que se ha conectado al sistema de puesta a tierra del equipo y a tierra se conoce como conductor a tierra. La conexión presentada entre el conductor de puesta a tierra y el sistema del mismo, pero en el equipo se conoce como puente de unión.

Solo se permite un puente de conexión del sistema en cada sistema eléctrico separado en el que el conductor conectado a tierra del sistema está aislado de los conductores conectados a tierra de la fuente u otros sistemas. La conexión a tierra del sistema, realizada por un puente de enlace del sistema, es la ruta que permite que las corrientes de falla regresen a la fuente. Si el sistema de conexión a tierra del equipo y el puente de conexión del sistema tienen una impedancia suficientemente baja (es decir, el tamaño de conductor adecuado y buenas conexiones), las corrientes que se originan

en un conductor sin conexión a tierra que falla en una superficie conectada a tierra o el sistema de conexión a tierra del equipo serán suficientes para desconectar el suministro de OCPD. ese circuito. Los sistemas fotovoltaicos, como se indica a continuación, pueden no funcionar de la misma manera en condiciones de falla que otros tipos de sistemas eléctricos.

4.2.4 Metodología de apantallamiento

Los sistemas, sin excepción deben tener un plan para el diseño del apantallamiento y este debe contener los siguientes pasos.

4.2.4.1 Levantamiento del plano físico de la instalación completa, incluyendo el total de los elementos a protegerse.

Se encuentra el levantamiento del plano físico donde deben incluirse los elementos mecánicos, eléctricos y de control, un ejemplo de los primeros sería los generadores, tanques de combustible y estructuras metálicas entre otros, los segundos como generadores y transformadores, por ejemplo, y el tercero contiene todas las construcciones civiles.

4.2.4.2 Determinación de la densidad de Rayos a tierra.

Esta determinación es posible efectuarla de dos formas diferentes:

La primera es por el nivel isoceráunico que indica los días de tormentas anuales que se registraron por zonas en los años 2000 y 2001, los cuales fueron mapas publicados por una Institución de confianza, como el Instituto Nacional de Meteorología, Hidrología (INAMHI), entre los que se encuentra el mapa del Ecuador, el cual indica que el nivel de la zona tropical es de 100.

La segunda forma de determinar la densidad de Rayos que se pueda presentar

a tierra, es por medio de calcular la densidad de descargas a tierra por año por Km² (D_{GFD}), se hace estableciendo la cantidad de precipitaciones Td anuales de una zona determinada (en este caso en la que se hará el diseño del apantallamiento, que proporciona la oficina meteorológica.

4.2.4.3 Elección de puntos más probables de captura del rayo.

Para hacerlo, se hace necesaria que se lleve a cabo la instalación de los terminales de aire en zonas consideradas los puntos más altos de la instalación; con la finalidad de que se puedan transportar las descargas eléctricas a tierra en vías donde haya una desvalorización de la resistencia, conectando los terminales uno cable o cables descendentes, permitiendo la distribución de la corriente de descarga en un camino o caminos, reduciendo de esta manera el riesgo de una descarga lateral.

Es de conocimiento general que los sistemas de pararrayos son instalados para interceptar las descargas de los rayos, llevándolos a tierra, aunque es posible que el rayo no sea interceptado, haciendo que exista un valor de riesgo de falla de apantallamiento, debido a que es probable la descarga de un rayo en la parte más alta, lo que hace obligatorio que el elemento destino a la protección de descargas atmosféricas sea ubicado en una parte más alta de todos los elementos en la estación para protegerlos en su totalidad.

4.2.5 Puesta a tierra y apantallamiento con paneles fotovoltaicos

Antes de la edición de 2005, el Comité ejecutivo nacional requirió que todos los sistemas fotovoltaicos tengan uno de los conductores del circuito de CC conectado a tierra siempre que el voltaje máximo del sistema sea superior a 50 voltios. La sección 690.35, que permite que los sistemas fotovoltaicos que cumplen ciertos requisitos ten-

gan circuitos fotovoltaicos sin conexión a tierra, se agregó al COMITÉ EJECUTIVO NACIONAL. Este cambio permitió el uso de inversores interactivos con la red pública sin aislamiento entre los circuitos de entrada de CC y las salidas de CA, denominados inversores no aislados en el ROW, para ahorrar costos y aumentar la eficiencia. La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en los Estados Unidos utilizan inversores aislados con transformadores internos (inversores aislados en el ROW) a partir de 2012, pero los inversores no aislados y los sistemas fotovoltaicos sin conexión a tierra están siendo certificados / listados y están logrando avances en el mercado.

Se debe tener en cuenta que las matrices sin conexión a tierra también se pueden utilizar con inversores aislados. En todos los casos, una matriz sin conexión a tierra debe contar con una protección equivalente para fallas a tierra, como lo requiere Comité ejecutivo nacional.

4.2.5.1 Sistemas conectados a tierra.

Un sistema fotovoltaico se define como un sistema conectado a tierra cuando uno de los conductores de CC (positivo o negativo) está conectado al sistema de conexión a tierra, que a su vez está conectado a tierra. El conductor que está conectado a tierra generalmente depende de la tecnología del módulo fotovoltaico. La mayoría de los módulos se pueden utilizar con un conductor negativo con conexión a tierra o incluso en un sistema sin conexión a tierra, pero algunas tecnologías de módulos fotovoltaicos requieren que el conductor positivo esté conectado a tierra. Tenga en cuenta que el artículo 690 utiliza los términos "sistema"] y "matriz" en el contexto de circuitos fotovoltaicos de CC con o sin conexión a tierra. El término "sistema" es más apropiado tanto para la coherencia con la terminología del sistema de CA para sistemas derivados por

separado como para mayor claridad. Puede haber varios "conjuntos" que alimentan un inversor en los que normalmente se produce la conexión única del conductor de CC a tierra.

4.2.5.2 Códigos de color.

El conductor de CC con conexión a tierra debe tener un aislamiento de color blanco o gris o tener tres franjas blancas si es de 6 AWG (calibre de cable estadounidense) o menor. Los conductores de mayor tamaño deben estar marcados con estos colores en sus puntos de terminación. Los conductores de salida fotovoltaica y de fuente fotovoltaica con conexión a tierra de 6 AWG y menores pueden marcarse de la misma manera que los conductores más grandes, para permitir el uso del cable USE-2 y fotovoltaico / alambre fotovoltaico duradero y con aislamiento negro en ubicaciones expuestas dentro el campo fotovoltaico (NEC 200.6).

4.2.5.3 Conductor del electrodo de puesta a tierra: Instalación.

En los sistemas fotovoltaicos interactivos con la red pública, la conexión entre el conductor del circuito de CC con conexión a tierra y el sistema de conexión a tierra generalmente se realiza a través del dispositivo de protección de falla a tierra (GFPD) interno a la mayoría de los inversores interactivos con la red eléctrica que no son de batería. La norma UL 1741 requiere que se tomen las disposiciones necesarias para la conexión interna de un GEC de CC. Los microinversores que conectan a tierra cada uno de los conductores del circuito del módulo tendrán un GFPD interno y también requerirán un terminal GEC. La conexión en el inversor para el GEC suele ser un terminal GEC marcado. Desde ese terminal en el inversor certificado / listado, el instalador fotovoltaico debe cumplir con Comité ejecutivo nacional Requisitos para realizar la cone-

xión a tierra por medio de un electrodo de puesta a tierra, de manera que se pueda aplicar para conectar el GEC al instalar un sistema en jurisdicciones que usen cualquiera de las versiones

4.2.5.4 Sistemas con requisitos de puesta a tierra de corriente continua y alterna.

Los sistemas fotovoltaicos que tienen circuitos de CC y circuitos de CA sin conexión directa entre el conductor de CC con conexión a tierra y el conductor de CA con conexión a tierra deben tener un sistema de conexión a tierra de CC. El sistema determinado como conexión a tierra de CC deberá estar conectado a este mismo pero de CA, mediante uno de los métodos en (1), (2) o (3).

A este respecto, la norma 1: ANSI / UL 1741, Estándar para inversores, convertidores y controladores para uso en sistemas de energía independientes, requiere que cualquier inversor o controlador de carga que tenga un puente de conexión entre el conductor de CC conectado a tierra y el punto de conexión del sistema de conexión a tierra tenga ese punto marcado como un punto de conexión del conductor de electrodo de conexión a tierra (GEC).

En los inversores fotovoltaicos, los terminales para los conductores de puesta a tierra del equipo de CC y los terminales para los conductores de puesta a tierra del equipo de CA generalmente están conectados a, o eléctricamente en común con, una barra colectora de puesta a tierra que tiene un terminal GEC de CC marcado; también para los sistemas interactivos con servicios públicos, el sistema de conexión a tierra de las instalaciones existentes sirve como sistema de conexión a tierra de CA

Se debe instalar un electrodo o sistema de puesta a tierra de CC separado, y se

debe conectar directamente al sistema CA. El tamaño de cualquier puente (s) de unión entre sistemas de CA y CC se basará en el tamaño más grande del conductor del electrodo de tierra de CA existente o en el tamaño del conductor del electrodo de tierra de CC especificado en 250.166. Los conductores del sistema de electrodos de conexión a tierra de CC o los puentes de conexión al sistema de electrodos de conexión a tierra de CA no se deben utilizar como sustituto de los conductores de conexión a tierra de los equipos de CA requeridos.

4.2.5.5 Electrodo común de puesta a tierra de corriente continua y corriente alterna.

Un conductor de electrodo de puesta a tierra de CC del tamaño especificado por 250.166, se instalará desde el punto de conexión del electrodo de puesta a tierra de CC marcado hasta el electrodo de puesta a tierra de CA. Cuando no se pueda acceder a un electrodo de conexión a tierra de CA, el conductor del electrodo de conexión a tierra de CC deberá conectarse al conductor del electrodo de conexión a tierra de CA de acuerdo con 250.64 (C). Este conductor de electrodo de puesta a tierra de CC no se debe utilizar como sustituto de ningún conductor de puesta a tierra de equipo de CA requerido

4.2.5.6 Conductor combinado de electrodo de puesta a tierra de corriente continua y conductor de puesta a tierra de equipo de corriente alterna.

Un conductor de puesta a tierra combinado sin empalmar, o con empalme irreversible, debe instalarse desde el punto de conexión del conductor del electrodo de tierra de CC marcado junto con los conductores del circuito de CA hasta la barra colectora de tierra en el equipo de CA asociado. Este conductor de puesta a tierra combinado

debe ser el más grande del tamaño especificado por 250.122 o 250.166 y debe instalarse de acuerdo con 250.64 (E).

Aunque se puede utilizar cualquiera de los tres métodos para realizar las conexiones al terminal del electrodo de puesta a tierra del inversor, cada uno tiene sus ventajas y desventajas. Sección 690.47 (C) (1) en el 2011 NEC (similar a 690.47 [C] [1] en 2005 COMITÉ EJECUTIVO NACIONAL) tiene la ventaja de enrutar las sobretensiones captadas por la matriz de rayos cercanos más directamente a la tierra que los métodos (C) (2) y (C) (3). Debido a que se requiere un conductor de conexión entre el nuevo electrodo de conexión a tierra de CC y el electrodo de conexión a tierra de CA de las instalaciones existentes, se deben considerar el tamaño, el enrutamiento y el costo de ese conductor. Sección 690.47 (C) (2) en el 2011 NEC (similar a 690.47 [C] [2] en el 2005 COMITÉ EJECUTIVO NACIONAL) utiliza menos componentes que el método 690.47 (C) (1) y también enruta las sobretensiones a tierra sin acercarse al equipo de servicio de CA. Consulte la Figura 1 a continuación para ver estas dos rutas GEC.

Figura 19.

Métodos de conexión a tierra de inversores fotovoltaicos — 2005 Comité ejecutivo nacional Sección 690.47 (C)

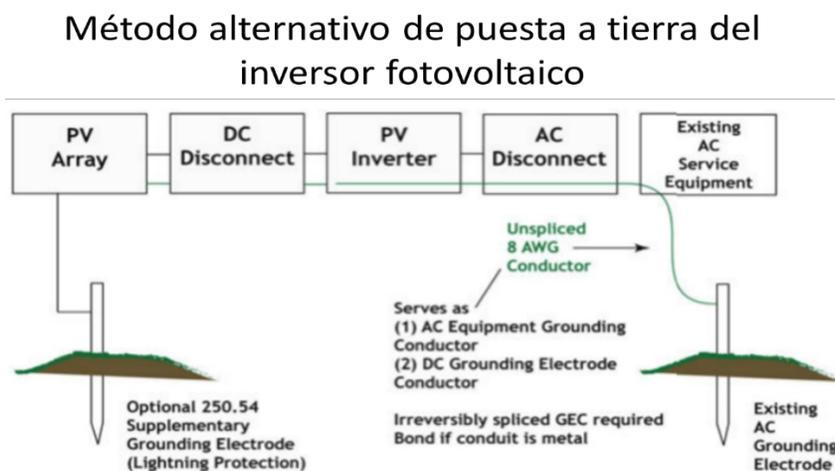


Fuente. (Wiles, 2012)

Sección 690.47 (C) (3) en el 2011 NEC (similar a 690.47 [C] en el 2008 COMITÉ EJECUTIVO NACIONAL) combina el inversor AC EGC con DC GEC en un solo conductor y, por lo tanto, utiliza menos cobre. Sin embargo, este conductor debe estar unido (requisito de GEC) a la entrada y salida de cada conducto metálico y caja metálica. Para tamaños de conductor superiores a aproximadamente 6 AWG, los puentes de unión se utilizan típicamente para unir conductos y envolventes, porque el conductor debe permanecer sin empalmar o empalmado irreversiblemente (requisito de GEC). Además, cualquier sobretensión inducida por rayos captada por la matriz puede enrutarse más directamente al equipo de servicio y es más probable que ingrese al sistema de cableado de las instalaciones que cuando los GEC se enrutan más directamente a tierra.

Figura 20.

Alternativa de métodos de conexión a tierra del inversor fotovoltaico



Fuente. (Wiles, 2012)

En la Figura 24 se puede ver el enrutamiento combinado EGC / GEC. Tenga en cuenta que 2008 y 2011 permite que este conductor combinado termine en el primer ta-

blero del panel que tiene una barra colectora de conexión a tierra con un GEC adjunto a un electrodo de conexión a tierra.

Nota: 8 AWG es el mínimo permitido y es posible que se requiera un conductor más grande.

No está del todo claro y se ocupa de las sobre corrientes inducidas por rayos en las matrices fotovoltaicas. Debido a que la reducción de sobretensiones no es directamente un problema de seguridad, la intención original era que todos los arreglos fotovoltaicos montados en el suelo tuvieran un GEC enrutado directamente desde los marcos del arreglo a tierra de la manera más directa posible. Esto sería similar a los electrodos de puesta a tierra auxiliares opcionales permitidos por 250.54 que no necesitan estar unidos a ningún otro electrodo de puesta a tierra. Además, la intención era tener un sistema de puesta a tierra de matriz similar en matrices fotovoltaicas montadas en edificios donde la matriz y el inversor estaban en estructuras diferentes. La sección 250.54 del Comité ejecutivo nacional, todavía está disponible para aquellos que deseen aumentar la longevidad del sistema mediante técnicas adicionales de reducción de sobretensiones.

4.2.5.7 Sistemas sin conexión a tierra

Cuando una instalación cumple con los requisitos de 690.35, el sistema fotovoltaico puede no estar conectado a tierra. Los inversores diseñados para su uso con sistemas sin conexión a tierra no necesitarán un GEC. Sin embargo, los NRTL y los fabricantes aún no han entendido completamente los requisitos de UL 1741, y los inversores no aislados (sin transformador) están en el mercado con un terminal de electrodo de puesta a tierra marcado. Esto crea un problema para el instalador PV porque Comité

ejecutivo nacional 110.3 (B) requiere el cumplimiento de las etiquetas del producto y eso implicaría que se necesita un DC GEC. Ni el Comité ejecutivo nacional Sin embargo, ni la norma UL 1741 requiere específicamente una. La instalación del GEC innecesario generalmente no causará ningún daño, aparte de aumentar el precio del sistema, y puede proporcionar una ruta de impedancia más baja a tierra para las sobrecorrientes.

4.2.5.8 Códigos de color.

El Comité ejecutivo nacional no prescribe códigos de color para conductores de CC sin conexión a tierra, excepto que no pueden ser verdes, verdes con franjas amarillas, blancas, grises o tener tres franjas blancas. Por convención, el rojo se usaría normalmente para el conductor positivo y el negro para el conductor negativo. Sin embargo, los conductores con aislamiento de color deben evitarse cuando se exponen a la radiación UV, ya que pueden no ser tan duraderos como los conductores con aislamiento negro.

4.2.5.9 Diferentes requisitos para microinversores y módulos AC Pv

Los módulos fotovoltaicos y los microinversores combinados / ensamblados en el campo o en el concesionario o distribuidor pueden no cumplir con la intención, la definición o los requisitos asociados con los verdaderos módulos fotovoltaicos de CA como se define en 690.2 y 690.6. Es posible que estas combinaciones de dispositivos tampoco cumplan con los requisitos para un módulo fotovoltaico de CA en la norma UL 1741.

A principios de 2012, no existe un tamaño específico asociado con microinversores o módulos fotovoltaicos de CA. Las salidas de potencia aumentan con casi todos

los productos nuevos. En la mayoría de los casos, El Comité ejecutivo nacional Los requisitos que se aplican a los inversores centrales y de cadena más grande también se aplicarán al microinversor. Los microinversores tienen características de salida de CA, conexiones y requisitos de código similares a los de los módulos fotovoltaicos de CA.

Siga siempre las instrucciones suministradas con el producto indicado (Comité ejecutivo nacional 110,3). El material a continuación no sustituye el cumplimiento del manual de instrucciones del COMITÉ EJECUTIVO NACIONAL, o códigos locales.

4.2.5.10 Toma de tierra.

Tanto el módulo fotovoltaico de CA como el microinversor requerirán conexiones a tierra del equipo si hay algún metal expuesto en estos dispositivos. Se requiere una conexión GEC cuando el microinversor conecta el conductor de entrada del inversor negativo o positivo (del módulo fotovoltaico) a tierra a través de la caja del inversor. Muchos fabricantes de microinversores conectarán a tierra el conductor de CC positivo para permitir que el inversor se empareje con la gama más amplia de módulos fotovoltaicos.

4.2.5.11 Conexión a tierra de equipos / seguridad.

El cable del circuito de salida de CA de algunos microinversores no tiene un EGC. Este EGC debe iniciarse (originarse) en la caja de transición en el techo donde cada conjunto de inversores tiene el cable de salida de CA final de fábrica conectado a otro sistema de cableado. Este EGC de CA debe enrutarse de regreso a un punto de conexión a tierra de CA como lo está en cualquier otro circuito de CA. No hay ningún requisito de que no esté empalmado, y el tamaño se determinará normalmente según la Tabla 250.122. El CA EGC también debe enrutarse a cada gabinete metálico del in-

versor, ya sea a través del cable de salida de CA o como un conductor separado conectado a un terminal en ese gabinete.

4.2.5.12 Conexión a tierra del sistema.

Los verdaderos módulos fotovoltaicos de CA, sin conductores de CC o desconectores de CC de fácil acceso, normalmente no requerirán un terminal GEC o GEC. Según la norma UL 1741, si el microinversor aísla el conductor de entrada de CC con conexión a tierra (asumiendo un módulo fotovoltaico con conexión a tierra) de la salida de CA (con un transformador u otro método), el microinversor debe tener un GEC de CC desde el terminal del electrodo de conexión a tierra en el microinversor. caja a un electrodo de tierra de CC. Si el microinversor opera el módulo fotovoltaico como un sistema sin conexión a tierra (ni positivo ni negativo conectado a tierra), entonces no se requeriría GEC.

La Sección 690.47 (C) en el 2008 del Comité ejecutivo nacional y 690.47 (C) en el 2011 del Comité ejecutivo nacional, permiten el uso de una combinación de CA EGC y CC GEC desde el inversor. UL 1741, lo que requiere el terminal DC GEC en el exterior del inversor. Si se elige esta opción de conductor combinado, se deben seguir los requisitos más estrictos que se aplican al EGC o al GEC. Cuando se coloca en un conducto (para protección física), se puede permitir un GEC tan pequeño como 8 AWG (250.166). El conductor combinado puede tener este tamaño asumiendo que el EGC requerido es 8 AWG o menos (250.122). La sección 250.64 requiere que el GEC (y por lo tanto el conductor combinado) esté conectado a la entrada y salida de cada conducto metálico (donde se use), así como a cualquier recinto metálico por el que se enrute hasta que llegue a la conexión a tierra principal.

4.3 Fase 3. Presentación del conjunto de ecuaciones necesarias para realizar un apantallamiento y un sistema de puesta a tierra para los casos general y fotovoltaico.

4.3.1 Cálculo de resistividad

Para establecer el cálculo de resistividad, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\rho_a = \frac{2\pi L_r R}{\ln\left(\frac{8L_r}{d}\right) - 1}$$

ρ_a : resistividad del terreno

L_r : longitud de la varilla

R : resistencia medida

d : Diámetro de la varilla

4.3.2 Método de cuatro untas

A pesar de que el método de cuatro puntas es también conocido como Wenner, hay otra variante que es importante señalarla. La fórmula para la variante Wenner, la cual ubica las picas a una misma distancia, siendo a esta distancia entre los electrodos adyacentes, sería así:

$$\rho_a = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Ya que b resulta ser más pequeño que a, en comparación a la distancia de las cuatro picas y la profundidad que no suele ser muy superior a 10 centímetros, se puede establecer que b = 0 y reducir la ecuación de esta forma:

$$\rho_a = 2\pi a R$$

Así mismo, para graficar los resultados obtenidos a través de la medición, las sondas se pueden representar, utilizando a resistividad contra la separación, tal cual se muestra en la siguiente forma:

4.3.2.1 Calculo método Schlumberger

se debe usar esta fórmula:

$$\rho_a = \frac{\pi c(c + d)R}{d}$$

Se debe tener en cuenta que la resistividad calculada por la ecuación es la resistividad relacionada a la profundidad aproximada. Los expertos señalan que las mediciones deben hacerse en diferentes ángulos del terreno, para descartar cualquier posible interferencia que pueda alterar las mediciones, debido a objetos conductores cercanos. De igual forma, se pueden repetir ubicaciones con grados de diferencia, para confirmar la resistividad del terreno.

se debe usar esta fórmula:

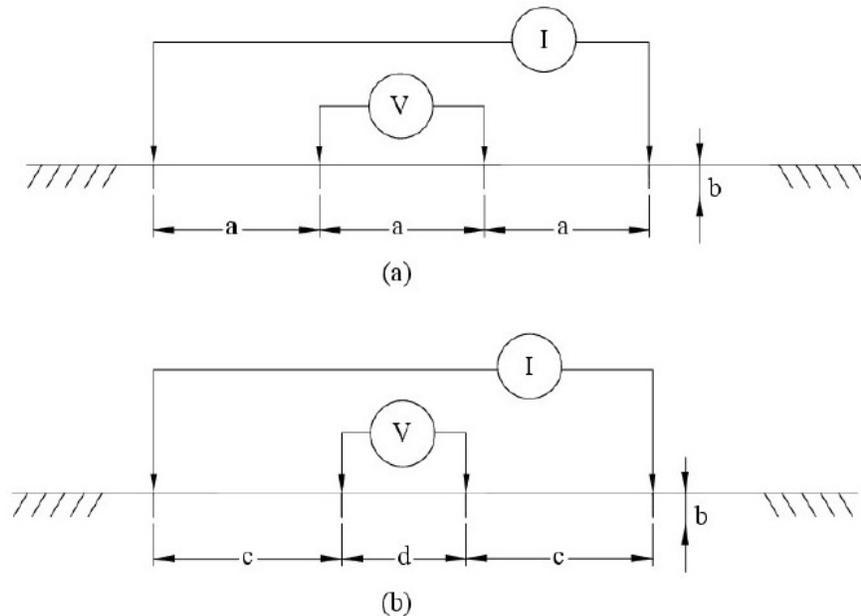
$$\rho_a = \frac{\pi c(c + d)R}{d}$$

Se debe tener en cuenta que la resistividad calculada por la ecuación es la resistividad relacionada a la profundidad aproximada. Los expertos señalan que las mediciones deben hacerse en diferentes ángulos del terreno, para descartar cualquier posible interferencia que pueda alterar las mediciones, debido a objetos conductores

cercanos. De igual forma, se pueden repetir ubicaciones con grados de diferencia, para confirmar la resistividad del terreno.

Figura 21.

Método de Wenner de cuatro puntas equidistantes y método Schlumberger de picas desiguales (



Activar

Fuente. (Sinchi, 2017)

En la gráfica anterior podemos observar el método de Wenner de cuatro puntas equidistantes (a) y el método Schlumberger de picas desiguales (b).

4.3.3 Cálculo Modelo de terreno uniforme

El cálculo del modelo de resistividad del terreno uniforme se puede calcular con las diferentes medidas que se toman de resistividad aparente.

$$\rho_a(av1) = \frac{\rho_a(1) + \rho_a(2) + \rho_a(3) + \dots + \rho_a(n)}{n} \quad [\Omega \cdot m]$$

$\rho a(1), \rho a(2), \rho a(2) \dots \rho a(n)$: Diferentes medidas de la resistividad

aparente.

4.3.4 Cálculos para la resistencia del electrodo o varilla

Los cálculos que se llevan a cabo para la resistencia del electrodo o varilla esta estipulados de esta forma

$$R_v = \left| \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot h^2} \right| \times \left| \ln\left(\frac{4 \cdot h^2}{d^2}\right) - 1 \right| \text{ ecuación}$$

h : longitud de la distancia en que se enterró la varilla

ρ : resistividad de la tierra

d : Corresponde al radio de varilla

Potencia del electrodo

$$V = (\rho \times I) / 2 \cdot \pi \cdot x^2$$

X : distancia de separación entre varillas

4.3.5 Puesta a tierra con varios electrodos o varillas.

Es frecuente utilizar este proceso para minimizar la resistencia relacionada con la puesta a tierra y gradiente de potencial.

Para efectuar este procedimiento se hace los diferentes cálculos:

$$R_{nv} = \left| \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot h^2} \right| \times \left| \ln\left(\frac{8h^2}{d^2}\right) - 1 + \left| \frac{2 \cdot K \cdot 1 \cdot h^2}{\sqrt{(a)}} \right| \times \left| \sqrt{(n) - 1} \right|^2 \right|$$

ρ : resistividad de la tierra

n : número de electrodos o varillas

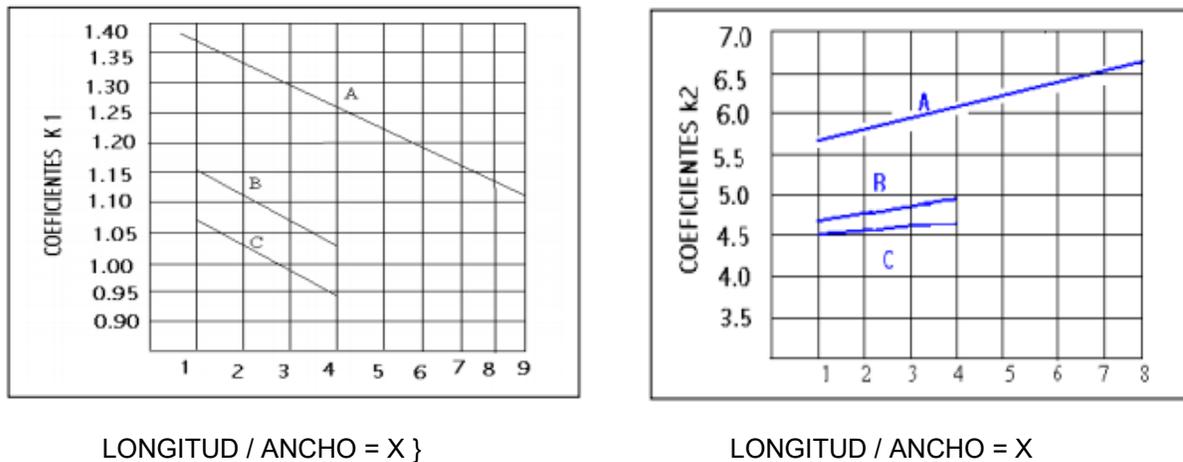
K1, K2: coeficientes determinados por esta formula

$$R_{nv} = (R_v \cdot k) / n$$

O también K1, K2 se puede determinar con el siguiente grafico

Figura 22.

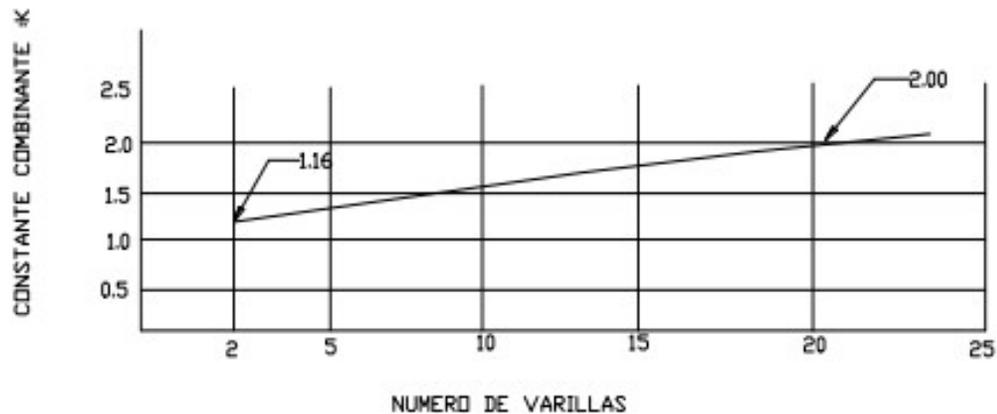
Coeficientes K1 Y K2



Fuente. (Tasipanta, 2002)

Figura 23.

Coeficiente de K



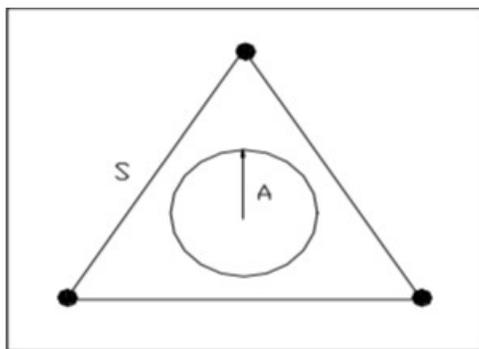
Constante combinan tés para varias varillas o varilla múltiples.

Fuente. (Tasipanta, 2002)

La forma más común en conectar los electrodos cuando una instalación puesta a tierra de varias varillas en paralelo es en triángulo

Figura 24.

Distancia media geométrica del triángulo



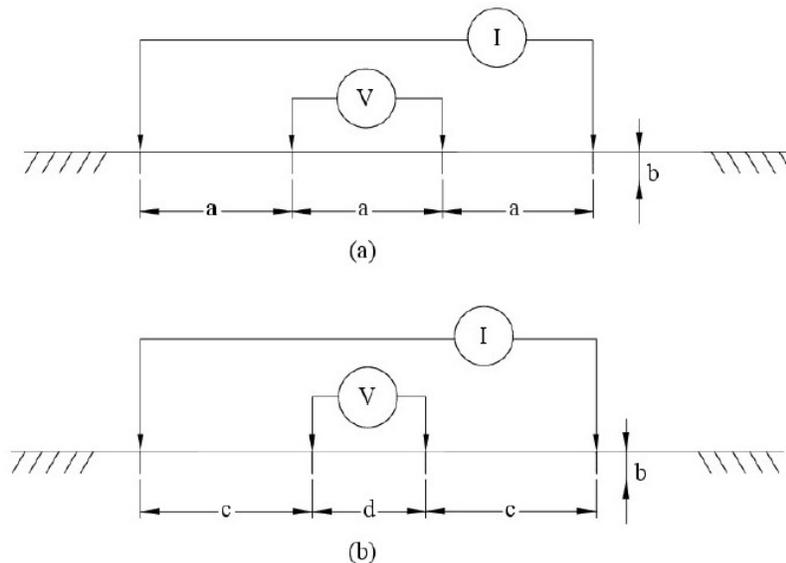
Fuente. (Tasipanta, 2002)

De manera que el valor de A es posible determinarlo a partir de la ecuación:

$$A = 3 \sqrt{(d/2 \times S^2)} \quad (4.6)$$

Figura 25.

Método de Wenner de cuatro puntas equidistantes y método Schlumberger de picas desiguales (



Active

Fuente. (Sinchi, 2017)

En la gráfica anterior podemos observar el método de Wenner de cuatro puntas equidistantes (a) y el método Schlumberger de picas desiguales (b).

4.3.6 Cáculo para las Varillas Químicas

Se presentan la ecuación más utilizada para determinarlos.

$$Rvq = C \times Rv \quad (4.7)$$

4.3.7 Cálculo estudio para el sistema de puesta a tierra con malla

$$N = \sqrt{(Na \times Nb)}$$

Na: cifra de conductores que quieren instalar su sistema a lo ancho en una dirección.

Nb: cifra de conductores en una dirección que se buscan hacer una instalación en la zona larga de la malla.

En la siguiente tabla se reflejan los valores típicos. Seguidamente se determina L

(longitud total del conductor)

$L =$ área y # de segmentos de la malla

Tabla 3.

Valores que representan los típicos de número de divisiones (N) y disociación entre conductores que se encuentran enterrados (D)

N	D (mt)	N	D (mt)
2	120	17	7.5
3	60	18	7.06
4	40	19	6.67
5	30	20	6.32
6	24	21	6
7	20	22	5.71
8	17	23	4.45
9	15	24	5.22
10	13.23	25	5
11	12	26	4.8
12	10.91	27	4.62
13	10	28	4.45
14	9.23	29	4.29
15	8.57	30	4.14

Fuente. (Tasipanta, 2002)

4.3.8 Calculo Seleccionar material y tamaño del conductor

El cálculo de selección del conductor, puede ser determinado bajo la siguiente fórmula:

$$A = (I) / \sqrt{\{ \ln [(T_m - T_a) / (234 + T_a)] + 1 \} / 33.t}$$

En el que:

A = sección del conductor en circular mil.

I = Es la corriente en amperios.

T_m = máxima temperatura permisible en grados centígrados

Ta = es la temperatura ambiental en grados centígrados.

t = Tiempo de duración de la falla en segundos por lo general (3 segundos). El

centro de fusión del cobre oscila en los 1083 °C.

Tabla 4.

Materiales el sistema de puesta a tierra con malla

Descripción	Conductividad del material (%)	temperatura de fusión (0 c)
Cable Estándar de cobre suave	100	1053
Cable de cobre alargado en frio	97	1084
Cable de acero recubierto con cobre	40	1084/1300
Cable de aluminio	61	657
Cable de asociación de aluminio 5005	53.5	660
Cable de combinación de aluminio 6201	52.5	660
Cable de acero forrado con Zinc	8.5	419/1300
Cable de acero inoxidable 304	749	1400

Fuente. (Tasipanta, 2002)

4.3.9 Cálculo de la resistencia de Puesta a tierra.

El cálculo para la resistencia de puesta a tierra de una malla se puede hacer de acuerdo a la fórmula de Laurent o de Schwarz.

Formula de Laurent.

$$R_m = \rho \left[\frac{1}{L} + \sqrt{\frac{20}{A}} \right] \times \left[1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right]$$

Se representa como:

A hace referencia al área que se encuentra ocupada por la malla m².

L Se relaciona con la longitud general del portador enterrado.(m)

ρ resistividad de la tierra (ohmios-m)

h1 hondura de los portadores cubiertos horizontalmente (m)

Formula de Schwarz.

$$R_c = \left| (R_1 \times R_2) - (R_{12})^2 \right| / \left| R_1 + R_2 - 2 \cdot R_{12} \right|$$

Donde,

R1 Hace referencia al punto de resistencia de los conductores ubicados en la malla.

R2 Se compone de la resistencia del total de varillas localizadas en puesta a tierra.

R12 Se encuentra en la resistencia de ambas partes, entre los portadores de la malla y las varillas de puesta a tierra.

$$R_{12} = \left| \rho / (\pi \cdot L) \right| \times \left| \ln(2L/h_2) + K_1 \cdot L / \sqrt{A} - K_2 + 1 \right|$$

$$R_2 = \left| \rho / (2 \cdot \pi \cdot n \cdot h_2) \right| \times \left| \ln(8h_2/d_2) - 1 + h_2 \right| (2 \cdot K_1 \cdot h_2) / \sqrt{a} \left| \times \left| \sqrt{(n) - 1} \right| \right| ($$

$$R_1 = \left| \rho / (\pi \cdot L) \right| \times \left| \ln(2L/h_2) + K_1 \cdot (L / \sqrt{A}) - K_2 \right|$$

Donde:

A es el área ocupada por la malla m².

L longitud total de conductor enterrado. (m)

ρ resistividad de la tierra (ohmios-m)

h1 profundidad de los conductores enterrados horizontalmente (m)

h2 longitud de la varilla enterrada. (m)

K1 y K2 dados por la figura 4 (Coeficiente de K)

d2 diámetro de la varilla (m)

d1 diámetro del conductor de la malla (m)

n número de varillas localizadas en el área

4.3.10 Determinar los gradientes de potencial

Para determinar los gradientes de potencial, inicialmente se debe calcular el máximo aumento del potencial de la red se utiliza la formula

$$U = (K_m \times K_i \times \rho \times I) / (L + 1.2 \times L_r)$$

Donde,

L_c = Distancia total del conductor enterrado.

L_r = Distancia total de la varilla que se encuentra enterrada.

K_m K_i = criterios adjuntos a otros factores como:

a) Cuando el potencial de la malla no sobrepasa la diferencia de potencial o tensión de toque (ED) determinado por la fórmula ($\rho = 2 \cdot \pi \cdot L \cdot R$), mostrando que el diseño de la red es el indicado y no es necesario efectuar su rediseño.

$$K_m = (1 / 2 \pi) \ln (D^2 / 16 \times h \times d) + 1 / \pi \times \ln((3 / 4) (5 / 6))$$

$$K_i = 0.565 + 0.12N.$$

Donde,

I = Corriente de falla que debe desperdiciar el portador. -128-

t = cantidad de tiempo que perdura la falla. K_i , K_m = repetitivas que obedecen de

D = separación de los portadores que se encuentran enterrados de la malla en metros.

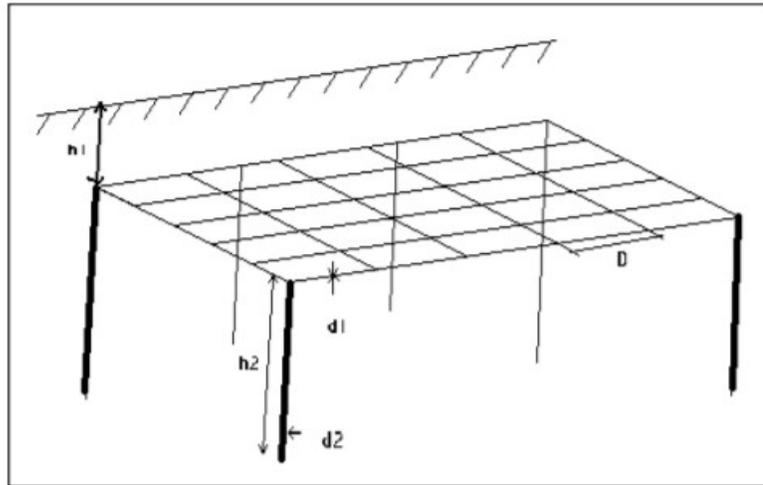
d = Diámetro de los conductores que forman la malla en metros.

h_1 = distancia de fondo en el que está oculta la malla en metros.

N = cifra de segmentaciones de la malla. (Ver figura___)

Figura 26.

Diseño de malla de tierra



Fuente. (Tasipanta, 2002)

En la tabla ___ se pueden evidenciar los valores comunes de duración de la falla, que sirven para definir los valores de t .

Tabla 5.

Calibres mínimos de conductores de cobre para evitar fusión por sobre calentamiento

Duración de la falla en segun- dos	Circular Mils / AMP.		
	Cable desnudo solamente	Cable desnudo uniones solda- das	Cable desnudo Juntas atornilla- das
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

Fuente. (Tasipanta, 2002)

b) Calcular la diferencia de potencial que se presenta en el piso en el externo instante a la red, que de acuerdo con Tasipanta, (2002) se logra:

Al dar el paso largo sobre el piso, mientras está circulando la corriente de falla los pies concatenan una tensión que se las conoce como “voltaje de paso”. El valor de esta diferencia de potencial, cuando está circulando la corriente máxima

de la falla por la red hacia la tierra (p.129)

La ecuación para hacerlo es:

$$U_s = (K_s \times K_i \times \rho \times I) / L \quad (4.20)$$

$$L = (L_c + 1.5 L_r).$$

Donde:

$$K_s = (1 / \pi) [\frac{1}{2}(h) + 1 / (D + h) + 1 / D (1 - 0.5n - 2)] \quad (4.22)$$

K_s = Coeficiente de n , D y h . definidos con anterioridad.

Al respecto el valor debe ser menor al coste del potencial de toque (E_s) que se encuentra con la siguiente ecuación:

$$A_e = (3H)^2 \times \pi = 9 \times \pi \times H^2$$

En el que,

H corresponde a la altura a la cual se sitúa el elemento de ionización; después se determina lo que provoca un rayo sobre la estructura. (N_c)

4.3.11 Cálculo Determinación de la densidad de Rayos a tierra.

Por otro lado, para establecer el valor de D_{GFD} se puede conseguir con la siguiente ecuación:

$$D_{GFD} = 0.04 \times T_d^{1.25} \text{ descargas por año por Km}^2$$

Seguidamente se calcula los posibles casos de descargas atmosféricas en la zona de la estación, debiendo calcular CA al área de toda la zona.

$$CA = (L + 2.R_n) \times (A + 2.R_n)$$

R (radio de acción) es el que se encuentra base a la altura a la cual se va a ins-

talar el elemento de protección contra descargas atmosféricas (varilla Franklin), como se refleja en la tabla

Tabla 6.

Radios de atracción probables.

ELEVACIÓN DE LA ESTRUCTURA H (m)	POSIBLES RADIOS DE AFINIDAD R (m)
5	30,0
7	34,4
8	36,6
9	38,8
10	41,0
12	44,6
14	48,2
15	50,0
16	51,2
18	53,6
20	56,0
22	58
24	60,8
26	63,2
28	65,6
30	68,0
32	69,0
34	70,0
36	71,0
38	72,0
41	74,0
43	75,0
47	77,0
51	78,6
55	80,6
60	82,0

Fuente. (Tasipanta, 2002)

De manera que la posibilidad de descargas en la zona establecida sería:

$P = CA \times 10^{-6} \times GFD$. descarga por año en el área determinada.

Observando el valor que da como resultado es posible observar si se lleva a cabo la instalación de la protección contra descargas atmosféricas directas. Para establecer el periodo de regreso (Re) de la descarga, se utiliza la ecuación, que da un valor en años e indica el tiempo en que la instalación ha de ser impactada e.

$$Re = 1 / P \text{ años}$$

4.3.12 Deducción del tiempo de resguardo de la estación.

La manera en que se realiza este cálculo es con base en la siguiente ecuación:

$$Y'' = Y \cdot (40 / NISO)$$

4.4.13 Deducción y establecimiento de los radios de protección.

En la determinación de los radios de protección es aconsejable que se puedan usar los modelos electro geométrico de cada uno de los métodos de las zonas de protección, de manera que se logre dar protección a cada una de las líneas de energía que entran las instalaciones de los sobrevoltaje y la sobre corriente de los equipos de la locación, estableciendo el método de mayor conveniencia para el apantallamiento, con la misma duración, deben ser resguardadas, las líneas de entrada de datos (señales) de telecomunicaciones eliminando también los lazos de tierra (ingreso de ruido eléctrico en modo normal o común, para lo que existen dos alternativas:

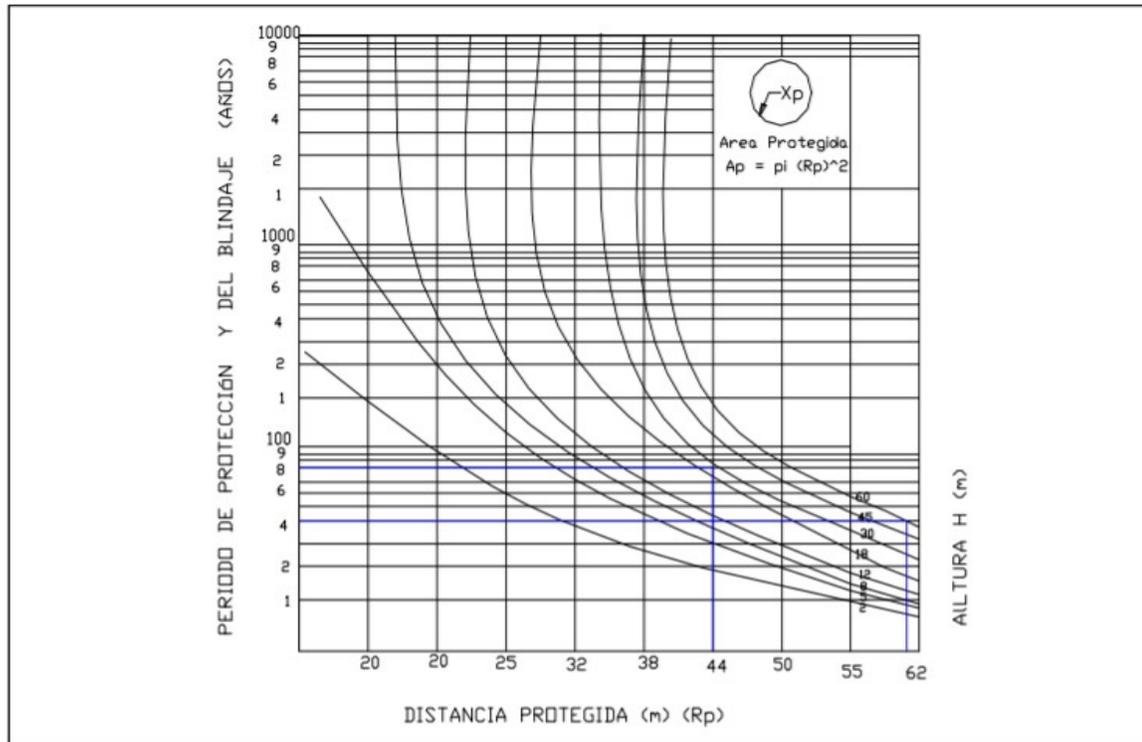
4.4.13.1 Primera alternativa

Inicialmente debe evaluarse la zona de protección, utilizando para ello el modelo electro geométrico de Linck.

Valores de D_{GFD} que representan la densidad de descargas anuales en un Km^2 + el periodo de protección y la altura del elemento = radio de protección (r_p) del área protegida promedio de la siguiente figura.

Figura 27.

Curvas que representan el tiempo de resguardo para un mástil.



Fuente. (Tasipanta, 2002)

Si una vez determinado el radio de protección, se concluye que no envuelve toda el área de la estación, es posible que este llegue a ser aumentado, añadiendo otro medio de defensa contra descargas atmosféricas, calculando posteriormente los dos radios de protección, generando de esta forma traslapes en sus volúmenes de protección, generando un considerable rango de amplitud en la intercepción de los canales de rayos. Seguidamente, utilizando los técnicas del cono de protección, radios de aproximación, Golde y Linck, se llevan a cabo los cálculos de cada una de las formas geométricas de las zonas de protección, buscando confirmar la conveniencia del sistema pro-

puesto, teniendo en cuenta un medio que oscila entre las magnitudes de corrientes de descarga que se esperan mayores a los 10 KA, que poseen un 93% de probabilidad de ocurrencia, lo cual es aceptable, debido a que es inasequible alcanzar el 100% de efectividad en la protección, como puede verse en la tabla 7.

Tabla 7.

Ventanas de protección típicas.

Nivel de protección	Pico de Corriente	Probabilidad máxima de protección
Muy alta	3 KA - 180 KA	99%
Alta	6 KA - 150 KA	98%
Estándar	10 KA - 130 KA	93%
Media	15 KA - 130 KA	85%
Baja	20 KA - 130 KA	75%

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Suposición de la zona de protección de acuerdo al método del cono de protección.

Parámetros de diseño:

Distancia de altura del pararrayos P1

Distancia de altura del pararrayos P2

Para el pararrayo P1.

$$r = h_1; r = h_1 \times \tan 45^\circ$$

$$r = 50.8 \times h^{0.293}$$

Para el pararrayo P2.

$$r = h_1; r = h_1 \times \tan 45^\circ$$

$$r = 50.8 \times h^{0.293} = 50.8 \times (54.13)^{0.293}$$

Cálculo de la zona de protección por el método de Golde

Acorde a la tabla de ventanas de protección típicas:

Nivel de protección estándar 93 %. - estimación de bloqueo inferior recomendado 10 KA.

Carga del canal de conducción de 1 Culomb (ver tabla 7)

Tabla 8.

Probabilidad de la frecuencia de distribución de corriente

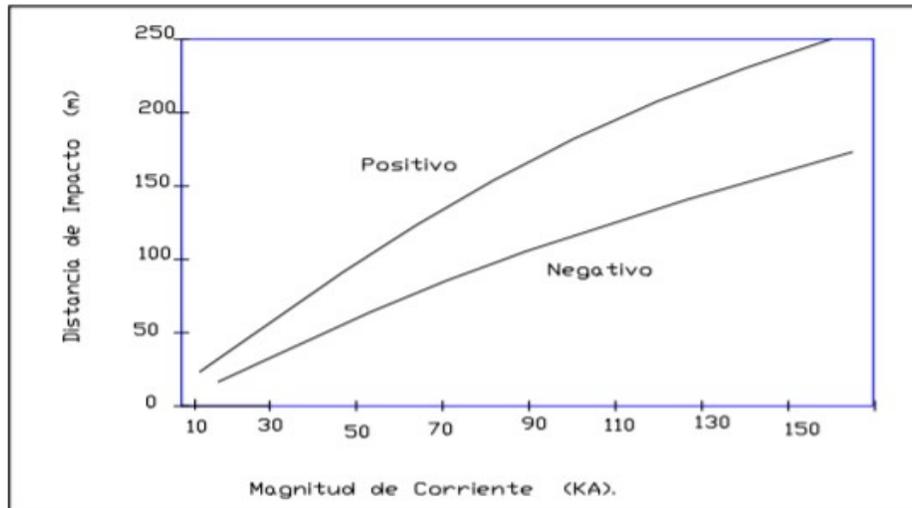
Carga de conducción (Q) (Coulomb)	Pico de corriente I (KA).	Distancia de impacto Di (m).	Distancia de impacto Di (m).	Nivel máximo de protección. (%).
0.5	6.53	33.84	30.04	98
0.7	8.26	39.44	36.27	
0.9	9.85	44.22	41.75	96
→ 1	→ 10.60	46.39	44.29	→ 93
1.3	12.74	52.27	51.30	
1.5	14.08	55.79	55.58	86
1.7	15.37	59.06	59.62	
2	17.22	63.59	65.30	78
2.3	18.99	67.77	70.61	
2.5	20.13	70.39	73.99	
2.7	21.25	72.90	77.25	
3	22.87	76.48	81.94	67
3.5	25.48	82.04	89.33	
4	27.97	87.17	96.27	
4.5	30.38	91.97	102.83	
5	32.70	969.49	109.08	50
6	37.15	104.84	120.8	
7	41.39	112.45	131.70	33
9	49.35	126.45	151.60	
10	53.13	132.27	160.81	22
13	63.84	149.04	186.26	
15	70.59	159.06	201.80	14
18	80.17	172.82	223.50	
20	86.30	181.31	237.08	7
25	100.89	200.68	268.64	
30	114.63	218.04	297.51	2

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Radios de atracción Di 40 m alrededor de, obtenido por medio de la curva representada en la siguiente figura.

Figura 28.

Di con relación a la corriente del rayo



Fuente. (Tasipanta, 2002)

Carga del canal de conducción de 1 Culomb, cifra obtenida de la tabla de Probabilidad de la frecuencia de distribución de corriente.

Radios de atracción alrededor D_i 40 m, logrado a partir de la curva de la figura D_i en función de la magnitud de corriente del rayo

Para el pararrayo P1.

Si cumple con la condición $D_i < h$

Entonces: $r = D_i$

Para el pararrayo P2.

Si cumple con la condición $D_i > h$.

Entonces: $r = (2 \cdot D_i \cdot h - h^2)^{1/2}$

Nota: los radios de la base del cilindro de protección no ofrecen adecuado blindaje contra descargas directas, no obstante, es necesario que cada elemento receptor atrae rayos, y cuanto más grande sea su número, puede ser considerablemente alta la

posibilidad de caída del rayo sobre el área protegida.

4.4.13.2 Segunda alternativa: Instalación del sistema PREVETRON

Este sistema origina un área ionizada más grande y de mayor dinamicidad, eliminando la ineficiencia de la efusión ascendente de conexión con relación al canal descendente que exhibe el tipo de pararrayos convencionales, ya que dispone de fuentes radioactivas que transmiten constantemente partículas, generando una zona ionizada del aire mayor, a la vez que libera electrones, que proporcionan a las descargas de los rayos caminos fáciles en dirección al terminal captor, se ha convertido en un sistema de pararrayos más seguro y confiable, con un mayor radio de cobertura del pararrayos ver tablas 8, 9 y 10); viene en diferentes modelos y versiones.

Tabla 9.

Rp Máximo a una Altura de 20m de los diferentes modelos - Nivel i (d = 20m) radios de protección

H (m) >> Modelos	2	3	4	5	6	7	8	10	15	Max 20(m)
S 6.60	31	47	63	79	79	79	79	79	80	80
S4.50	27	41	55	68	69	69	69	69	70	70
S 3.40	23	35	46	58	58	59	59	59	60	60
TS 3.40	23	35	46	58	58	59	59	59	60	60
TS 2.52	17	25	34	42	43	43	43	44	45	45

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Tabla 10.

Rp Máximo de una Altura de 45m de los diferentes pilotos - Nivel ii (d = 45m) radios de blindaje

H (m) >>	2	3	4	5	6	8	10	15	20	Max 45(m)
Modelos										
S 6.60	39	58	78	97	97	98	99	101	102	105
S4.50	34	52	69	86	87	87	88	90	92	95
S 3.40	30	45	60	75	76	77	77	80	81	85
TS 3.40	30	45	60	75	76	77	77	80	81	85
TS 2.52	23	34	46	57	58	59	61	63	65	70

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Tabla 11.

Rp Máximo a una Altura de 60m de los diferentes modelos- Nivel iii (d = 60m) radios de protección

H (m) >>	2	3	4	5	6	8	10	20	45	Max 60(m)
Modelos										
S 6.60	43	64	85	107	107	108	109	113	119	120
S4.50	38	57	76	95	96	97	98	102	109	110
S 3.40	33	50	67	84	84	85	87	92	99	100
TS 3.40	33	50	67	84	84	85	87	92	99	100
TS 2.52	26	39	52	65	66	67	69	75	84	85

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Esta nueva tecnología se rige por la norma NF C 17 102m y para su instalación deben determinarse factores como:

- Determinación el nivel de protección

Para determinar los niveles de protección primeramente calculamos (Nd) o periodicidad de descargas atmosféricas directas esperadas a caer en el área. La frecuencia promedio anual Nd equivalente sobre una estructura se determina por medio de la siguiente ecuación.

$$Nd = Ng \text{ max. } \times Ae \times 10^{-6} \text{ /año.}$$

En el que:

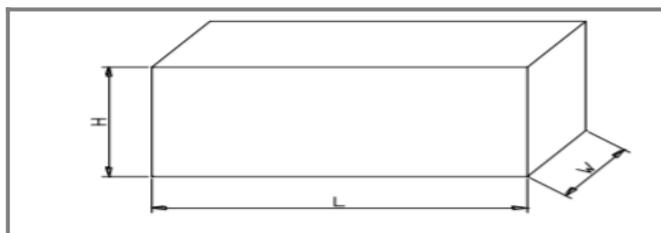
$N_g \text{ max}$ = la densidad promedio de descargas anuales en la región donde la estructura se encuentra (número de descargas de rayos /año / Km^2).

A_e = área equivalente de la estructura aislada en (m^2).

La determinación del Área de la estructura, se encuentra determinada como el área sobre la superficie de la tierra. En el caso del área de una estructura rectangular, la figura siguiente muestra el área a ser protegida en la superficie.

Figura 29.

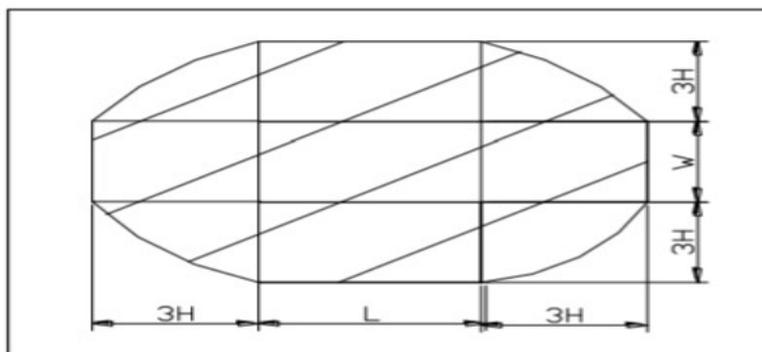
Elemento a ser resguardado contra las descargas atmosféricas



Fuente. (Tasipanta, 2002)

Figura 30.

Área de la superficie apantallada con el dispositivo de cebado



Fuente. (Tasipanta, 2002)

Área para la estructura rectangular:

$$Ae = L \times W + 6H(L + W) + 9\pi \times H^2$$

En estructuras altas, el área apantallada (Ae) será una circunferencia que oscila con un radio de aproximadamente $3H$, siendo:

$$Ae = (3H)^2 \times \pi = 9 \times \pi \times H^2$$

En el que:

H = altura a la cual se coloca el elemento de ionización.

Posteriormente se establecen los motivos de un rayo sobre la estructura. (Nc), mediante el análisis de daños y riesgos, con factores pertinentes, como es el caso de:

- ▶ Tipo de construcción.
- ▶ Contenido de la edificación o estructura.
- ▶ Ocupación en la edificación o estructura.
- ▶ Efectos perjudiciales de las descargas de los rayos.

$$Nc = 5.5 \times 10^{-3} / C$$

$$C = C2 \times C3 \times C4 \times C5$$

Los valores de Nc son determinados por los coeficientes $C2$, $C3$, $C4$, $C5$, (ver tablas 11, 12, 13 y 14).

Tabla 12.

Valores de $C2$

C2 Coeficiente estructural				
Estructura	Techo	Metal	Común	Inflamable
Metal		0,5	1	2
Común		1	1	2,5
Inflamable		2	2,5	3

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Tabla 13.

Valores de C3

C3, Contenido en la estructura	
No se presentan elementos inflamables	1
Valor estándar de elementos inflamables	1
Elementos de inflamación alta.	2
Elementos de inflamación alta y explosivos	3

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Tabla 14.

Valores de C4

C4, Contenido en la estructura	
Desocupada	1
Normalmente ocupada	1
Problemas de evacuación o riesgo de pánico	3

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Tabla 15.

Valores de C5

C5, Consecuencias de rayo	
no es necesario el servicio permanente y no se encuentran efectos negativos en el medio ambiente	1
Necesita de servicio permanente y no presenta efectos negativos en el medio ambiente	5
Efectos nocivos en el medio ambiente	10

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Al establecer el nivel de resguardo, se comparan los valores de N_d y N_c . Con base en las secuelas, se decide el sistema de protección contra el rayo y el nivel de resguardo al que va a ser usado.

Si $N_d \leq N_c$, no requiere un sistema de protección contra descargas atmosféricas

Si $N_d > N_c$, es necesario un sistema de protección contra descargas atmosféricas,

Entonces $E \geq 1 - N_c / N_d$, que selecciona el nivel de protección a ser instalado.

Ver Tabla 15, debiendo observar las especificaciones de la norma.

En la siguiente tabla se reflejan los valores efectivos E, que corresponden a los fines entre el nivel de protección y el nivel de protección calculado.

Tabla 16.

Método para seleccionar el nivel de Protección

E calculado	asociado al nivel de protección	corriente pico I (KA)	Distancia de inicio D (m)
$E > 0 / 98$	Nivel I + medida adicional	-	-
$0.95 < E \leq 0.98$	Nivel III	14.5	60
$0.80 < E \leq 0.95$	Nivel II	9.5	45
$0 < E \leq 0.80$	Nivel I	2.8	20

Fuente. (Tasipanta, 2002)

Seguidamente se determina el punto de protección.

$$E \geq 1 - N_c / N_d. \geq 1 - 0.001 / 1.49 \geq 0.989$$

- Determinación de los radios de protección

El radio de protección de este tipo de pararrayos se debe referir a las siguientes tablas:

Tabla de Rp Máximo a una distancia de altura de 20m de los diversos tipos - Nivel i (d = 20m) radios de protección

Tabla de Rp Máximo a una distancia de altura de 45m de los diversos tipos - Nivel ii (d = 45m) radios de protección

Tabla de Rp Máximo a una distancia de altura de 60m de los diversos tipos - Nivel iii (d = 60m) radios de protección

Para saber del radio de protección R_p del pararrayo PREVETRON con $h > 5$, se utiliza la siguiente formula:

$$R_p = \sqrt{[h(2.D - h) + \Delta L(2.D + \Delta L)]}$$

En el que:

D = Nivel de resguardo para este caso: 60.

ΔL = Trayecto de impacto.

h = altura a la cual se deduce el radio de resguardo presentado, ver figura de Gradiente de potencial en una varilla.

La distancia de impacto (ΔL), se determina utilizando la velocidad del rayo (estimado en $1 \text{ m} / \mu\text{s}$) y el tiempo de reacción del elemento (tiempo de cebado Δt), determinándose en los datos que muestra la tabla de Tiempo de cebado del elemento.

$$\Delta L = V \times \Delta t$$

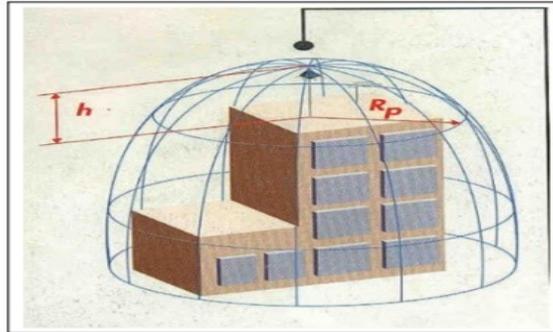
En el que:

V = celeridad de la descarga

Δt = tiempo de cebado del elemento

Figura 31.

Altura a la cual se calcula el radio de protección



Fuente. (Tasipanta, 2002)

4.4 Fase 4. Cálculos analíticos para determinar el diseño de la puesta a tierra y apantallamiento.

Se notó el desarrollo de fórmulas según la normativa para establecer cálculos y poder otorgar con mayor seguridad un adecuado sistema de apantallamiento y puesta a tierra. En estos cálculos se deben considerar las siguientes variables:

- Determinar la resistividad del terreno
- Establecer el área de la locación o estructura donde se va efectuar el sistema puesta tierra o apantallamiento.
- Tener en cuenta posibles tensiones transferidas al exterior, por objetos metálicos que también estén fuera del sitio cubierto por la red de tierra, tales objetos pueden ser tuberías metálicas, mallas conductoras de neutro y blindaje de cables.

4.5 Fase 5. Análisis de resultado.

Se detallaron los cálculos y diseños, para analizar el paso a paso del desarrollo, efectuando que este bajo de los criterios de la norma y así certificar el diseño de la

puesta a tierra, entre ellos se analiza y comprende que cuando el inversor no está expuesto y no se cuenta con una protección también puede ser perjudicado así las estructuras y marcos de los paneles fotovoltaicos tengan puesta a tierra y apantallamiento.

5. Conclusiones

Al unir correctamente las superficies metálicas expuestas entre sí y a la tierra, el contraste de potencial presentado en relación a la tierra y la superficie conductora durante una condición de falla se reduce a casi cero, lo que reduce el potencial de descarga eléctrica. La conexión adecuada a tierra mediante el sistema de conexión a tierra del equipo es esencial, porque la mayor parte del entorno (incluidas la mayoría de las superficies conductoras y la propia tierra) tiene potencial de tierra. Los conductores utilizados para unir las diversas superficies metálicas expuestas se conocen como conductores de puesta a tierra de equipos

Se interpretó que se puede utilizar un electrodo auxiliar en la zona del panel fotovoltaico, teniendo en cuenta que no hay unión con los electrodos de puesta tierra de los inversores o del sistema de corriente por el suelo, si no que deberá unirse a través del conductor de puesta a tierra de equipos para dar un paso a la corriente de falla o si no quedara electrodos de puesta a tierra sueltos en una instalación debido a que se utilizaría a la tierra como conductor de puesta a tierra o sería la unión para que la corriente de falla busque su fuente otra vez.

Se analiza y comprende que cuando el inversor no está expuesto y no cuenta con una protección, se recomienda garantizar la función de aterrizaje de los marcos metálicos. Para esto deberán conectar los marcos y soportes a la barra principal a tierra

Se deduce que un sistema fotovoltaico no debe tener puestas a tierra separadas

del sistema eléctrico convencional y ni del sistema de apantallamiento, se unen todas las puestas a tierras en total por medio de las mallas de tierra.

Es importante calcular el área de captura de descargas atmosféricas ya que esto determina un análisis de riesgo en el área de impacto.

Tanto el módulo fotovoltaico de CA como el microinversor requerirán conexiones a tierra del equipo si hay algún metal expuesto en estos dispositivos. Se requiere una conexión GEC cuando el microinversor conecta el conductor de entrada del inversor negativo o positivo (del módulo fotovoltaico) a tierra a través de la caja del inversor. Muchos fabricantes de microinversores conectarán a tierra el conductor de CC.

Hay que tener en cuenta que los conectores están sujetos a aflojamiento, corrosión o apertura intencional en el campo. Los conectores y conductores también están expuestos a la degradación ambiental, fallas a tierra y daños a los animales.

Otra preocupación es la unión del marco del módulo del microinversor al módulo fotovoltaico cuando la conexión mecánica / eléctrica se rompe en el campo. Cuando se reemplaza el microinversor, se debe restablecer la conexión de unión siguiendo las instrucciones del manual del producto, que han sido evaluadas durante la certificación

6. Recomendaciones

Para las personas que se deciden a recurrir a las energías limpias como la solar para reemplazar la convencional y brindar sostenibilidad del planeta, existen algunas recomendaciones como el hecho de importancia, por supuesto, cumplir con los requisitos de conexión a tierra del equipo del sistema de esta manera puede no ser el mejor método para reducir el daño potencial de las sobretensiones y las sobretensiones de corriente inducidas por rayos. (Tenga en cuenta el uso de la frase "se permitirá", que indica que esto será una opción.) La conexión a tierra del sistema opcional de 250.54 debe considerarse en áreas de alto nivel de rayos, aunque un sistema de protección contra rayos completamente diseñado y listado sería una mejor opción que simplemente agregar electrodos.

Se recomienda garantizar la función de aterrizaje de los marcos metálicos. Para esto se deberán conectar los marcos y soportes a la barra principal a tierra.

En la estimación de la zona de protección de acuerdo a la técnica de Golde, acorde a la tabla de ventanas de protección típicas: se recomienda un nivel de protección estándar 93 %. - Nivel de bloqueo inferior recomendado 10 KA.

7. Referencias Bibliográficas

- Avendaño, A. C., & Ibáñez O., H. F. (julio.diciembre de 2000). Sobretensiones transitorias en sistemas eléctricos. *Revista Tecnura*.(4).
- Dehn. (2013). *White Paper, Protección contra rayos y sobretensiones para sistemas fotovoltaicos instalados en azoteas*. Obtenido de <https://www.dehn-international.com/partners>
- IEEE Std. 142. (2007). *IEEE Recommended Practice for grounding of Industrial and Commercial Power Systems*. Obtenido de "Commercial Power Systems," 2007.
- IEEE Std.1562. (2008). *Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems 2008*.
- Martínez Requena, J., & Toledano Gasca, J. (2001). *Puesta a tierra en edificios y en instalaciones eléctricas*. Paraninfo.
- Morales Osorio, N. (2012). *Sistemas de puestas a tierra*. Chile: ProCobre.
- Mushtak, V., Williams, E. R., & Boccippio, D. J. (2005). Latitudinal variations of cloud base height and lightning parameters in the tropics. *Atmospheric Research*,, 76(1A,S4), 222-230. Obtenido de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0169809505000566>
- Tasipanta, S. C. (julio de 2002). *Estudio e implementación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de protección de la Compañía "HELMERICH AND PAYNE DEL RIG 132"*. Ob-

tenido de Escuela Politécnica del Ejército - Trabajo de grado.

UNESCO. (2015). *La UNESCO y los Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Obtenido de <https://es.unesco.org/sdgs>

UPME . (2003). *Guía de Especificaciones de Sistemas Fotovoltaicos. Unión Temporal ICONTEC – AENE*. Bogotá: ICONTEC – AENE.

Wiles, J. C. (october de 2012). *Photovoltaic System Grounding - Solar America Board for Codes and Standards Report* . Obtenido de Southwest Technology Development Institute, College of Engineering, New Mexico State University.

Wilson, C. T. (1916). On some determinations of the sign and magnitude of electric discharges in lightning flashes. *Proceedings of the Royal Society of London.*, 92(664), 555âA ,S574,. Obtenido de <http://rspa.royalsocietypublishing.org/content/92/644/555.full.pdf>