ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN

"PREVENCIONES EN LA PUESTA A TIERRA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES"

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL

Presentado por:

Portilla Muñoz Jorge Andrés

Álvarez Olarte Kelvin Paul

GUAYAQUIL – ECUADOR

2010

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, por medio de quién todo esto ha sido posible. A mis profesores, profesionales que además de transmitirme sus conocimientos han sabido compartir sus experiencias. Agradezco al M.Sc. Dennys Cortez por su valiosa ayuda en la realización del presente trabajo y a todas las personas que me han brindado su apoyo a lo largo de toda la carrera universitaria.

Jorge.

Agradezco ante todo a Dios, a mis padres, a mis hermanos, a mis amigos y a todos mis profesores que me han apoyado de manera incondicional durante mi carrera universitaria. Agradezco al Ing. Juan Gallo por su genial participación en el desarrollo de nuestra tesis.

Kelvin.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mis padres
Jorge y Narcisa, a mi abuela Teresa,
mi hermana Verónica, y a mi novia Keshia;
quienes en las diferentes etapas de mi carrera
me han dado su cariño, comprensión y aliento.
Jorge.

Dedico este trabajo a mis padres
Evangelina y Enrique que desde el
cielo me está viendo, a mis hermanos
Nelson, Luis, Bladimir, Joffre y Alexandra,
a Dolores, a la señora Consuelo y a mi
esposa Jenniffer; los cuales siempre
estuvieron a mi lado brindándome su apoyo.
Kelvin.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Juan Gallo

Profesor de la Materia de Graduación

Ing. Alberto Larco

Profesor Delegado del Decano

Escaneado con CamScanner

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este proyecto de graduación nos corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Kelvin Álvarez O.

Jorge Portilla M.

RESUMEN

El presente informe se ha dividido en cuatro capítulos cuyo contenido se describe brevemente en los párrafos siguientes. Adicionalmente, al final se han incluido anexos con información complementaria al tema de estudio.

En el primer capítulo de este documento se abordará el marco teórico de los sistemas de puesta a tierra proporcionando conceptos y datos importantes para la comprensión y estudio de dichos sistemas y su aplicación en la seguridad industrial.

En el segundo capítulo se mostrará un extracto de varias normas internacionales, considerando los artículos que son aplicables al correcto diseño e implementación de una puesta a tierra.

Para efectos de analizar un sistema de puesta a tierra mediante un caso práctico se escogieron las instalaciones de la planta Fleischmann ubicada en la ciudad de Duran, Provincia del Guayas. La revisión de las instalaciones, los cálculos pertinentes y las mediciones realizadas estarán abarcadas en el capitulo tres.

Finalmente en el capitulo cuatro se llevará a cabo un análisis de riesgos aplicado al caso práctico estudiado, incluyendo las prevenciones necesarias prestando atención especial a los sistemas de puesta a tierra y luego haciendo un análisis comparativo con la aplicación de dichas prevenciones.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN……..…… 12

DEFINICIONES……..…… 13

1. TEORIA DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

1.1 Justificación de la puesta a tierra…….. 15

1.2 Mediciones de tierras……..…. 16

1.2.1 La tierra y la resistividad……..…….…….. 17

1.2.2 Mediciones de resistencia de electrodos a tierra……..…. 18

1.3 Tipos de sistemas de puesta a tierra……..…. 20

1.3.1 Puesta a tierra de sistemas eléctricos……..……..…. 21

1.3.1.1 Lugar de puesta a tierra del sistema……..…. 23

1.3.2 Puesta a tierra de equipos electrónicos ……...……..…. 24

2. MARCO LEGAL: REGLAMENTOS Y NORMATIVAS APLICADAS A LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

2.1 Aplicación del código eléctrico nacional (NEC)…….…… 27

2.2 Norma mexicana NOM-001……...…..……..…….. 28

2.3 Otras normas internacionales……...……..…… 28

3. ANÁLISIS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA: PLANTA FLEISCHMANN - ECUADOR

3.1 Diagrama unifilar y análisis de cortocircuito……..……. 30

3.2 Reconocimiento del sistema de puesta a tierra existente……..…... 35

3.3 Medición actual del sistema……..…. 39

3.3.1 Procedimiento empleado……..……..…. 39

3.3.2 Resultados obtenidos…….……..…… 40

3.4 Verificación del cumplimiento de normas……. 41

4. PREVENCIONES EN EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

4.1 Análisis de riesgos del sistema actual……..…….……. 49

4.1.1 Identificación de factores de riesgo en el cuarto de transformadores……..……..…. 49

4.1.2 Identificación de factores de riesgo en oficinas (equipos de cómputo)…….. 53

4.1.3 Valoración de factores de riesgo……..... 55

4.2 Aplicación para la reducción de riesgos…..……...…… 57

4.2.1 Prevenciones en el cuarto de transformadores…….. 57

4.2.2 Prevenciones en oficinas (equipos de cómputo)……... 60

4.3 Análisis de riesgos considerando las prevenciones sugeridas en el sistema……..….. 61

4.3.1 Nueva valoración de factores de riesgo…….……. 61

4.4 Comparación de resultados y obtención del grado de corrección.. 63

4.4.1 Comparación en el cuarto de transformadores …..…….. 63

4.4.2 Comparación en oficinas (equipos de cómputo)…….…... 64

4.5 Justificación de la inversión en aplicar las prevenciones recomendadas……..... 65

4.5.1 Obtención del factor de costo……..... 65

4.5.2 Cálculo de la justificación de la inversión (J)…….. 68

CONCLUSIONES…… 67

ANEXOS…… 69

BIBLIOGRAFIA…… 88

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1. 1 Método de caída de potencial……..……..19

Fig. 1. 2 Conexión en sistema: Una fase, dos hilos……..21

Fig. 1. 3 Conexión en sistema: Una fase, tres hilos……..21

Fig. 1. 4 Conexión en sistema: trifásico con un hilo común a todas las fases……. 22

Fig. 1. 5 Conexión en sistema: trifásico conectado en delta……..… 22

Fig. 1. 6 Conexión de neutro a tierra……..…… 23

Fig. 1. 7 Sistema convencional – no aislado…….……..…… 24

Fig. 1. 8 Sistema de tierra aislada……...… 25

Fig. 1. 9 Conexión de tomacorrientes de tierra aislada…….……...… 25

Fig. 3. 1 Diagrama unifilar de la planta…… 30

Fig. 3.2 Ubicación de la conexión del sistema de puesta a tierra en el cuarto de transformadores…….……...… 36

Fig. 3. 3 Ubicación del electrodo de puesta a tierra…….. 36

Fig. 3. 4 Barra de conexiones de puesta a tierra……... 37

Fig. 3. 5 Sistema de puesta a tierra para equipos de cómputo – exteriores oficinas……..… 38

Fig. 3. 6 Equipo de medición AEMC 4610…….……. 39

Fig. 4. 1 Transformador de 500 KVA sin datos de aceite en placa……. 52

Fig. 4. 2 Cuarto de servidores en el área de oficinas……...…. 54

Fig. D. 1 Conexión del equipo al electrodo del cuarto de transformadores y al área de oficinas…….....……...… 81

Fig. D. 2 Medición de la distancia “a”…….……. 82

Fig. D. 3 Electrodo de corriente enterrado……..……... 82

Fig. D. 4 Electrodo de potencial ubicado al 62% de “a”…….…...… 83

Fig. D. 5 Realizando una medición…….……..… 84

INTRODUCCIÓN

La razón principal de la existencia de un sistema de puesta a tierra es la protección de las personas respecto a choques eléctricos producidos por contactos indirectos en una situación de falla.

El uso de sistemas eléctricos conectados a un sistema de puesta a tierra generalmente lleva asociada la presencia de altas corrientes como consecuencia de fallas a tierra. En términos prácticos, esto tiene como consecuencia el origen de voltajes de toque y paso que pueden resultar peligrosos para las personas o para los equipos.

Es por esto que nos hemos planteado como objetivos para el presente trabajo, realizar una evaluación de riesgos sustentada por una inspección a las instalaciones de una planta real, principalmente en su sistema de puesta a tierra. Otro objetivo perseguido es que, con la ayuda de la normativa aplicable se puedan sugerir prevenciones en el sistema de puesta a tierra que logren disminuir o hasta extinguir los riesgos.

Se pretende también que el alcance del análisis de riesgos abarque otros tipos de factores de riesgo que no sean de carácter eléctrico, y sin embargo puedan afectar a quienes realizan labores relacionadas a los sistemas de puesta a tierra.

DEFINICIONES

Falla a tierra.- Es la conexión no intencional entre un conductor de un circuito eléctrico no conectado a tierra y cualquier parte metálica de equipos, encerramientos o diversos medios para transportar conductores eléctricos (electro canales). [1]

Puesta a tierra.- La puesta a tierra comprende toda conexión eléctrica entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo con el objetivo de conseguir que entre el conjunto de instalaciones, edificios y la superficie próxima del terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo permita el paso a tierra de las corrientes de falla o las descargas de origen atmosférico que puedan presentarse. [2]

Conexión Equipotencial.- Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase, no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos. [3]

Electrodo de puesta a tierra.- Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo. [3]

Contacto directo.- Es el contacto de personas o animales con conductores activos de una instalación eléctrica. [3]

Contacto indirecto.- Es el contacto de personas o animales con elementos puestos accidentalmente bajo tensión. [3]

Voltaje de toque.- Es la diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia horizontal es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo. [3]

Voltaje de paso.- Es la diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (aproximadamente un metro). [3]

1. TEORÍA DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

1.1 Justificación de la puesta a tierra

La puesta a tierra de instalaciones eléctricas está relacionada con la seguridad. El sistema de puesta a tierra se diseña normalmente para cumplir dos funciones de seguridad.

La primera es establecer conexiones equipotenciales. Toda estructura metálica conductiva expuesta que puede ser tocada por una persona, se conecta a través de conductores al sistema de puesta a tierra. La mayoría de los equipos eléctricos se aloja en el interior de cubiertas metálicas y si un conductor energizado llega a entrar en contacto con éstas, la cubierta también quedará temporalmente energizada. La conexión a un sistema de puesta a tierra es para asegurar que, si tal falla ocurriese, entonces el potencial sobre todas las estructuras metálicas conductivas expuestas sea virtualmente el mismo.

En otras palabras, la conexión eléctrica iguala el potencial en el interior del local, de modo que las diferencias de potencial resultantes son mínimas. [4]

La segunda función de un sistema de puesta a tierra es garantizar que, en el evento de una falla a tierra, toda corriente de falla que se origine, pueda retornar a la fuente de una forma controlada. Por una forma controlada se entiende que la trayectoria de retorno está predeterminada, de tal modo que no ocurra daño al equipo o lesión a las personas. La conexión a tierra no es de capacidad infinita e impedancia nula. Sin embargo, la impedancia del sistema de tierra debiera ser lo bastante baja de modo que pueda fluir suficiente corriente de falla a tierra para que operen correctamente los dispositivos de protección para interrumpir el flujo de corriente. [4]

1.2 Mediciones de tierras

El factor más importante de una puesta a tierra no es el electrodo en sí, sino la resistividad del suelo mismo, por ello es requisito conocerla para calcular y diseñar la puesta a tierra de sistemas. Para llevar a cabo esta tarea se ha estudiado las características de los diferentes tipos de suelos y han desarrollado algunos métodos para, mediante la utilización de equipos especializados, llevar a cabo las mediciones de sistemas de puesta a tierra. [5]

1.2.1 La tierra y la resistividad

La resistividad del suelo es la propiedad que tiene éste para oponerse al paso de la corriente eléctrica, es conocida además como la resistencia específica del terreno. En su medición, se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno bajo estudio, ya que éstos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, obteniéndose lo que se denomina "Resistividad Aparente", a la cual llamaremos simplemente "Resistividad del Terreno". [5]

La resistividad del terreno varía ampliamente a lo largo y ancho del globo terrestre, estando determinada por diversos factores como:

- Sales solubles
- Composición propia del terreno
- Estratigrafía
- Granulometría
- Estado higrométrico
- Temperatura
- Compactación

1.2.2 Mediciones de resistencia de electrodos a tierra

Es posible obtener el valor de la resistencia a tierra en sistemas de puesta a tierra ya existentes, para esto se tienen varios métodos de medición de resistencia de una toma a tierra.

Uno de los más utilizados es el de caída de potencial, también conocido como el método del 62% o de los tres puntos.

Método de Caída de Potencial

Consiste en hacer circular una corriente eléctrica a través del sistema de tierra objeto de estudio, midiendo al mismo tiempo los valores de caída de potencial que el paso de esta corriente provoca entre el sistema y un electrodo de potencial utilizado como referencia para la medición. Además del electrodo de potencial, el circuito está constituido por un electrodo de corriente cuya finalidad es cerrar el circuito que permite circular la corriente por el sistema a medir. [6]

La ubicación del electrodo de corriente (C), estará en función de las dimensiones del sistema de puesta a tierra a medir, de forma tal que se considere en el infinito. Un criterio empírico supone una distancia mínima de partida igual a 5 veces la diagonal mayor del sistema a medir. [6]

La distancia del electrodo de potencial estará en función de la ubicación del electrodo de corriente. Si se tiene en cuenta la interacción mutua, sistema de puesta a tierra – electrodo de potencial – electrodo de corriente, su ubicación más factible desde el punto de vista teórico es 0.62 la distancia del electrodo de corriente, de allí que se llame al método también como del 62%. [6]

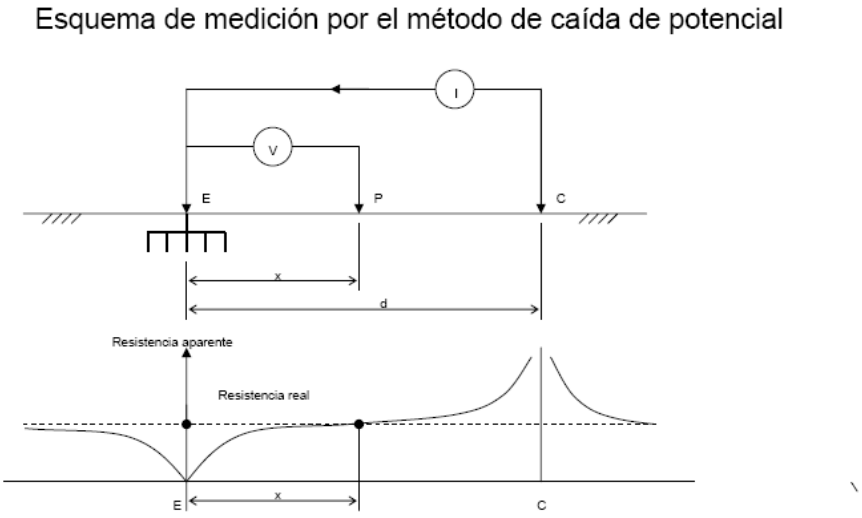


Fig. 1. 1 Método de caída de potencial

Si realizamos mediciones, ubicando el electrodo de potencial en diferentes posiciones entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente, obtendremos una curva de potencial o resistencia aparente. La zona estable de la curva (véase fig. 1.1) nos indica la resistencia real del sistema a medir. [6]

Esta zona estable debe cumplir con la condición de que tres puntos contiguos de la misma no presenten una diferencia mayor de un 10 %. [6]

1.3 Tipos de sistemas de puesta a tierra

Existen diversos tipos de sistemas de puesta a tierra siendo el propósito de los mismos lo que los diferencia. Por ejemplo si se requiere protección contra voltajes elevados provenientes de rayos, desfogue para descargas atmosféricas, protección contra contactos no intencionales con conductores de diferentes tensiones, contactos indirectos por fallas de aislamiento, neutralizar cargas electrostáticas o evitar la destrucción de elementos semiconductores de equipos electrónicos sensibles.

Así, según el objetivo que se busque se ha desarrollado diferentes tipos de sistemas de puesta a tierra que aunque son similares, difieren en ciertos parámetros y por la normativa que los rige.

En este trabajo abordaremos dos de ellos: Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos, Puesta a Tierra de Equipos Electrónicos.

1.3.1 Puesta a tierra de sistemas eléctricos

En los siguientes sistemas en corriente alterna se conectará a tierra:

a. **Una fase, dos hilos:** El conductor de tierra o retorno.

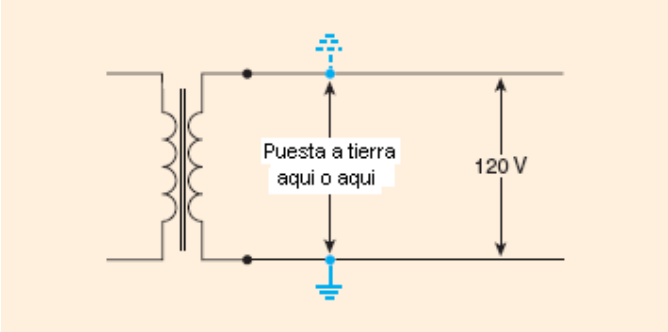


Fig. 1. 2 Conexión en sistema: Una fase, dos hilos

b. **Una fase, tres hilos:** El conductor de retorno en la derivación central del secundario del transformador.

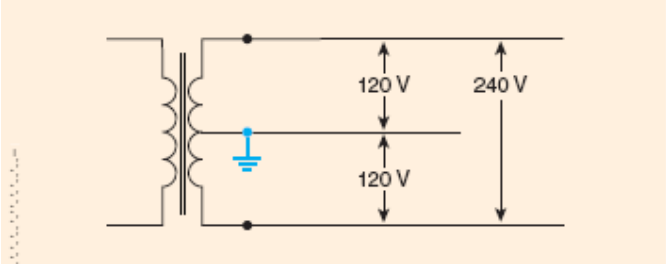


Fig. 1. 3 Conexión en sistema: Una fase, tres hilos

c. **Sistemas trifásicos que tienen un hilo común a todas las fases o conectados en Y:** El conductor común o neutro en la fuente (subestación eléctrica, generador y tablero principal).

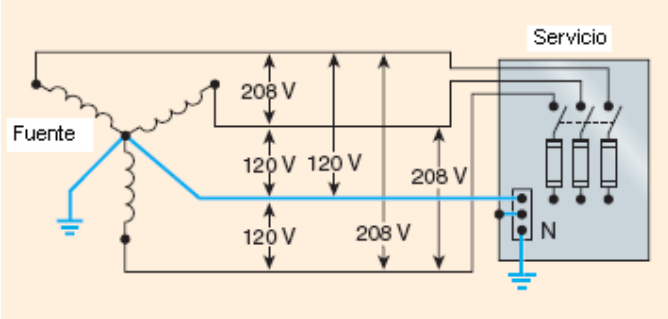


Fig. 1. 4 Conexión en sistema: trifásico con un hilo común a todas las fases

d. **Sistemas trifásicos conectados en Delta:** El conductor en la derivación central de cualquiera de los tres devanados de la fuente.

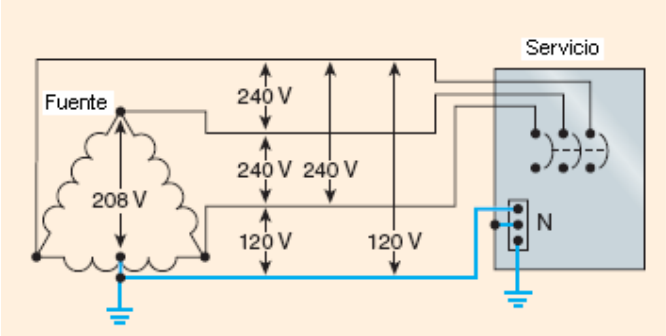


Fig. 1. 5 Conexión en sistema: trifásico conectado en delta

1.3.1.1 Lugar de puesta a tierra del sistema

Los sistemas de corriente alterna deben conectarse a tierra en cualquier punto accesible entre el secundario del transformador que suministra energía al sistema, y el primer elemento de desconexión o de sobrecarga (disyuntor principal). [5]

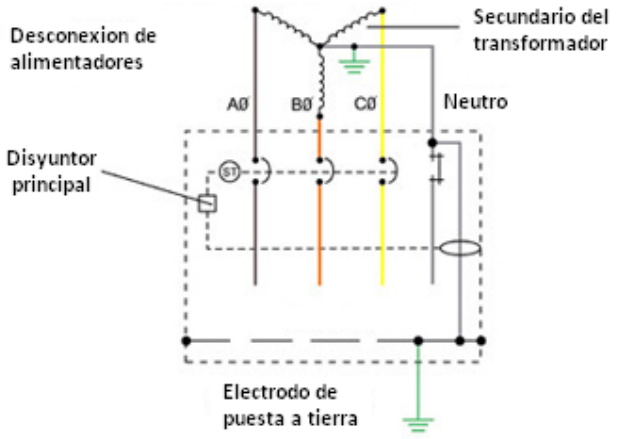


Fig. 1. 6 Conexión de neutro a tierra

El calibre del conductor de puesta a tierra del sistema puede ser dimensionado según el calibre de los conductores de alimentación del sistema eléctrico. La tabla 250-66 del NEC (Anexo A) muestra los valores correspondientes.

Cuando la alimentación principal no esté conformada por un conductor por fase, sino que hay más de un conductor en paralelo por fase; se hace el cálculo sobre la sección de los conductores en paralelo y con este dato se ubica el equivalente en la misma tabla 250-66 del NEC (Anexo A)

1.3.2 Puesta a tierra de equipos electrónicos

El esquema convencional para equipos electrónicos se muestra en la siguiente figura.

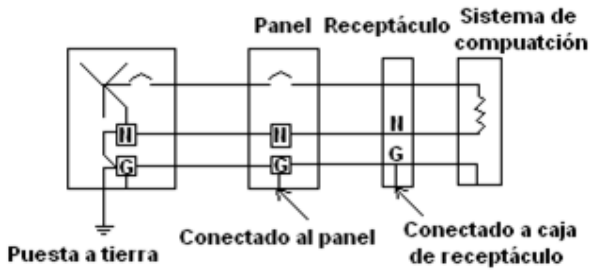


Fig. 1. 7 Sistema convencional – no aislado

Este esquema encuentra su uso en las instalaciones de computadores personales (PCs) donde únicamente existe alumbrado y algún otro equipo eléctrico, tal como en los pequeños comercios o en las viviendas. [5]

Existe también el esquema de puesta a tierra aislada que consiste en que el terminal de puesta a tierra del tomacorriente que alimentará a equipos electrónicos vaya aislado hasta el punto de conexión con la puesta a tierra del sistema eléctrico, es decir que el conductor de puesta a tierra no debe conectarse ni a la caja metálica del tomacorriente ni a ninguna canalización; este tipo de conexión se muestra en la figura 1.8 y 1.9. [5]

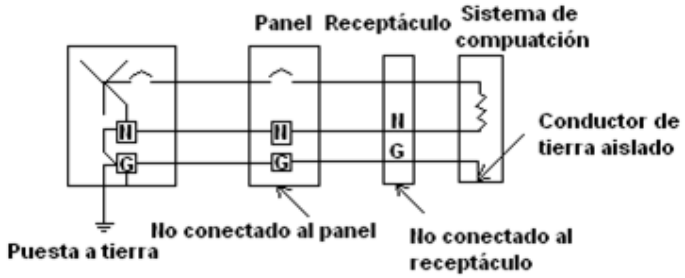


Fig. 1. 8 Sistema de tierra aislada

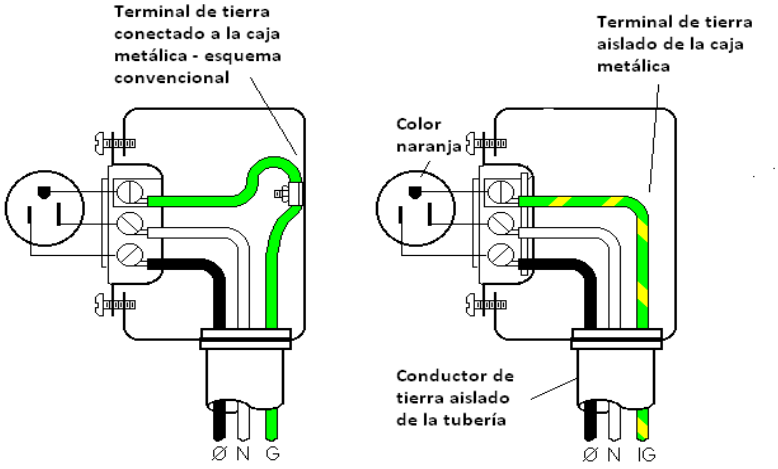


Fig. 1. 9 Conexión de tomacorrientes de tierra aislada

Así se ayuda a reducir el ruido de modo común, que es cualquier señal indeseable que es común a todos los conductores del circuito simultáneamente con respecto a tierra. [5]

2. MARCO LEGAL: REGLAMENTOS Y NORMATIVAS APLICADOS A LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERA

Para definir las normas aplicativas se tomaron las siguientes consideraciones:

- Aquellas de carácter general u orientado hacia sistemas de corriente alterna.
- Aquellas que son violadas con más frecuencia.
- Aquellas consideradas como básicas en el diseño.

2.1 Aplicación del código eléctrico nacional (NEC)

110.9.- Rango de interrupción.

250.4(A)(2).- Conectando los equipos eléctricos a tierra.

250.30(A)(1).- Puesta a tierra de sistemas derivados de corriente alterna.

250.50.- Sistema de electrodos de puesta a tierra.

250.66.- Calibre del conductor a la varilla de tierra.

250.80.- Electro canales y tableros de servicio.

2.2 Norma mexicana NOM-001

250-32.- Carcasas y canalizaciones de la acometida.

250-43(a).- Armazones y estructuras de tableros de distribución.

250-71(b).- Puente de unión con otros sistemas.

250-81.- Sistema de electrodos de puesta a tierra.

250-91(a).- Conductor del electrodo de puesta a tierra.

2.3 Otras normas internacionales

IEEE Std 141-1993 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.

5.8.3.1.- Protección de sobre intensidad de fase.

7.3.1.- Puesta a tierra de equipos de cómputo.

7.5.2.- Valores aceptables recomendados.

IEEE Std 142-1991 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.

5.5.1. - Conexión mono punto.

IEEE Std 1100 2005 ieee recommended practice for powering and grounding electronic equipment

8.5.- Consideraciones de puesta a tierra.

IEEE Std 80-2000 guide for safety in AC substation grounding

10.4.- Puesta a tierra de tableros.

El texto de las normas antes mencionadas se incluye en el Anexo B.

3. ANÁLISIS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA:

PLANTA FLEISCHMANN - ECUADOR

3.1 Diagrama unifilar y análisis de cortocircuito

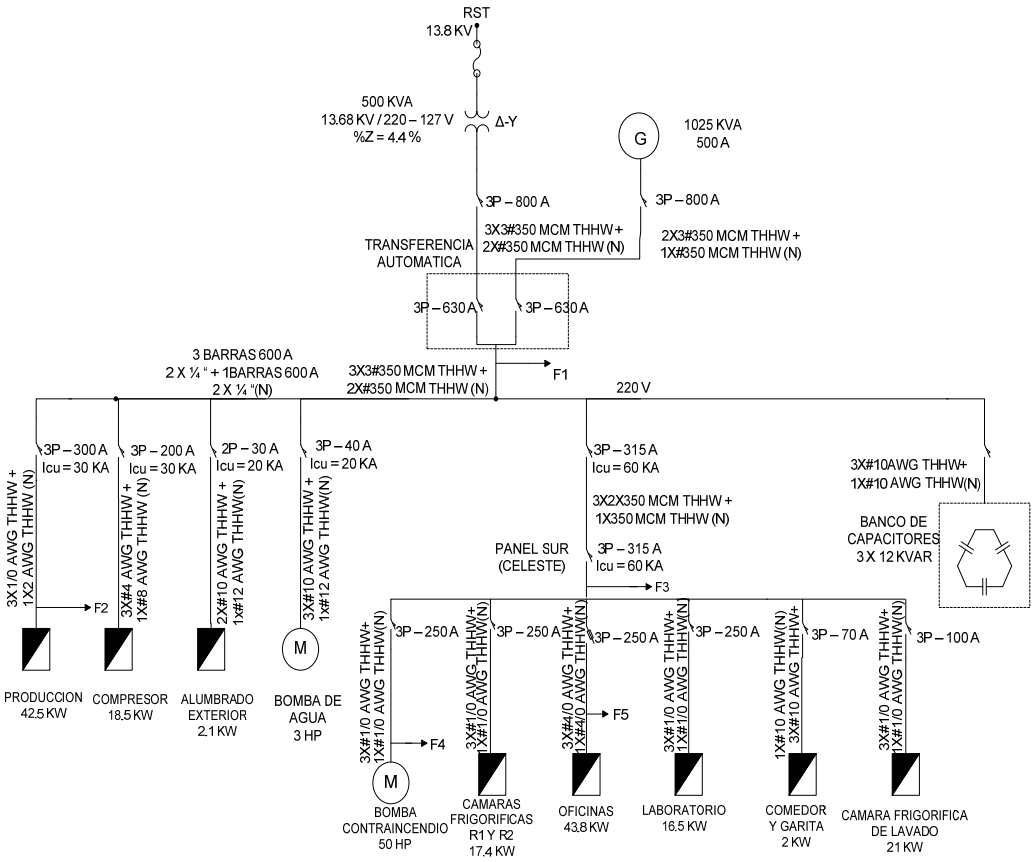


Fig. 3. 1 Diagrama unifilar de la planta

Calculo de cortocircuito monofásico (falla a tierra) utilizando método punto a punto

Datos del transformador:

Potencia = 500KVA

$\boldsymbol{E_{L-n}} = 127V$

%Z transformador = 4.4

F1 (Barras principales de alimentación)

Para saber la magnitud de la corriente de falla monofásica en las barras del tablero principal, calculamos la corriente a plena carga del transformador.

$$I_{FLA} = \frac{KVAx1000}{E_{L-n}x1.732}$$

$$I_{FLA} = \frac{500x1000}{127x1.732}$$

$$I_{FLA} = 2273.09A$$

Ahora obtenemos el factor multiplicador del transformador, el cual servirá para calcular la corriente de cortocircuito del transformador.

$$Multiplicador = \frac{100}{\%Z\ transfromador}$$

$$Multiplicador = \frac{100}{4.4} = 22.72$$

Conociendo la corriente a plena carga y el factor multiplicador del transformador, determinamos la corriente de cortocircuito monofásica en el secundario del transformador.

$$I_{SCA(L-N)} = I_{FLA} x Multiplicador$$

$$I_{SCA(L-N)} = 2273.09 x 22.72$$

$$I_{SCA(L-N)transformador} = 51644.60A$$

Corriente de cortocircuito monofásica en el secundario del transformador

Ahora calculamos el factor “f” para fallas monofásicas mediante la siguiente fórmula:

$$f = \frac{2xLxI_{L-N}}{CxnxE_{L-N}}$$

Donde

L es la longitud del conductor desde la fuente hasta la falla medida en pies.

I L-N es la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador.

C es una constante que depende del calibre del conductor (véase la tabla del Anexo C).

n es el número de conductores por fase.

E L-N es el voltaje de línea a neutro en el secundario del transformador.

$$f = \frac{2x16.4x51644.60}{8925x1x127}$$

$$f = 1.494$$

Calculado el factor “f” podemos obtener el factor multiplicador “M” según la fórmula:

$$M = \frac{1}{1+f}$$

$$M = \frac{1}{1 + 1.494}$$

$$M = 0.400$$

Finalmente calculamos la corriente de cortocircuito monofásica en las barras del tablero principal multiplicando el factor M por la corriente de cortocircuito de la fuente de potencia (transformador).

$$I_{SCA(L-N)} = I_{SCA(L-N)transformador} x\ M$$

$$I_{SCA(L-N)} = 51644.60x0.400$$

$I_{SCA(L-N)} = 20657.84A$	$Corriente\ de\ cortocircuito\ monofásica\ en\ las\ barras\ de\ 600\ A\ 2x\ {}^{1}/_{4}"$

Con este mismo procedimiento y a partir de la corriente de cortocircuito monofásico del transformador se puede hallar la corriente de falla en cualquier punto del sistema eléctrico de la planta. En la siguiente tabla se muestran los valores obtenidos de corriente de falla en los puntos señalados en el diagrama unifilar de la planta.

Tabla de corrientes de corto circuito monofásico

Áreas						
Corrientes de corto circuito monofásicas L - N (A)	Secundario del transformador	Barras de 600 A	Producción	Panel sur	Bomba contra incendio 50 HP	Oficinas
	51644.60	20657.84	2499.59	4854.59	482.53	2915.67

3.2 Reconocimiento del sistema de puesta a tierra existente

La planta de Fleischmann-Ecuador, ubicada en Durán, cuenta actualmente con un sistema de puesta a tierra compuesto por un electrodo en el cuarto de transformadores y un grupo de electrodos en el área de oficinas, por este motivo el presente trabajo solo abarca el análisis en materia de riesgos para estas dos áreas. De igual manera el marco teórico y legal cubrieron solo los campos concernientes a los sistemas de puesta a tierra en sistemas eléctricos (cuarto de transformadores) y en equipos de cómputo (área de oficinas).

En las siguientes imágenes se puede observar la situación física del electrodo en el cuarto de transformadores.

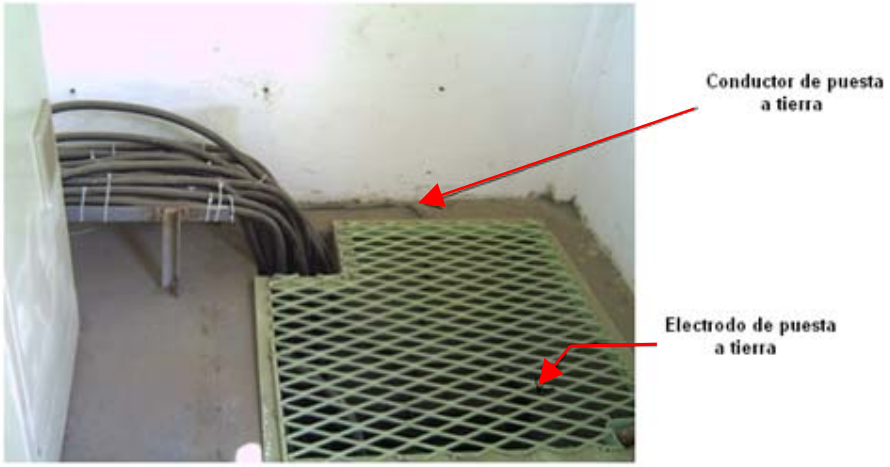


Fig. 3. 2 Ubicación de la conexión del sistema de puesta a tierra en el cuarto de transformadores

Fig. 3. 3 Ubicación del electrodo de puesta a tierra

En la siguiente imagen se muestra la barra a la cual está conectado el electrodo y se hace la toma de tierra para el transformador y la celda de media tensión.

Fig. 3. 4 Barra de conexiones de puesta a tierra

Dado que las instalaciones son antiguas y han existido modificaciones en cuanto a instalaciones eléctricas y ubicación física de maquinarias, se pudo observar en algunos lugares vestigios de lo que en algún momento fue la toma de puesta a tierra para tableros, algunas máquinas, el taller de mantenimiento, etc.

Cabe resaltar que, el no contar con una política de mantenimiento clara ha hecho que se descuiden las instalaciones, incluyendo el sistema de puesta a tierra. Sin embargo en años recientes se creó la necesidad de implementar un sistema de puesta a tierra en el sector de las oficinas por la existencia de servidores y equipos de comunicaciones además de todas las computadoras de la empresa que están alimentadas por medio de UPS.

Es así como se observa en los exteriores del área de oficinas la existencia de tres electrodos de puesta a tierra conectados en forma triangular a una distancia de dos metros el uno del otro aproximadamente.

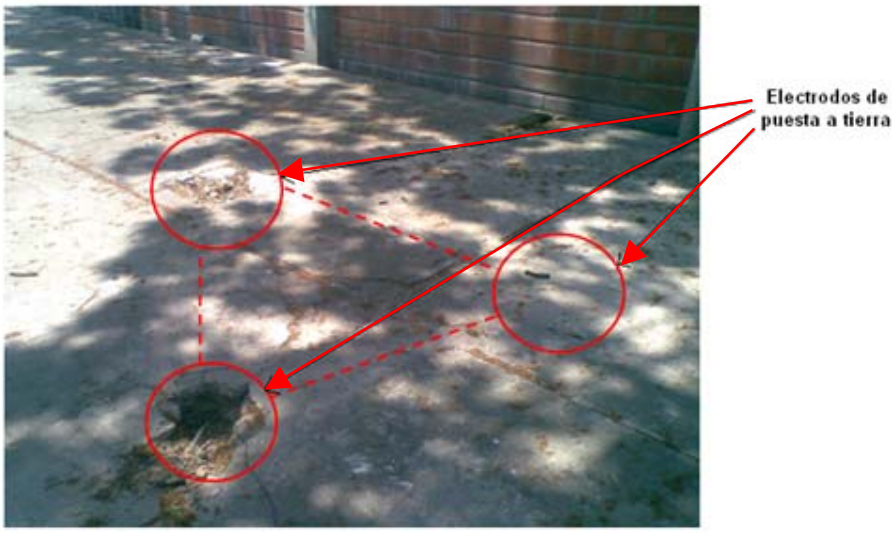


Fig. 3. 5 Sistema de puesta a tierra para equipos de cómputo – exteriores oficinas

3.3 Medición actual del sistema

Para el presente trabajo se procedió a tomar mediciones en las dos tomas de puesta a tierra existentes en la planta, tanto en el electrodo del cuarto de transformadores como en los electrodos de las oficinas.

3.3.1 Procedimiento empleado

Para realizar la medición del sistema de puesta a tierra existente se utilizó el método de la Caída de Potencial o del 62%.

El equipo de medición utilizado es el telurómetro modelo 4610 de la marca AEMC Instruments y el procedimiento seguido fue el sugerido en el manual del mencionado equipo (véase el Anexo D).

Fig. 3. 6 Equipo de medición AEMC 4610

3.3.2 Resultados obtenidos

Los valores obtenidos en las mediciones fueron los siguientes:

Medición en Cuarto de Transformadores

Distancia al electrodo de corriente (distancia “a”)

a = 36 m.

Distancia al electrodo de potencial (aproximadamente 62% de “a”)

62% de a = 21.8 m.

$R_{62\%}$	$R_{52\%}$	$R_{72\%}$
1.9 Ω	1.89 Ω	1.9 Ω

Medición en Exteriores de Oficinas

Distancia al electrodo de corriente (distancia “a”)

a = 42 m.

Distancia al electrodo de potencial (62% de “a”)

62% de a = 26m.

R62%	R52%	R72%
1.92 Ω	1.92 Ω	1.92 Ω

3.4 Verificación del cumplimiento de normas

- **Dispositivos de protección contra cortocircuitos y rangos de interrupción.**

NEC 110.9.- Rango de interrupción.

IEEE Std 141-1993 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. - 5.8.3.1 Protección de sobre intensidad de fase.

Las normas antes mencionadas requieren parámetros que **sí se cumplen** en la instalación inspeccionada, ya que los disyuntores estaban correctamente dimensionados para la carga que alimentaban. Además cumplen con la capacidad de manejo de la corriente de falla dado que, según el análisis de cortocircuito la mayor corriente esperada es de alrededor de 22 kA y los disyuntores instalados manejan hasta 63 kA en caso de falla.

- **Valores de Resistencia de Puesta a Tierra**

IEEE Std 141-1993 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.- 7.5.2 Valores aceptables recomendados.

Según la norma citada, las tomas de puesta a tierra **si cumplen** con los requerimientos tanto del NEC como de la IEEE al contar con valores menores a los 2Ω como se pudo observar en las tablas de resultados de las mediciones.

- **Interconexión de Sistemas de Puesta a Tierra**

NEC 250.30(A)(1).- Puesta a tierra de sistemas derivados de corriente alterna.

NEC 250.50.- Sistema de electrodos de puesta a tierra.

NOM-001 250-71(b).- Puente de unión con otros sistemas.

NOM-001 250-81.- Sistema de electrodos de puesta a tierra.

IEEE Std 142-1991 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.- 5.5.1 Conexión mono punto.

El sistema actual en los equipos de cómputo **no cumple** las normas ya que se encuentra totalmente separado de la puesta a tierra del Sistema Eléctrico (Cuarto de Transformadores) siendo requisito la unión en un solo punto de ambos sistemas para obtener una única referencia y equipotencialidad. Esto además permite el buen funcionamiento de los equipos de respaldo de energía eléctrica (UPS).

- **Conductores para la conexión de electrodos de Puesta a Tierra**

NEC 250.66.- Tamaño del conductor a la varilla de tierra.

NOM-001 250-91(a).- Conductor del electrodo de puesta a tierra.

El conductor de puesta a tierra del Cuarto de Transformadores **no cumple** con lo especificado en la tabla 250.66 del NEC ni con la tabla 250-95 de la

NOM-001 ya que como alimentadores de entrada existen 2 conductores 350MCM por fase, lo que equivaldría en la tabla a la clasificación entre 600 y 1000MCM, teniendo como calibre mínimo de conductor de puesta a tierra un 2/0 en cobre. En la actualidad existe un cable de calibre 1/0 desnudo y en mal estado.

En contraste, el sistema de puesta a tierra de equipos de cómputo (área de oficinas) **si cumple** con esta especificación, ya que los conductores que alimentan al panel principal de dicha área son de calibre 4/0, uno por cada fase. Verificando en la tabla 250.66 del NEC el mínimo calibre del conductor de puesta a tierra en este caso debería ser un #2 AWG en cobre. El calibre del conductor existente para la conexión a los electrodos es 2/0 con lo cual se cumplen las normas.

- **Puesta a tierra de tableros, canalizaciones y estructuras metálicas.**

NEC 250.4(A)(2).- Conectando los equipos eléctricos a tierra.

NEC 250.80.- Electro canales y tableros de servicio.

NOM-001 250-32.- Carcasas y canalizaciones de la acometida.

NOM-001 250-43(a).- Armazones y estructuras de tableros de distribución.

IEEE Std 1100 2005 ieee recommended practice for powering and grounding electronic equipment.- 8.5 Consideraciones de puesta a tierra.

IEEE Std 80-2000 guide for safety in AC substation grounding.-10.4 Puesta a tierra de tableros.

Todas las normas citadas arriba coinciden en que los tableros, las canalizaciones metálicas, las carcasas de los equipos, y en general toda parte o estructura metálica que en caso de falla pueda energizarse debe ser conectada a tierra.

Estas normas **sí se cumplen** en la celda de media tensión y la carcasa del transformador, ya que se encuentran conectados al sistema de puesta a tierra. Sin embargo, el tablero del disyuntor principal y el tablero de distribución principal que se encuentran en el mismo cuarto no están conectados al sistema de puesta a tierra, ni tampoco lo están el resto de tableros que se encuentran alrededor de la planta, por lo que en esos casos **no cumplen** con la normativa expuesta.

- **Puesta a tierra de equipos de cómputo.**

IEEE Std 141-1993 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.- 7.3.1 Puesta a tierra de equipos de cómputo.

Sí se cumple esta norma ya que los servidores, los UPS's y los equipos de cómputo en general están conectados a tierra y tienen su propio sistema de puesta a tierra ubicado en las cercanías al área a proteger.

4. PREVENCIONES EN EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para llevar a cabo un análisis de riesgos derivados del buen o mal funcionamiento del Sistema de Puesta a Tierra y posteriormente conseguir la reducción de estos riesgos mediante la implementación de correcciones y prevenciones en dicho sistema se utilizará el método propuesto por William T. Fine.

El método Fine es del tipo probabilístico, es decir que, mediante la ponderación de diversas variables de la inspección nos permite obtener un grado de peligrosidad de cada riesgo, estableciendo magnitudes que determinan la urgencia de las acciones preventivas. Una vez obtenidas las magnitudes se ordenan según su grado de peligrosidad. Este método es útil aplicarlo en puestos de trabajos concretos y definidos.

El grado de peligrosidad se determina en base a tres factores:

- Consecuencias: Se definen como el daño, debido al riesgo que se considera, más grave razonadamente posible, incluyendo desgracias personales y daños materiales. [7]

- Exposición: Es la frecuencia con la que se presenta la situación de riesgo, siendo tal que el primer acontecimiento indeseado iniciaría la secuencia del accidente. [7]

- Probabilidad: posibilidad de que, una vez presentada la situación de riesgo, se origine el accidente. Habrá que tener en cuenta la secuencia completa de acontecimientos que desencadenan en el accidente. [7]

La fórmula para calcular el Grado de Peligrosidad (GP) es la siguiente:

$$GP = \text{Consecuencias} \times \text{Exposición} \times \text{Probabilidad}$$

4.1 Análisis de riesgos del sistema actual.

En la inspección realizada se pudo identificar los riesgos que se derivan de las deficiencias en el sistema de puesta a tierra de la planta de Fleischmann.

Este análisis de riesgos se realizará en los **dos puntos** específicos inspeccionados en la planta, a saber el **Cuarto de Transformadores y las Oficinas (Equipos de Cómputo).** Para esto se enlistarán los factores de riesgo identificados para posteriormente proceder a valorarlos cualitativa y cuantitativamente. Se utilizará como guía la clasificación y procedimientos proporcionados por el GTC 45. [8]

4.1.1 Identificación de factores de riesgo en el cuarto de transformadores.

Factores de Riesgo Eléctricos.

1. El sistema de puesta a tierra está comprendido por un solo electrodo de puesta a tierra. Según el valor de corriente de cortocircuito obtenida, un solo electrodo no garantiza dar un desfogue

eficaz de esta corriente en caso de falla, pudiendo dar origen a niveles de voltajes elevados y peligrosos en las instalaciones.

2. El conductor de conexión al electrodo de puesta a tierra del sistema actual es de calibre 1/0 y se encuentra en muy mal estado. Estas condiciones del conductor de puesta a tierra no garantizan la adecuada conducción de la corriente de falla al electrodo.

3. El panel que contiene el disyuntor principal no está conectado al sistema de puesta a tierra, lo que implicaría una condición peligrosa al poder originarse un contacto indirecto en caso de una falla con la estructura del tablero.

4. El electro canal que lleva los conductores de alimentación desde el transformador hasta el tablero del disyuntor principal no está puesto a tierra lo que puede producir un peligro en caso de una falla de aislamiento de los conductores.

Factores de Riesgo Locativos.

5. El cuarto de transformadores presenta una excesiva suciedad y falta de orden ya que se encuentran restos de materiales no utilizados como trozos de cables o plásticos, ocasionando riesgos de tropiezos, caídas o de que los restos inflamables se enciendan en caso de cortocircuito.

6. También hay un riesgo latente en la ubicación de la toma de puesta a tierra ya que se encuentra en un hoyo de más de un metro de profundidad y solo tapado con una reja metálica sobrepuesta. Además, por ese mismo hoyo salen los conductores que suministran energía a parte de la planta.

Factores de Riesgo Físicos.

7. Falta de iluminación en el lugar ya que la luz, natural o artificial, no llega a lugares donde se realizan trabajos como el hoyo donde se encuentra el electrodo de puesta a tierra ni detrás de los tableros.

Factores de Riesgo Químicos.

8. Por la existencia de un transformador trifásico de 500 KVA el cual no contiene información técnica respecto al refrigerante que usa, si está libre de PCB's. En caso de explosión podría liberar sustancias tóxicas muy peligrosas para los seres vivos.

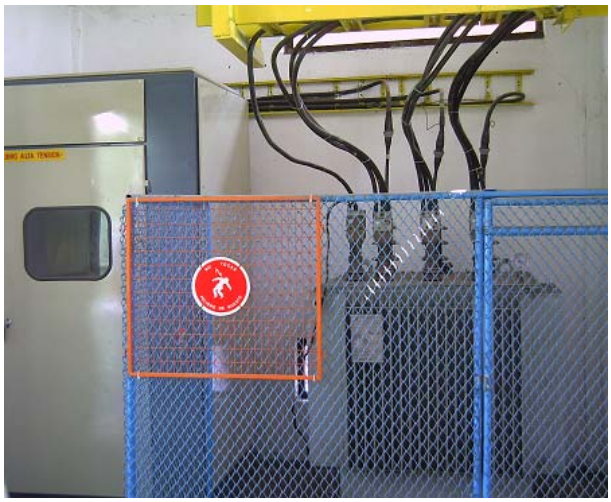


Fig. 4. 1 Transformador de 500 KVA sin datos de aceite en placa

4.1.2 Identificación de factores de riesgo en oficinas (equipos de cómputo).

Factores de Riesgo Eléctricos.

1. Conexión de puesta a tierra expuesta, sin tubería ni canalización, que podría ser desconectada al tropezarse o enredarse con el conductor.

2. Puesta a tierra de equipos de cómputo y puesta a tierra del sistema eléctrico no se unen nunca lo que no proporciona equipotencialidad en caso de falla poniendo en riesgo al personal y a los equipos electrónicos.

3. Conductores de alimentación y de datos desordenados, se encuentran mezclados y pasan sin canalización por en medio del área de trabajo. El aplicarles accidentalmente una fuerza excesiva podría arrancarlos dando posibilidad a cortocircuitos o descargas que podrían afectar a personas y dañar los equipos. Este factor de riesgo se puede observar en la siguiente imagen.

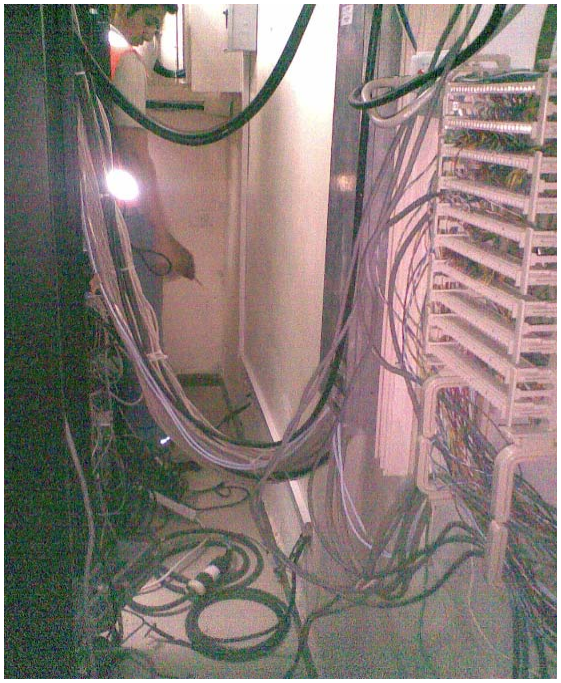


Fig. 4. 2 Cuarto de servidores en el área de oficinas

Factores de Riesgo Locativos.

4. Área de trabajo estrecha entre los paneles de los servidores, paneles eléctricos, equipos de telecomunicaciones y sistema contraincendios. Dificultad de maniobra y movimiento que podría desembocar en torceduras de extremidades, caídas y daños de equipos.

Factores de Riesgo Físicos.

5. Iluminación deficiente en el Cuarto de Servidores. Poca visibilidad entre los dos paneles de servidores que funcionan en el lugar, lo que podría provocar enredos con los cables, desconexión o daño de equipos.

4.1.3 Valoración de factores de riesgo.

Una vez realizada la identificación de los factores de riesgo que se extrajeron de la inspección de las instalaciones de Fleischmann se procederá a dar una valoración cualitativa y cuantitativa de dichos riesgos.

El valor económico que se usa como base para esta ponderación es el del avalúo de las instalaciones, que según Fleischmann están valoradas en $700 000. Como se mencionó anteriormente el método utilizado será el propuesto por William T. Fine.

Las ponderaciones han sido tomadas de la tabla 1 descrita en el Anexo G.

Área	Tipo de Factor de Riesgo	Número de Factor Riesgo	Consecuencias	Exposición	Probabilidad	GP
Cuarto de transformadores	Eléctrico	1	25	2	1	50
Cuarto de transformadores	Eléctrico	2	25	2	1	50
Cuarto de transformadores	Eléctrico	3	15	3	3	135
Cuarto de transformadores	Eléctrico	4	15	1	1	15
Cuarto de transformadores	Locativo	5	1	3	0,5	1,5
Cuarto de transformadores	Locativo	6	5	2	0,5	5
Cuarto de transformadores	Físico	7	1	2	1	2
Cuarto de transformadores	Químico	8	25	2	1	50
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Eléctrico	1	5	2	0,5	5
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Eléctrico	2	15	2	0,5	15
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Eléctrico	3	5	3	1	15
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Locativo	4	5	3	1	15
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Físico	5	5	3	1	15

Grado de peligrosidad en Cuarto de Transformadores (Suma total)	**308,5**
Grado de peligrosidad en Oficinas (Suma total)	**65**

Según la Tabla 3 del Anexo G, el Cuarto de Transformadores esta clasificado con un **riesgo alto** y necesita corrección inmediata. Para el caso del área de oficinas conlleva un **riesgo notable** y se requiere corrección necesaria urgente.

4.2 Aplicación para la reducción de riesgos.

4.2.1 Prevenciones en el cuarto de transformadores.

Medidas para reducir factores de riesgo eléctrico.

1. Realizar un estudio para implementar un nuevo sistema de puesta a tierra. El nuevo sistema debería contar con al menos ocho electrodos de ocho pies de largo, ubicados en el perímetro de una malla de 14x8 metros formada por conductores calibre 2/0 AWG. En el Anexo E se encuentra la hoja de cálculo del diseño sugerido.

2. Cambiar el conductor de conexión a los electrodos por uno de calibre apropiado según la tabla 6 del Anexo B y considerando el cálculo de la corriente de cortocircuito.

3. Conectar al sistema de puesta a tierra todos los tableros de distribución de la planta.

4. Conectar al sistema de puesta a tierra todos los electro canales.

Medidas para reducir factores de riesgo locativos.

5. Realizar una limpieza exhaustiva del lugar.

6. Reubicar el punto de conexión del sistema de puesta a tierra en un lugar más cómodo y accesible del cuarto de transformadores y colocar una tapa que preste más seguridad en el hoyo donde se encuentra actualmente el electrodo de puesta a tierra.

Medidas para reducir factores de riesgo físicos.

7. Aumentar la cantidad de luminarias para que toda el área de trabajo quede completamente alumbrada. Para esto se realizaron los cálculos pertinentes, tomando en cuenta el tipo de lugar y el tipo de lámparas utilizadas, dando como resultado la necesidad de tener tres luminarias para una iluminación apropiada. Por este motivo, se requiere la instalación de una luminaria adicional a las dos ya existentes en el cuarto de transformadores.

Medidas para reducir factores de riesgo químicos.

8. Realizar un análisis al aceite del transformador para verificar que esté libre de PCB's, en caso contrario se hace necesario cambiar el transformador.

4.2.2 Prevenciones en oficinas (equipos de cómputo).

Medidas para reducir factores de riesgo eléctrico.

1. Colocar el conductor de conexión de puesta a tierra en una canalización a fin de evitar accidentes y desconexión del conductor.

2. Unir los sistemas de puesta a tierra, tanto del sistema eléctrico como de equipos de cómputo para lograr la equipotencialidad y dar seguridad a las personas y proteger a los equipos.

3. Separar los conductores de alimentación de los de datos para evitar enredos y tropiezos y transportarlos por electro canales.

Medidas para reducir factores de riesgo locativos.

4. Reubicar los paneles de servidores, paneles eléctricos, equipos de telecomunicaciones y sistema contraincendios a un lugar con mayor área para facilitar el mantenimiento y operación.

Medidas para reducir factores de riesgo físicos.

5. Aumentar potencia lumínica para tener una mejor visibilidad en las acciones de operación y mantenimiento. Se realizó un análisis según el tipo de área, teniendo como resultado la necesidad de instalar una luminaria adicional a las dos que actualmente existen.

4.3 Análisis de riesgos considerando las prevenciones sugeridas en el sistema.

4.3.1 Nueva valoración de factores de riesgo.

Una vez realizadas las prevenciones recomendadas para reducir o de ser posible eliminar los factores de riesgo se procederá nuevamente a dar una valoración cualitativa y cuantitativa de dichos factores de riesgo.

Las ponderaciones han sido tomadas de la tabla 1 descrita en el Anexo G.

Área	Tipo de Factor de Riesgo	Número de Factor Riesgo	Consecuencias	Exposición	Probabilidad	GP
Cuarto de transformadores	Eléctrico	1	1	2	1	2
Cuarto de transformadores	Eléctrico	2	1	2	1	2
Cuarto de transformadores	Eléctrico	3	1	2	3	6
Cuarto de transformadores	Eléctrico	4	1	1	1	1
Cuarto de transformadores	Locativo	5	1	2	0,5	1
Cuarto de transformadores	Locativo	6	1	2	0,5	1
Cuarto de transformadores	Físico	7	1	2	1	2
Cuarto de transformadores	Químico	8	1	2	1	2
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Eléctrico	1	1	1	0,5	0,5
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Eléctrico	2	1	1	0,5	0,5
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Eléctrico	3	1	1	1	1
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Locativo	4	1	3	1	3
Oficinas (Equipos de Cómputo)	Físico	5	1	3	1	3

Grado de peligrosidad en Cuarto de Transformadores	**17**
Grado de peligrosidad en Oficinas (Equipos de Cómputo)	**8**

4.4 Comparación de resultados y obtención del grado de corrección.

4.4.1 Comparación en el cuarto de transformadores.

Grado de peligrosidad en Cuarto de Transformadores *sin* prevenciones	**308,5**
Grado de peligrosidad en Cuarto de Transformadores *con* prevenciones	**17**

Grado de Corrección (Cto. Transf.) = (1 – 17/308,5) * 100%

Grado de Corrección (Cto. Transf.) = 94,48 %

El valor del **Grado de Corrección** que se usará es de **2** dado que se llego a una reducción en los riesgos que supera el 75%, pero no se llego a eliminar completamente el riesgo. Estas ponderaciones pueden observarse en la tabla 2 del anexo G.

4.4.2 Comparación en oficinas (equipos de cómputo).

Grado de peligrosidad en Oficinas (Equipos de Cómputo) sin prevenciones	**65**
Grado de peligrosidad en Oficinas (Equipos de Cómputo) con prevenciones	**8**

Grado de Corrección (Eq. Comp.) = (1 – 8/65) * 100%

Grado de Corrección (Eq. Comp.) = 87,70 %

El valor del **Grado de Corrección** en esta área también es de **2** dado que en este caso se llego a reducir los riesgos en más del 75% pero tampoco

se alcanzó a eliminar completamente el riesgo. Estas ponderaciones pueden observarse en la tabla 2 del anexo G.

4.5 Justificación de la inversión en aplicar las prevenciones recomendadas.

La fórmula para calcular la Justificación de la inversión es:

$$\mathbf{J} = \frac{\boldsymbol{GP}}{(\boldsymbol{FC} * \boldsymbol{GC})}$$

Donde

J es la Justificación

GP es el Grado de Peligrosidad sin correctivos

FC es el Factor de Costo

GC es el Grado de Corrección

4.5.1 Obtención del factor de costo

La ponderación de este término se encuentra en la tabla 2 del anexo G. Para obtener este factor se requiere saber cuanto costaría realizar la implementación de todas las prevenciones sugeridas para reducir los riesgos.

A continuación se enlistan los trabajos a realizar en cada área con los materiales necesarios y su respectiva cotización, los valores dados son referenciales.

- **Cuarto de transformadores**

Descripción	Valor
Diseño e instalación de nuevo Sistema de Puesta a Tierra	$ 6000,00
Conectar al sistema los tableros de distribución y canalizaciones de la planta	$ 600,00
Limpieza y ordenamiento del Cuarto de Transformadores	$150,00
Instalación de una nueva luminaria en el Cuarto de Transformadores	$ 60,00
Análisis de aceite del Transformador y mantenimiento preventivo del Transformador	$ 1250,00
Total	$ 8060,00

Considerando que la mayor corrección en el cuarto de transformadores implicaría un nuevo sistema de puesta a tierra y teniendo en cuenta el resto

de prevenciones sugeridas se obtuvo un costo total por las mejoras de $8060,00. Este valor se encuentra en el rango de $7000 a $17500 en gastos, por lo cual se ha dado al Factor de Costo una valoración de **4**.

- **Oficinas (Equipos de Cómputo)**

Descripción	Valor
Interconexión del Sistema de Puesta a Tierra de oficinas con el Sistema General de la Planta	$ 1500,00
Instalar canalizaciones para los conductores de puesta a tierra	$ 150,00
Separar y reordenar cableado de datos y de fuerza y transportarlos por electro canales	$ 450,00
Instalación de una nueva luminaria en el Cuarto de Equipos de Cómputo	$ 60,00
Reubicación de racks, paneles eléctricos y equipos de telecomunicaciones en Cuarto de Servidores	$ 1250,00
Total	$ 3410,00

En las oficinas (equipos de cómputo) los costos en las prevenciones alcanzarían los $3410,00. Este rubro recae en el rango de $700 a $7000 por lo que el Factor de Costo recibe un valor de **3** para esta área.

4.5.2 Cálculo de la justificación de la inversión (J).

Cuarto de Transformadores.

$$J = 308,5 / (4*2)$$

$$J = 38,56$$

Área de Oficinas (Equipos de Cómputo).

$$J = 65 / (3*2)$$

$$J = 10,83$$

Comparando los resultados obtenidos con los valores de la tabla 4 del anexo G, podemos observar que la inversión en las prevenciones que se sugirieron realizar en el **Cuarto de Transformadores** estaría **Muy Justificada** al obtener un valor de **J** igual a 38,56 siendo este mayor a 20. En cambio, la inversión en las **Oficinas (Equipos de Cómputo)**, según la

tabla antes mencionada estaría **Probablemente Justificada** por alcanzar un valor de 10,83 que recae en el rango de 10 a 20.

CONCLUSIONES

En estas instancias del presente documento, en vista de la consideración de que *la vida no tiene precio* y que es de común interés minimizar las pérdidas y los gastos por accidentes laborales y en particular en nuestra área de competencia, los sistemas de puesta a tierra, se concluye lo que se muestra a continuación.

1. Algo evidente en la inspección realizada, es la existencia de dos sistemas de puesta a tierra independientes entre sí, uno en el cuarto de transformadores conformado por un solo electrodo y otro en los exteriores de las oficinas administrativas (equipos de cómputo) constituido por tres electrodos. Según la norma IEEE Std 142-1991 numeral 5.5.1 (Véase Anexo B) se requiere la interconexión de estos dos sistemas para mejorar la evacuación de la corriente de falla y minimizar los riesgos y los factores de riesgo como tales.

2. Según la evaluación de riesgos realizada en los puntos de estudio en la planta de Fleischmann se concluye que la planta no posee un sistema de puesta a tierra que brinde seguridad para el personal y los equipos puesto que presenta grandes deficiencias, al no estar adaptado totalmente a las normas aplicadas. Por tal motivo, se realizó el diseño de

un nuevo sistema de puesta a tierra para el cuarto de transformadores teniéndose como resultado un aumento muy significativo de las dimensiones del sistema, como se puede apreciar en el Anexo E, tabla de resultados.

3. Del análisis del caso de estudio presentado podemos determinar la necesidad de realizar evaluaciones de riesgos en forma periódica, atendiendo a la evolución de la planta; tales como, crecimiento, ampliaciones desordenadas y/o provisionales, que atentan contra la seguridad personal y material dentro de las instalaciones.

4. En este trabajo también se pudo abarcar el análisis de otros tipos de riesgo, que sin ser del tipo eléctrico redundan en situaciones peligrosas para la integridad de los trabajadores. Este es el caso de la iluminación de las áreas estudiadas, según el cálculo efectuado (véase Anexo F) se concluye la necesidad de adicionar una luminaria más en cada área, minimizando significativamente el riesgo sin incurrir en gastos onerosos.

5. En el caso práctico de estudio abarcado en el presente proyecto se puede concluir que el valor económico que se requeriría invertir para la implementación de las prevenciones sugeridas, está justificado tal como se puede apreciar en el capítulo 4 numeral 5; puesto que este valor

siempre será menor que las posibles pérdidas humanas y materiales que pudieran suscitarse en caso de una eventual materialización de los riesgos existentes.

Anexo A

Tabla 250.66 del NEC

Table 250.66 Grounding Electrode Conductor for Alternating-Current Systems

Size of Largest Ungrounded Service-Entrance Conductor or Equivalent Area for Parallel Conductors[a] (AWG/kcmil)		Size of Grounding Electrode Conductor (AWG/kcmil)	
Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum[b]
2 or smaller	1/0 or smaller	8	6
1 or 1/0	2/0 or 3/0	6	4
2/0 or 3/0	4/0 or 250	4	2
Over 3/0 through 350	Over 250 through 500	2	1/0
Over 350 through 600	Over 500 through 900	1/0	3/0
Over 600 through 1100	Over 900 through 1750	2/0	4/0
Over 1100	Over 1750	3/0	250

Anexo B

Normativa utilizada

- **Aplicación del Código Eléctrico Nacional (NEC)**

110.9.- Rango de interrupción.- Los dispositivos destinados a interrumpir corrientes de falla deberían tener un rango adecuado para interrumpir la corriente que estaría presente en sus terminales en caso de existir una falla.

250.4(A)(2).- Conectando los equipos eléctricos a tierra.- Partes metálicas de equipos eléctricos deben ser conectadas a tierra para limitar el voltaje a tierra sobre estos materiales.

250.30(A)(1).- Puesta a tierra de sistemas derivados de corriente alterna.- Puente de unión.- Un puente de unión será usado para conectar los sistemas puestos a tierra separadamente.

250.50.- Sistema de electrodos de puesta a tierra.- Todos los sistemas de puesta a tierra deben ser empalmados para formar un sistema de puesta a tierra único.

250.66.- Calibre del conductor a la varilla de tierra.- En el lado del equipo del servicio, el tamaño del conductor a la varilla de tierra estará basado en el mayor conductor del servicio de entrada y será dimensionado de acuerdo a la tabla 250.66

250.80.- Electro canales y tableros de servicio.- Electro canales y tableros metálicos para conductores de servicio y equipos deberán ser puestos a tierra.

- **Norma mexicana NOM-001**

250-32.- Carcasas y canalizaciones de la acometida. Se deben poner a tierra las carcasas y canalizaciones metálicas de los conductores y el equipo de la acometida.

250-43(a).- Armazones y estructuras de tableros de distribución. Los armazones y estructuras de tableros de distribución en los que esté instalado equipo de interrupción deben ponerse a tierra.

250-71(b).- Puente de unión con otros sistemas. En la acometida debe haber como mínimo un medio accesible fuera de las carcasas para conectar

los puentes de unión y de tierra de otros sistemas, como mínimo formada por uno de los siguientes medios:

1) Canalizaciones metálicas de la acometida expuestas.
2) El conductor al electrodo de puesta a tierra, expuesto.
3) Un dispositivo aprobado para la conexión externa de un conductor de unión o de puesta a tierra, de cobre u otro elemento resistente a la corrosión, a la canalización o al equipo de la acometida.

250-81.- Sistema de electrodos de puesta a tierra. Si existen varios electrodos de puesta a tierra, se deben conectar entre sí para formar el sistema de electrodos de puesta a tierra.

250-91(a).- Conductor del electrodo de puesta a tierra. El conductor del electrodo de puesta a tierra debe ser de cobre o aluminio, estar adecuadamente protegido contra la corrosión y debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones.

- **Otras Normas Internacionales**

IEEE Std 141-1993 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.

5.8.3.1.- Protección de sobre intensidad de fase.- Los disyuntores de los circuitos alimentadores deben proveer una protección contra sobre corriente y corto circuito.

7.3.1.- Puesta a tierra de equipos de cómputo.- Las computadoras se utilizan en control de proceso de la industria, la contabilidad, la transmisión de datos, etc. El poner a tierra el sistema informático es muy importante para el funcionamiento óptimo.

7.5.2.- Valores aceptables recomendados.- La conexión perfecta a tierra tendría resistencia cero, pero esto es imposible de obtener. Resistencias a tierra de menos de 1 Ω pueden ser obtenidas. Para subestaciones y estaciones de generación, la resistencia a tierra no debe exceder de 1 Ω. Para subestaciones pequeñas y para plantas industriales, generalmente una resistencia de menos de 5 Ω es suficiente. El NEC, en su artículo 250, aprueba el uso de un solo electrodo para el sistema de puesta a tierra, si su resistencia no excede de 25 Ω.

IEEE Std 142-1991 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.

5.5.1.- Conexión mono punto.- Para evitar corrientes de fuga que afecten la operación de los sistemas de cómputo es necesario mantener un sistema de puesta a tierra separado de las partes metálicas de los equipos puestos a tierra. Por eso, se debe mantener el sistema de puesta a tierra de equipos de cómputo unido exclusivamente al sistema de puesta a tierra del sistema eléctrico a través de un único conductor.

IEEE Std 1100-2005 Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment

8.5.- Consideraciones de puesta a tierra.- Todas las partes metálicas, tales como equipos recintos, bastidores, canales y conductos, y todos los electrodos de puesta a tierra serán unidos entre sí en un sistema de conducción eléctricamente continuo. Todos los electrodos de puesta a tierra usados en sistemas de potencia, sistemas de comunicaciones, y sistemas de protección contra rayos deben ser efectiva y permanentemente unidos entre sí.

IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding

10.4 Puesta a tierra de tableros.- Poner a tierra los tableros es la mejor solución para minimizar los riesgos de voltajes de toque y de paso.

11.3.2.1 Tabla para corriente de falla.- Para determinar la capacidad de conducción de los conductores en caso de falla véase la siguiente tabla.

Table 6—Ultimate current carrying capabilities of copper grounding cables; currents are RMS values, for frequency of 60 Hz, current in kiloamperes

Cable size, AWG	Nominal cross section, mm^2	6 cycles (100 ms)	15 cycles (250 ms)	30 cycles (500 ms)	45 cycles (750 ms)	60 cycles (1 s)	180 cycles (3 s)
#2	33.63	31	19	14	11	9	5
#1	42.41	39	24	17	14	12	7
1/0	53.48	49	31	22	18	15	9
2/0	67.42	62	39	28	22	19	11
3/0	85.03	79	50	35	28	25	14
4/0	107.20	99	63	44	36	31	18
250 kcmil	126.65	117	74	52	43	37	21
350 kcmil	177.36	165	104	73	60	52	30

Anexo C

Tabla de valores del factor C para análisis de cortocircuito

Table 2. "C" Values for Conductors

Copper												
AWG or kcmil	Three Single Conductors Conduit						Three-Conductor Cable Conduit					
	Steel			Nonmagnetic			Steel			Nonmagnetic		
	600V	5kV	15kV	600V	5kV	15kV	600V	5kV	15kV	600V	5kV	15kV
14	389	-	-	389	-	-	389	-	-	389	-	-
12	617	-	-	617	-	-	617	-	-	617	-	-
10	981	-	-	982	-	-	982	-	-	982	-	-
8	1557	1551	-	1559	1555	-	1559	1557	-	1560	1558	-
6	2425	2406	2389	2430	2418	2407	2431	2425	2415	2433	2428	2421
4	3806	3751	3696	3826	3789	3753	3830	3812	3779	3838	3823	3798
3	4774	4674	4577	4811	4745	4679	4820	4785	4726	4833	4803	4762
2	5907	5736	5574	6044	5926	5809	5989	5930	5828	6087	6023	5958
1	7293	7029	6759	7493	7307	7109	7454	7365	7189	7579	7507	7364
1/0	8925	8544	7973	9317	9034	8590	9210	9086	8708	9473	9373	9053
2/0	10755	10062	9390	11424	10878	10319	11245	11045	10500	11703	11529	11053
3/0	12844	11804	11022	13923	13048	12360	13656	13333	12613	14410	14119	13462
4/0	15082	13606	12543	16673	15351	14347	16392	15890	14813	17483	17020	16013
250	16483	14925	13644	18594	17121	15866	18311	17851	16466	19779	19352	18001
300	18177	16293	14769	20868	18975	17409	20617	20052	18319	22525	21938	20163
350	19704	17385	15678	22737	20526	18672	22646	21914	19821	24904	24126	21982
400	20566	18235	16366	24297	21786	19731	24253	23372	21042	26916	26044	23518
500	22185	19172	17492	26706	23277	21330	26980	25449	23126	30096	28712	25916
600	22965	20567	17962	28033	25204	22097	28752	27975	24897	32154	31258	27766
750	24137	21387	18889	29735	26453	23408	31051	30024	26933	34605	33315	29735
1,000	25278	22539	19923	31491	28083	24887	33864	32689	29320	37197	35749	31959

Anexo D

Procedimiento para la medición de la resistencia a tierra de un sistema de puesta a tierra. [DIGITAL GROUND RESISTANCE TESTERS 3640-4610 User Manual]

Los pasos son los siguientes:

- Cortar el suministro eléctrico de la instalación y desconectar la toma de tierra.
- Realizar un cortocircuito entre los bornes X y Xy del equipo y conectarlos a la toma de tierra a medir.

Fig. D. 1 Conexión del equipo al electrodo del cuarto de transformadores y al área de oficinas

- Clavar lo más profundamente posible el electrodo auxiliar de corriente a una distancia “a” del sistema de puesta a tierra a medir y conectar dicho electrodo auxiliar al borne Z del equipo de medición.

Fig. D. 2 Medición de la distancia “a”

Fig. D. 3 Electrodo de corriente enterrado

- Clavar el electrodo auxiliar de potencial en línea con la toma de tierra a medir y el electrodo de corriente, a una distancia aproximada del 62% de “a”. Conectar el electrodo de potencial al borne Y del equipo.

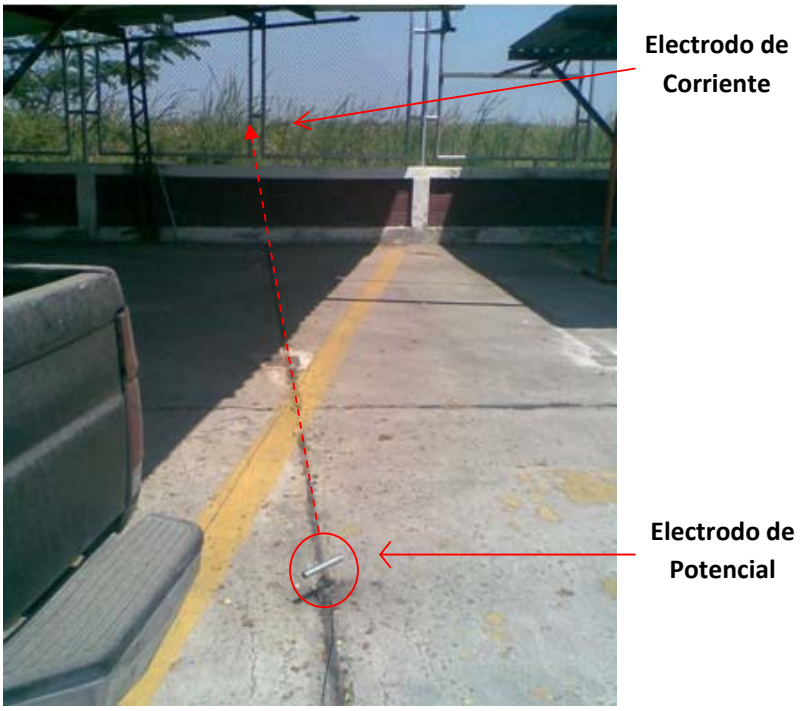


Fig. D. 4 Electrodo de potencial ubicado al 62% de “a”

- Una vez verificado que todos los electrodos estén bien conectados al telurómetro, pulsar el botón de medida y mantenerlo presionado hasta que aparezca la medición en la pantalla.

Fig. D. 5 Realizando una medición

- Para comprobar la lectura se pueden hacer otras mediciones al cabo de unos instantes y verificar que arrojen los mismos resultados

Anexo E

Cálculo de nueva malla de Puesta a Tierra.

Cálculo de mallas de puesta a tierra.

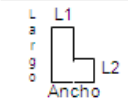
Elaborado: Ing. Héctor Ed. Graffe Cantillo Ospina

Revisado por: Ing. Favio Casas

Telergia

DATOS BASE PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

Resistencia Objetivo menor a .....(Ω)	5	Subestaciones de media tensión de uso inte	
Resistividad aparente del terreno (ρ)	5		
Corriente de falla monofásica a tierra en el primario I_o(A)	478		
Tiempo de despeje de la falla t_c(ms)	500		
Material a utilizar en la puesta a tierra, con temperatura ambiente de 40ºC	Varilla de acero recubierta de cobre		
	Ver propiedades del material		
Marque la casilla de verificación si existe una capa superficial. ☐	Resistividad (Ω.m)		Espesor h_s (cm)
	5		0
Conductor a utilizar en la malla de puesta a tierra	Area (mm^2)	Calibre	Diámetro (m)
	7,52	2/0 AWG	0,0093

Geometría de la malla	○	Cuadrada	Largo (m)	14	Longitud Conductor Horizontal (m)
	◉	Rectángular	Ancho (m)	8	64
	○	En forma de L	L1 (m)	0	Longitud total varillas (m)
			L2 (m)	0	19
			Lado de Cuadrícula (cm)	528	Longitud del perímetro (m)
	☑	Marque la casilla si la PT tiene Varillas	Número de varillas	8	44
			Longitud de varilla (cm)	240	
Profundidad de enterramiento de la malla (cm)			75	Área de la malla (m^2)	112

CÁLCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS PERMITIDAS

Tensión de contacto tolerable	224	Persona de 70 kg
Tensión de paso tolerable	229	

CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Resistenica de Puesta a Tierra (Ω)	***0,25***

CÁLCULO DE TENSIONES EN CASO DE FALLA

Maximo potencial de tierra GPR (V)	***223***
Tensión de malla en caso de falla (V)	***43***
Tensión de paso en caso de falla (V)	***22***
El GPR es menor que la tensión de contacto tolerable?	***OK!!! Su diseño ha sido exitoso.***
La tensión de malla en caso de falla es menor que la tensión de contacto tolerable?	***OK!!! La tensión de malla cumple***
La tensión de paso en caso de falla es menor que la tensión de paso tolerable?	***OK!!! La tensión de paso cumple.***
La resistencia obtenida es menor a la resistencia objetivo?	***OK!!! Su diseño ha sido exitoso***

Anexo F

Cálculo de Luminarias para el Cuarto de Transformadores y para el Cuarto de Servidores (Oficinas). [Manual Osram de Iluminación]

La ecuación para obtener la iluminancia es

$$E = Ø / S \text{ [lux]}$$

Donde

E es la iluminancia

Ø es el flujo luminoso en lúmenes

S es el área en metros cuadrados

Según la Tabla 20-2.- "Iluminancias recomendadas para diferentes tipos de alumbrado", la iluminancia mínima para las áreas mencionadas deben ser:

- Cuarto de transformadores 500 lux
- Cuarto de servidores (oficinas) 1000 lux

Las áreas de los dos lugares para los cuales se realiza el cálculo de luminarias son:

- Cuarto de transformadores 28 m^2
- Cuarto de servidores (oficinas) 12 m^2

Las lámparas a utilizarse son del tipo fluorescente de 40W y según la Tabla 4-1.- “Flujos luminosos de algunas lámparas” proporcionan un flujo luminoso de 3200 lúmenes.

Para obtener los lúmenes necesarios por área hay que tomar en cuenta el factor de utilización *n*, el cual hay que dividirle a los lúmenes calculados. Para las lámparas de tubos fluorescentes el factor máximo es 0.70 y será el que utilizaremos.

Con todos estos datos y utilizando la ecuación de Iluminancia obtenemos los lúmenes necesarios para las dos áreas.

- Cuarto de transformadores 20000 lúmenes
- Cuarto de servidores (oficinas) 17143 lúmenes

Dividiendo el total de lúmenes para los que entrega una lámpara fluorescente y considerando que cada luminaria contiene dos lámparas, obtenemos la cantidad (redondeada) de luminarias necesarias.

- Cuarto de transformadores 3 luminarias de 2x40W
- Cuarto de servidores (oficinas) 3 luminarias de 2x40W

Como actualmente existen dos luminarias por área, se hace necesaria la instalación de una luminaria adicional en cada localidad.

Anexo G

Tablas de valores para el Método Fine [7]

Tabla 1

Consecuencia	Valor
Catástrofe, numerosas muertes, daños por encima de $700000	100
Varias muertes, daños desde $350000 hasta $700 000 dólares	50
Muerte, daños desde $100 000 a $350 000	25
Lesiones graves, invalidez permanente o daños desde $10 000 hasta $100 000	15
Lesiones con baja, daños desde $1000 hasta $10 000	5
Lesiones sin baja, daños de hasta $1000	1
Exposición	**Valor**
Continuamente, muchas veces al día	10
Frecuentemente, aproximadamente una vez al día	6
Ocasionalmente, de una vez a la semana a una vez al mes	3
Irregularmente, de una vez al mes a una vez al año	2
Raramente, cada bastantes años	1
Remotamente, no se sabe que haya ocurrido pero no se descarta	0,5

Probabilidad	Valor
Es el resultado más probable y esperado.	10
Es completamente posible, no será nada extraño.	6
Sería una secuencia o coincidencia rara pero posible, ha ocurrido.	3
Coincidencia muy rara, pero se sabe que ha ocurrido.	1
Coincidencia extremadamente remota pero concebible.	0,5
Coincidencia prácticamente imposible, jamás ha ocurrido	0,1

Tabla 2

Grado de corrección	Valor
Riesgo eliminado al 100%	1
Riesgo reducido al menos al 75%	2
Riesgo reducido del 50% al 75%	3
Riesgo reducido del 25% al 50%	4
Riesgo reducido menos del 25%	6
Factor de costo	**Valor**
Más de $35 000	10
De $17 500 a $35 000	6
De $7 000 a $17 500	4
De $700 a $7 000	3
De $70 a $700	2
De $17,50 a $70	1
Menos de $17,50	0,5

Tabla 3

GP	Clasificación del Riesgo	Actuación frente al Riesgo
Mayor de 400	Riesgo muy alto (grave e inminente)	Detención inmediata de actividad peligrosa
Entre 200 y 400	Riesgo alto	Corrección inmediata
Entre 70 y 200	Riesgo notable	Corrección necesaria urgente
Entre 20 y 70	Riesgo moderado	No es emergencia pero necesita corregirse
Menos de 20	Riesgo aceptable	Puede omitirse la corrección

Tabla 4

Justificación de la Inversión	
Si J > 20	Muy Justificado
Si 10 < J < 20	Probablemente Justificado
Si J <10	No Justificado

BIBLIOGRAFIA

[1] Earley Mark, National Electrical Code Handbook, NFPA, 2005.

[2] Ministerio de Industria de España, RBT instrucción MIE BT-039, www.tecnicsuport.com/elec/reglament/rbt/miebt039.htm, Enero 2010.

[3] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, www.portalelectricos.com/retie/cap1art3.php, Enero 2010.

[4] Morales Nelson, Sistemas de Puesta a Tierra, ProCobre Chile, 1999.

[5] Ruelas Roberto, Teoría y Diseño de Sistemas de Tierras según las Normas Oficiales Mexicanas (Nom) e IEEE, www.ruelsa.com/notas/tierras/pe01.html, Septiembre 2009.

[6] Rosado Mercedes, Mediciones de Resistencia de Toma a Tierra y Resistividad de los Suelos, Centro Electrotécnico Cubano, 2006.

[7] Prevention World, Método de William T. Fine, www.prevention-world.com/tfine, Diciembre 2009.

[8] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, Guía Técnica Colombiana (GTC 45), INCONTEC, 1999.

[9] Cooper Bussmann, Electrical Plan Review, www.bussmann.com/library/docs/EPR_Booklet.pdf, Septiembre 2009.

[10] IEEE, Std 141-1993 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants(RED BOOK), IEEE, 1993.

[11] IEEE, Std 142-1991 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems (GREEN BOOK), IEEE, 1991.

[12] IEEE, Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE, 2000.

[13] IEEE, Std 1100-2005 Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment, IEEE, 2005.

[14] Secretaria de Energía de Mexico, Norma Oficial Mexicana, ANCE, 2005.

[15] Graffe Héctor, Cálculo de Mallas de Puesta a Tierra, http://telergia.blogs.com, Enero 2010.

[16] Taboada J. A., Manual Osram de Iluminación, Espol, 1987.