ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

"ESTUDIO DE LOS FACTORES DE RIESGO Y PREVENCION EN UNA SUBESTACION ELECTRICA DE 13.8/0.24-0.12KV."

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: Electrónica y Automatización Industrial

Presentada por:
Carlos Javier Espinoza Fiallos
Eddie Fernando Morocho Tinoco
César Ronny Baque Pibaque

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2008

AGRADECIMIENTO

Al Ingeniero Juan Gallo G. Director de Tópico, por su ayuda y colaboración para la realización del presente trabajo.

DEDICATORIA

A Dios y a nuestras Queridas

Familias

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Holger Cevallos U.

SUBDECANO DE LA FIEC

Ing. Juan Gallo G.

DIRECTOR DEL TOPICO

Ing. Gustavo Bermudez F.

MIEMBRO PRINCIPAL

Ing. Efrén Herrera M.

MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARATORIA EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el Patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

---------------------------------- --------------------------------

Carlos Espinoza Fiallos Eddie Morocho Tinoco

César Baque Pibaque

RESUMEN

El tema central en esta investigación será el evaluar los Riesgos Eléctricos presentes en una Subestación de uso Industrial que se alimenta de Media Tensión (13.2Kv.) para reducir a Baja Tensión (220v.), para esto es necesario seguir un proceso de análisis objetivo del por qué, cómo y a quién proteger de accidentes, que son producto de un riesgo incontrolado, a partir del estudio de una filosofía llamada GEMA, siglas que se conforman de los 4 elementos presentes en todo sistema o proceso, los cuales son: Gente, Equipo, Materia y Ambiente. Esta herramienta de nombre GEMA nos ayuda a tener una idea más clara de los riesgos a considerar al empezar el análisis. Luego de este razonamiento se utilizan métodos específicos para la debida identificación de los riesgos y la valorización de los mismos, obteniendo como resultados el nivel de gravedad de cada uno de estos riesgos encontrados en la Subestación Eléctrica, utilizando tablas de valores de gravedad preestablecidas en métodos estándares. Todas estas metodologías son elaboradas en base a normas de construcción, diseño y seguridad como son las normas NEC, NATSIM, NFPA70E. Como procedimiento adicional se utiliza un método de control de riesgos para visualizar de manera gráfica las zonas en las que el personal se expone a un peligro al realizar cualquier tipo de trabajo en la subestación, este procedimiento se llama Mapa de Riesgos.

La parte final va acompañada de un conjunto de soluciones que tienen el fin de mitigar los riesgos y las fallas encontradas en la subestación analizada.

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS

W	Wattio
KW	Kilowatio
m	Metro
Kg	Kilogramo
mA	Miliamperio
Seg	Segundo
V	Voltio
Hz	Hertz (ciclo/segundo)
KV	Kilovoltio
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
Plg	Pulgada
KVA	Kilo Voltio Amperio
A	Amperio
KA	Kiloamperio
KVAR	Kilo voltio Amperio Reactivo
mm^2	Milímetro cuadrado
Kcal	Kilocaloría
jdB	Juego de barras
CM	Circular Mil
PD1	Panel de distribución 1
PD2	Panel de distribución 2
S	Sección de conductor
R	Resistencia
EPP	Equipo de Protección Personal

SIMBOLOGÍAS

ºC	Grado centigrade
Ω	Ohmio
E	Lux
rho	Resistividad del conductor
Scc	Potencia de cortocircuito
fm	Factor multiplicativo
Za	Impedancia – Red
Ra	Resistencia – Red
Xa	Reactancia – Red
I_{CC}	Corriente de cortocircuito
I_{CH}	Corriente de choque
θi	Temperatura inicial de corto circuito
θf	Temperatura final de corto circuito
I_P	Corriente permanente
T	Factor de tiempo
Dc	Distancia del arco eléctrico
I_{ARCO}	Corriente del arco eléctrico
V_{ARCO}	Voltaje del arco eléctrico
W_{ARCO}	Potencia del arco eléctrico
F	Esfuerzo Electrodinámico
M	Momento de Flexión
W	Momento Resistivo Necesario
K	Carga admissible
W_Y	Momento Resistente
Φ	Lúmenes

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

INTRODUCCIÓN

En nuestra sociedad, la electricidad es la forma energética más utilizada; esto, unido al hecho de que no es perceptible por la vista ni por el oído, hace que sea una fuente importante de accidentes, causando lesiones de gravedad variable, desde un leve cosquilleo inocuo hasta la muerte por paro cardíaco, asfixia o grandes quemaduras.

Los riesgos eléctricos están asociados con los efectos de la electricidad y en su mayor parte están relacionados con el empleo de las instalaciones eléctricas. Las citadas instalaciones están integradas por elementos que se utilizan para la generación, transporte y uso de la energía eléctrica. Sin embargo también existen riesgos por la aparición de fenómenos eléctricos relativamente fortuitos como pueden ser las descargas atmosféricas.

En este estudio se hará especial hincapié a los riesgos eléctricos que puedan causar un daño a las personas considerando tanto los efectos inmediatos como los mediatos. Se analizarán diferentes tipos de riesgos y los métodos para eliminarlos o reducirlos, haciendo mención de la reglamentación existente. Los riesgos eléctricos afectan tanto a las personas como a las infraestructuras (ingeniería civil, edificaciones e instalaciones). Es fundamental para la eliminación y reducción de riesgos que se contemple desde un primer momento, antes de comenzar el diseño de una instalación eléctrica, el destino y uso de la misma, solo de esta forma se logrará el objetivo previsto. Lo que concierne al lugar de aplicación de estudio, fue realizado en la subestación de una Planta Industrial de nombre Química localizada en la ciudad de Guayaquil.

La planta Quimipac se encuentra ubicada en el Km. 10 ½ vía a Daule (ver apéndice A), dedicada principalmente a la elaboración de productos químicos relacionados con el poliuretano y refinación del petróleo. Su alimentación principal es proporcionada por la Empresa Eléctrica del Ecuador a una subestación ubicada en la parte interna de la planta, cerca de los galpones de almacenamiento de productos químicos (ver apéndice B), esta subestación está encargada de alimentar toda la planta, tanto al edificio de las oficias principales como al área de mezclas y de almacenamiento. La subestación tiene un tiempo de funcionamiento de 25 años, en los que, no ha existido un departamento eléctrico para los mantenimientos respectivos en esta área.

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS TEÓRICOS

1.1. Definición de peligro y riesgo

Peligro

- Situación con capacidad de daño en términos de lesiones, daño a la propiedad, daño al medio ambiente o una combinación de ambos.

- Es el conjunto de condiciones que pueden dar a la posibilidad de producir un daño con pérdidas en personas o equipos.

Riesgo

- Posibilidad de ocurrencia de aquella situación que pueda entorpecer el normal desarrollo de las funciones de la entidad y le impidan el logro de sus objetivos.

- Probabilidad de ocurrencia de un hecho o situación no deseada, que por su efecto impacta significativamente sobre la ejecución y marcha del proceso o sobre su resultado. Un riesgo dejará de serlo en el momento en que se presente ya que en ese momento pasará a ser un hecho, que entrará a subsanarse y sobre el cual no podemos aplicar medidas preventivas sino correctivas.

- En otras palabras, se puede decir que "el riesgo es la consecuencia del peligro"

1.2. Fuentes de Peligro

- Se llama fuente de peligro a todo defecto o anormalidad que puede causar un daño a personas o equipos. Podemos citar los siguientes ejemplos:
    - Conductor con aislamiento defectuoso.

- Almacenamiento de materiales combustibles dentro del cuarto de un transformador.

1.3. Análisis GEMA

Esta filosofía se originó de la necesidad de orientar al evaluador sobre los puntos principales que se deben considerar en el análisis de riesgos eléctricos, con el objetivo de asegurar la integridad de los 4 elementos fundamentales que se encuentran presentes en un sistema los cuales son: Gente, Equipo, Materia y Ambiente.

En la evaluación de cada causa de un accidente o incidente, el profesional debe asegurarse que ha considerado la posibilidad de participación de cada uno de los elementos y el daño que puedan sufrir los mismos, véase la Figura 1.1.

Figura 1.1 Elementos fundamentales del GEMA

La metodología GEMA será el punto de partida en el sistema de riesgos del sistema analizado.

1.3.1. Factor de Riesgo

Toda aquella circunstancia, suceso o acción que agrava la posibilidad del peligro. Se ve asociado al incumplimiento de normas. Podemos citar los siguientes ejemplos:

- No usar Equipo de Protección Personal (EPP).
- No instalar pararrayos en zonas donde se trabaje con antenas de comunicación.

1.3.2 Clases de riesgo

En el sector industrial existen muchas clases o tipos de riesgos a considerar. A continuación se citarán las clases de riesgos más comunes y característicos en las Subestaciones Eléctricas de uso industrial. Las clases de riesgos presentes dentro de una Subestación Eléctrica son:

- **Químico.-** La presencia de sustancias tóxicas, nocivas para los seres humanos y el medio ambiente. En la subestación, el principal riesgo ocurriría en el caso de que transformadores que contienen PCB como aditivo del aceite refrigerante explotarán o se incendiarán causando una contaminación ambiental y a los trabajadores ya que estos compuestos químicos cancerigenos puede ingresar al cuerpo de la personas a través del contacto con la piel o por la inhalación de vapores.

- **Radiactivos.-** Riesgo que proviene de campos eléctricos o electromagnéticos presentes en las líneas de media y del primario del transformador.

  Térmico.- Tiene que ver con la radiación de energía calórica por el funcionamiento normal de ciertos equipos presentes en la subestación.

- **Ergonómico.-** Están relacionados directamente con el confort del operador al momento de ejecutar un trabajo y que pueden ocasionar lesiones los cuales pueden ser:

  - Dolores musculares.
  - Agotamiento físico.

- **Físicos.-** Están relacionados con el ruido, temperatura, iluminación y todo aquel efecto que puede causar daño en la integridad física del trabajador o personal de mantenimiento de la subestación. Así también objetos que estén mal situados dentro de la subestación que puedan ser causa de golpes, caídas, torceduras, etc.

- **Mecánicos**.- Producido principalmente por falta de mantenimiento a equipos y envejecimiento de materiales. Como ejemplos podemos citar conexiones flojas, vibraciones no deseadas en el transformador, etc.

- **Explosivos.-** Producidos por un conjunto de factores y elementos que se predisponen de tal manera para provocar una explosión de forma imprevista.

- **Fenómenos naturales.-** Producidos por descargas eléctricas, temblores, inundaciones y todo tipo de fenómeno devastador de la naturaleza, como consecuencia de estos fenómenos tenemos las sobre tensiones por descargas atmosféricas.

Eléctrico.- Es aquel riesgo asociado con todo peligro que pueda presentarse al trabajar con energía eléctrica.

1.3.3. Riesgo eléctrico, consideraciones generales

Normalmente tendemos a asociar el riesgo eléctrico solo con el fenómeno del paso de la corriente a través del cuerpo o choque eléctrico, sin embargo, existen otros riesgos como el arco eléctrico y la explosión que son igualmente peligrosos para las personas y equipos que forman parte de la instalación y por lo tanto, deben ser comprendidos.

Los riesgos eléctricos son fundamentalmente de cuatro tipos:

- Choque eléctrico por paso de la corriente por el cuerpo, (contacto directo e indirecto, arco elétrico).
- Quemaduras por choque eléctrico, o por arco eléctrico.
- Caídas o golpes como consecuencia de choque o arco eléctrico.
- Incendios o explosiones originados por la electricidad, (sobre tensiones, cortocircuitos, cargas estáticas).

Los usuarios de la instalación eléctrica y los técnicos que la realizan o reparan deben respetar normas de seguridad básicas que garantizarán una mayor seguridad en su trabajo.

1.3.4. Riesgo eléctrico en subestaciones

Existe una gran variedad de montajes de subestaciones de tipo industrial, pero en si todas tienen como propósito y naturaleza transformar la energía eléctrica a niveles de tensión que se requieran para alimentar equipos receptores (baja tensión).

El suministro se controla mediante elementos de corte que pueden eliminar el riesgo eléctrico en una instalación por interrupción de la corriente eléctrica o también se puede eliminar el riesgo eléctrico aislando las partes conductoras. Pero debemos de tener presente que existen varios factores que originan riesgos eléctricos en subestaciones, es por esto que al momento de realizar un análisis de estos se debe tomar en cuenta todos los peligros a los que se expone el personal y equipos que forman parte del funcionamiento de la subestación.

Así, los principales riesgos eléctricos que se deben considerar en subestaciones de media tensión son:

- Contactos Directo
- Contacto Indirecto
- Arcos Eléctricos
- Estática
- Descargas Atmosféricas
- Cortocircuitos
- Sobrevoltaje

1.3.5. Tipos de accidentes eléctricos en subestaciones

Cuando se produce un contacto entre una persona con una parte activa o con una masa (choque eléctrico), aparecen varias tensiones entre puntos del circuito eléctrico, las más importantes son:

- **Tensión de defecto**. Es la tensión que aparece a causa de un defecto de aislamiento, entre dos masas, entre masa y elemento conductor o entre masa y tierra.

- **Tensión a tierra**. Es la tensión que aparece entre una instalación de puesta a tierra y un punto a potencial cero, cuando pasa por dicha instalación una corriente de defecto.

- **Tensión de contacto**. Es la tensión que aparece entre partes accesibles simultáneamente, al ocurrir un fallo de aislamiento.

1.3.6. Contactos Directos

Contactos de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos. Un contacto directo se produce cuando una persona toca una parte activa de la instalación eléctrica, entendiéndose por parte activa aquella que está bajo tensión en servicio normal. El contacto con un conductor desnudo de una línea aérea o con un borne de conexión no aislado, son dos ejemplos de contactos directos. Las resistencias que forman el circuito cuando se produce un contacto directo son y se muestra en la Figura 1.2.

- **Resistencia de contacto (R_C)**: Es la resistencia que presenta el punto de contacto (normalmente la mano) con las partes activas (normalmente conductores de fase o bornes de conexión).

- **Resistencia del cuerpo (R_H)**: es la resistencia que presenta el cuerpo humano de un individuo al paso de la corriente.

- **Resistencia de retorno (R_R)**: es la resistencia que presenta el punto de retorno (normalmente el pie) con el suelo o con otra parte activa (normalmente otro conductor de fase o el conductor neutro).

- **Resistencia del suelo (R_S)**: es la resistencia eléctrica del suelo en el lugar que se cierra el circuito. Si es mayor de 50000W (50 KW), se dice que es suelo no conductor.

- **Resistencia de la toma de tierra del neutro (R_{TN})**: es la resistencia de la puesta a tierra del neutro en el secundario del transformador que origina la tensión del circuito.

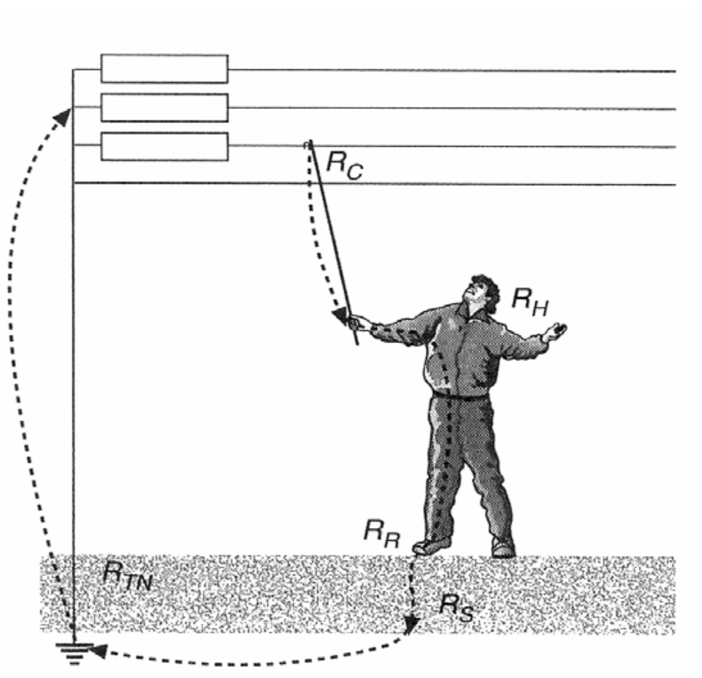


Figura 1.2 Resistencias que aparecen en un contacto directo

Se pueden producir los siguientes contactos directos, como se muestra en la Figura 1.3.

- **Entre dos fases**. La tensión de contacto es igual a la tensión de línea, que es aproximadamente la tensión de fase multiplicada por el factor √3.
- **Entre una fase y neutro.** La tensión de contacto es igual a la tensión de fase.
- **Entre un conductor de fase y el conductor de protección.** La tensión de contacto puede ser inferior a la tensión de fase.
- **Entre una fase y una masa puesta a tierra.** La tensión de contacto puede ser inferior a la tensión de fase.
- **Entre una fase y una masa sin puesta a tierra**. La tensión de contacto puede ser muy baja si la masa está aislada de tierra.

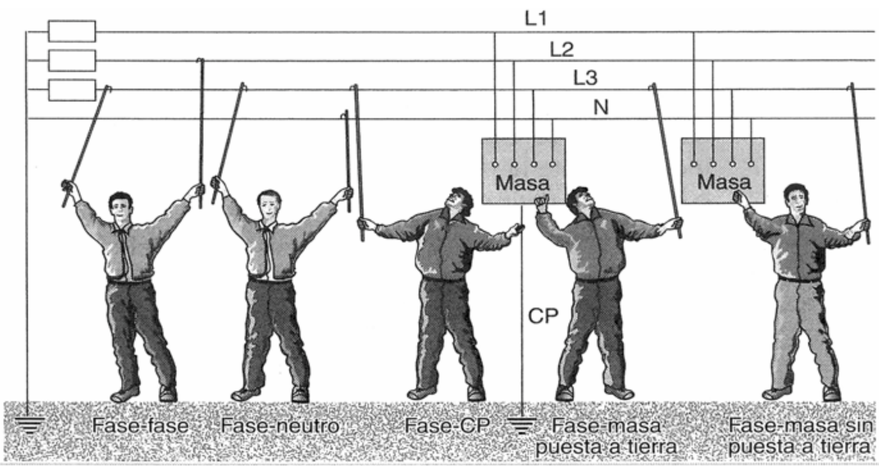


Figura 1.3 Tipos de contactos directos

1.3.7. Contactos Indirectos

Contactos de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento. Para que se produzca un contacto indirecto es necesario que se produzca un defecto de aislamiento entre las partes activas de la instalación y una masa, lo que origina que ésta se ponga accidentalmente bajo tensión, como se muestra en la Figura 1.4. Esto hace que aparezca una resistencia de defecto de aislamiento (R) entre las partes activas de la instalación y la masa que está accidentalmente bajo tensión. Además, si la masa está en contacto con tierra, aparece una nueva resistencia:

- **Resistencia de la toma de tierra de las masas (R_{TM})**: es la relación entre la tensión que alcanza con respecto a un punto a potencial cero, una instalación de puesta a tierra y la corriente que la recorre.

Las demás resistencias que forman el circuito cuando se produce un contacto indirecto son las mismas que vimos para los contactos directos (resistencia de contacto R_C, resistencia del cuerpo R_H, resistencia de retorno R_R, resistencia del suelo R_S, y resistencia de la toma de tierra del neutro R_{TN}). Los casos más frecuentes en que se producen contactos indirectos son los siguientes:

• Contacto entre una masa bajo tensión puesta a tierra y el suelo.

• Contacto entre una masa bajo tensión sin puesta a tierra y el suelo.

• Contacto entre una masa bajo tensión sin puesta a tierra y otra masa bajo tensión puesta a tierra.

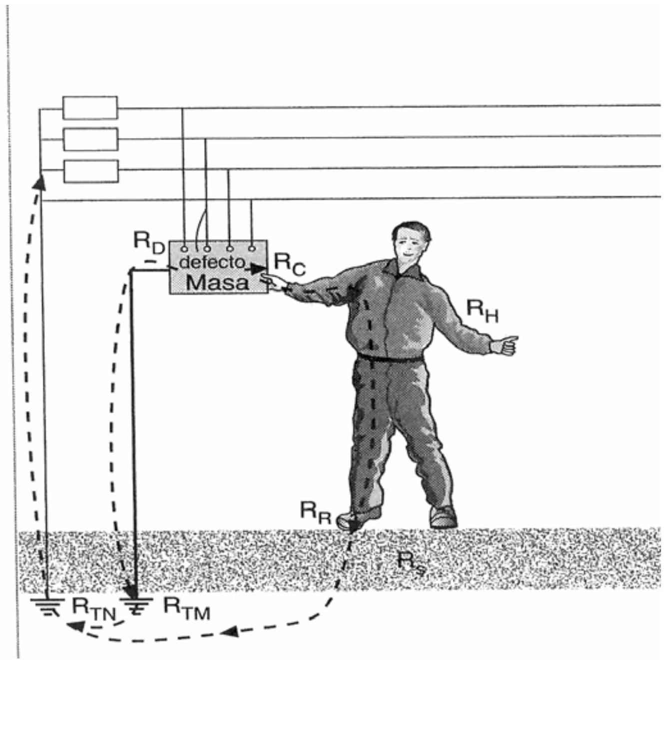


Figura 1.4 Resistencias que aparecen en un contacto indirecto

1.3.8. Arcos Eléctricos

Normalmente el aire es un muy buen elemento aislante, sin embargo, bajo ciertas condiciones tales como altas temperaturas y altos campos eléctricos, puede convertirse en un buen conductor de corriente eléctrica. La temperatura tan elevada del arco eléctrico genera una radiación de calor que puede ocasionar quemaduras graves aún a distancias de 3 m. La cantidad de energía (ver figura 1.5) del arco depende de la corriente y de su tamaño, siendo menor el efecto del nivel de tensión del sistema, por lo cual debe tenerse un cuidado especial con los sistemas de baja tensión que muchas veces cuentan con los niveles de corriente de cortocircuito más elevadas.

Figura 1.5 Generación del arco eléctrico por corriente

El daño generado por el arco eléctrico sobre una persona depende de la cantidad de calor que ésta recibe, la cual se puede disminuir manejando factores tales como la distancia de la persona al arco, el tiempo de duración del arco y la utilización de ropas y equipos de protección personal que actúen como barreras o aislante térmicos. Un arco puede producirse por modificar las condiciones de manera que se supere la rigidez dieléctrica del aire o como consecuencia de la maniobra de apertura o cierre de un elemento de interrupción de la corriente eléctrica. Cuando se establece un arco en el aire suele convertirse en un cortocircuito y trata de propagarse en dirección a la fuente de alimentación, ya que como consecuencia de la energía del mismo el aire se ioniza y se vuelve conductor (hasta que se enfríe de nuevo).

Las intensidades de cortocircuito son especialmente altas en las proximidades de los centros de transformación en instalaciones de baja tensión y en todos los puntos de las instalaciones de alta tensión. Las causas que provocan arcos eléctricos pueden ser:

- Fallos en dispositivos de maniobra o protección.
- Cortocircuitos fortuitos provocados por:
    - Desprendimiento de elementos conductores.
    - Deterioro de aislantes.
- Aproximación excesiva a elementos conductores con herramientas o elementos de medida.
- Actuaciones de animales.
- Humedad.

1.3.9. Estática

Sin extendernos mucho en este aspecto, se trata de la aparición de una carga eléctrica generada por el contacto o fricción y la separación entre dos materiales diferentes y no necesariamente aislante, siendo uno de ellos mal conductor de la electricidad. Esta energía a la vez es descargada hacia otro elemento conductor. A manera de ejemplo en las subestaciones que son automatizadas, daños a equipos electrónicos de control como son PLC ´s.

1.3.10. Principales causas de accidentes eléctricos en subestaciones

El efecto más importante originado por el paso excesivo de corriente eléctrica a través de un material cualquiera es el incendio. Esto representa un riesgo indirecto para las personas, ya que pueden sufrir quemaduras o choque eléctrico en el caso de que se queme el material aislante de una instalación, quedando los elementos conductores más accesibles para entrar en contacto con las personas. Se producen incendios como consecuencia de: sobre intensidades o sobre tensiones.

1.3.11. Sobre voltajes / Sub voltajes

Comúnmente los conocemos como “parpadeos”, voltajes superiores ó inferiores a lo estándar, producen recalentamiento excesivo en los conductores, arcos ó chisporroteos. Esto ocasionará la pérdida del aislamiento y facilidad para que el cable sea inflamable y provoque un incendio. Se clasifican en dos tipos:

a) Sobre tensiones externas

Tienen su origen en descargas atmosféricas. Las sobre tensiones de origen externo pueden ser de varios tipos, por:

- Descarga directa sobre la línea (sobre tensión conducida).

- Descarga sobre un objeto próximo a la línea (sobre tensión inducida).

- Descarga directa sobre el suelo que puede elevar el potencial de tierra varios miles de voltios como consecuencia de la corriente que circula por el terreno (aumento del potencial de tierra).

Las sobre tensiones externas pueden acceder a los equipos a través de:

1. Las redes eléctricas de baja tensión.
2. Las líneas de datos (telefónicas, informáticas o TV).
3. Los elementos receptores de alta frecuencia (antenas).
4. Los conductores de conexión a tierra.

b) Sobre tensiones internas

Tienen su origen en las variaciones de carga en una red, maniobras de desconexión de un interruptor, formación o cese de un fallo a tierra, corte de alimentación a un transformador en vacío, puesta en servicio de las líneas, etc. En una instalación eléctrica todos los conductores que acceden desde el exterior pueden facilitar el camino a las sobre tensiones transitorias, provocando así perturbaciones en la alimentación de todos los sistemas conectados.

1.3.12. Sobre corrientes

Comúnmente los conocemos como “sobrecargas”, corrientes superiores a lo necesitado, producen recalentamiento excesivo en los conductores, arcos y chisporroteos constantes al punto de hacer que el cable sea inflamable y provoque un incendio. Este defecto es ocasionado por el usuario, única y exclusivamente por la mala operación y el uso desmedido y descontrolado de los tomacorrientes y las extensiones, también es provocado por falta de mantenimiento o ajustes en los empates.

1.3.13. Cortocircuitos

Se producen por la conexión accidental entre conductores activos, originando una elevada intensidad y destruyendo los circuitos, al no poder soportar corrientes tan altas. Si se llega a fundir algún punto de los conductores ó de los contactos eléctricos del sistema, debido a los altos niveles de temperatura, se producirán chisporroteos e incluso flamas, hechos que generan un incendio.

1.3.14. Fallas de aislamiento

Conductores eléctricos envejecidos, mal empalmados o contacto en falso, de mala calidad, uniones o artefactos en mal estado pueden ocasionar que se energice la carcaza metálica de un equipo, un tomacorriente e inclusive las paredes, poniendo en peligro la vida del usuario.

No respetar las normas de seguridad, cuando se prescinde del asesoramiento de un profesional y/o técnico especializado, o cuando las instalaciones eléctricas no han recibido el mantenimiento adecuado necesario.

Entre las causas más comunes de estas fallas encontramos:

- Dimensionamiento inadecuado de conductores eléctricos.
- Falta de una conexión o puesta a tierra.
- Selección o reemplazo inadecuado de fusibles.

- Instalaciones provisionales o defectuosas.
- Equipos o aparatos eléctricos de mala calidad.
- Falta de mantenimiento.
- Incumplimiento de las normas.
- Falta de equipos, herramientas y protección personal adecuados al trabajar en una instalación eléctrica.

1.3.15. Efectos fisiológicos de la electricidad sobre el cuerpo Humano

Aunque son muchos los efectos fisiológicos que puede producir el paso de la corriente eléctrica sobre el organismo, los más frecuentes son los siguientes:

a) Paro cardíaco.- Se produce una parada del corazón debido al paso de la corriente eléctrica por el mismo. Puede producir secuelas irreversibles o la muerte de la persona.

b) Fibrilación ventricular.- Alteración del ritmo cardiaco debido al paso de la corriente eléctrica y que puede degenerar en un paro cardíaco. Se considera como la causa principal de muerte por choque eléctrico.

c) Contracción muscular (o tetanización).- Es la contracción muscular involuntaria que sufre la persona que recibe una descarga eléctrica y que le impide soltarse del elemento sometido a tensión.

d) Asfixia.- Se produce por contracción de los músculos de los pulmones y se manifiesta en el individuo como dificultad para respirar. Puede degenerar en un paro respiratorio y como consecuencia, producir la muerte de la persona.

e) Quemaduras.- Como consecuencia de un incendio de origen eléctrico o por interacción con un arco eléctrico.

1.3.16. Factores que intervienen en el riesgo eléctrico

De acuerdo con datos estadísticos y del análisis de los mismos, podemos resumir los factores que intervienen en los accidentes eléctricos en la Figura 1.6.

FACTORES QUE INTERVIENEN EN LOS ACCIDENTES ELÉCTRICOS

- Factores Técnicos
  - Intensidad de la corriente que pasa por el cuerpo humano.
  - Tiempo de exposición al riesgo.
  - Trayectoria de la corriente eléctrica por el cuerpo humano.
  - Naturaleza de la corriente (alterna/continua).
  - Resistencia eléctrica del cuerpo humano.
  - Tensión aplicada.
- Factores Humanos
  - Edad.
  - Enfermedades.
  - Sexo.
  - Estado emocional.
  - Profesión habitual.
  - Experiencia, etc.

Figura 1.6 Factores relacionados con el riesgo de choque eléctrico

1.4. Matriz de Riesgo

La matriz de riesgos es una herramienta flexible que contiene documentos en los procesos y evalúa en forma integral el riesgo de un sistema, a partir del análisis en partes llamados Subsistemas, en los cuales se realiza un diagnóstico objetivo de la situación global de riesgo de una entidad.

1.4.1. Evaluación de riesgos eléctricos

La evaluación de los riesgos eléctricos en una subestación es el proceso dirigido a estimar la magnitud de aquellos riesgos que no hayan podido evitarse, obteniendo la información necesaria para que el empresario esté en condiciones de tomar una decisión apropiada sobre la necesidad de adoptar medidas preventivas.

El proceso de evaluación de riesgos se compone de las siguientes etapas:

- **Análisis del riesgo**, mediante el cual se:

  - Identifica el peligro.

  - Se estima el riesgo, valorando conjuntamente la probabilidad y las consecuencias de que se materialice el peligro.

  El Análisis del riesgo proporcionará de qué orden de magnitud es el riesgo.

- **Valoración del riesgo**, con el valor del riesgo obtenido, y comparándolo con el valor del riesgo tolerable, se emite un juicio sobre la tolerabilidad del riesgo en cuestión.

  Si de la valoración del riesgo se deduce que el riesgo es no tolerable, hay que **Controlar el riesgo.**

1.4.2. Metodología de evaluación de riesgos eléctricos

La metodología de evaluación de los riesgos eléctricos presentes en una subestación de uso industrial desarrollada en esta tesis toma como procedimiento inicial al análisis GEMA (Gente, Equipo, Materia, Ambiente). Como primer paso se realiza una inspección al sistema que se va a evaluar, observando cada subsistema y equipo que forma parte de la subestación, desde la acometida pasando por el transformador, cableado, transportación de conductores, ubicación de los equipos y todo aquello que sea considerado de importancia en el análisis del evaluador. La decisión de tomar un peligro que puede ocasionar un riesgo como perjudicial la definirá el evaluador al formularse las siguientes preguntas: A quiénes de los 4 elementos fundamentales del GEMA podría afectar?, Qué factores lo produce?, Cuáles son los efectos que podría ocasionar?.

Como ayuda para el GEMA se realizan entrevistas al personal, revisión de historial de accidentes, con esto se cubrirá de una manera más eficiente los peligros presentes en el sistema.

Como ya sabemos, la metodología de evaluación en su totalidad está fundamentada en la identificación, caracterización y valoración sistemática y objetiva de cada uno de los componentes y factores relevantes del sistema de riesgo.

Con esto se quiere decir que el siguiente paso luego del análisis GEMA, será la verificación de los riesgos encontrados con respectos las normativas que debería cumplir el sistema analizado.

1.4.3. Metodología de identificación de riesgos

La elección del método que se empleará en una identificación de riesgos, dependerá del tipo de proyecto y en la fase que se aplique, además de la experiencia del equipo de trabajo que desarrollará las tareas.

1.4.4. Check List

Para fundamentar la identificación de los riesgos, se utilizaran listas de chequeos, en las que constaran por escrito todos los riesgos considerados por el GEMA como perjudiciales. En estas listas de fácil aplicación se encontraran todas las normativas que debe cumplir el sistema para su óptimo funcionamiento y para garantizar su seguridad.

Muchas organizaciones utilizan las listas de inspección estandarizadas para seguimiento y control de las diferentes fases de un proyecto. Como modelo a seguir podemos citar el siguiente ejemplo ilustrativo de la Figura 1.7 y la Figura 1.8.

Aquí se encontrarán presentes por escrito los riesgos definidos por el GEMA producto de la observación del evaluador, esta lista puede retroalimentarse con peligros que pueden surgir luego del análisis.

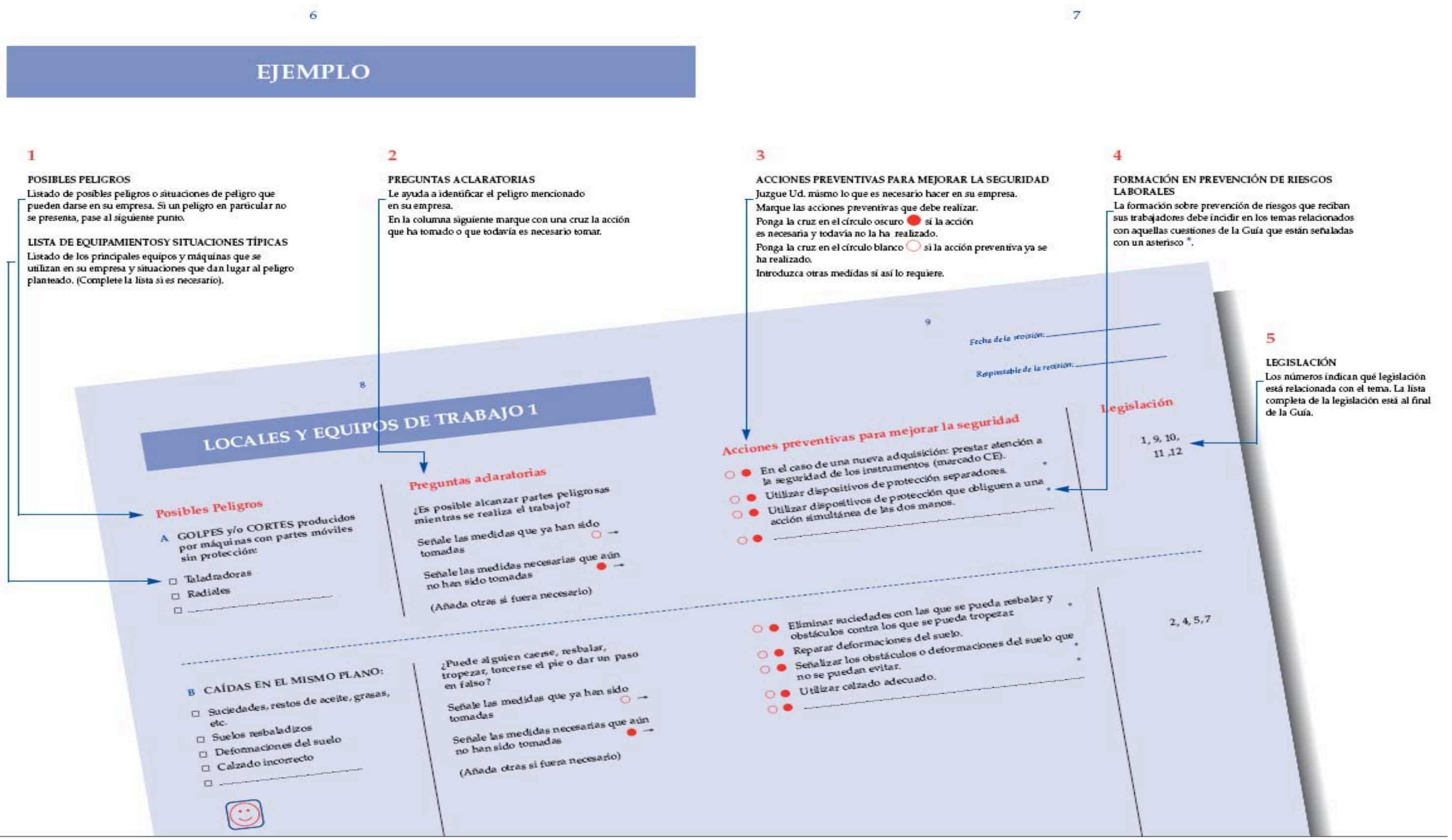
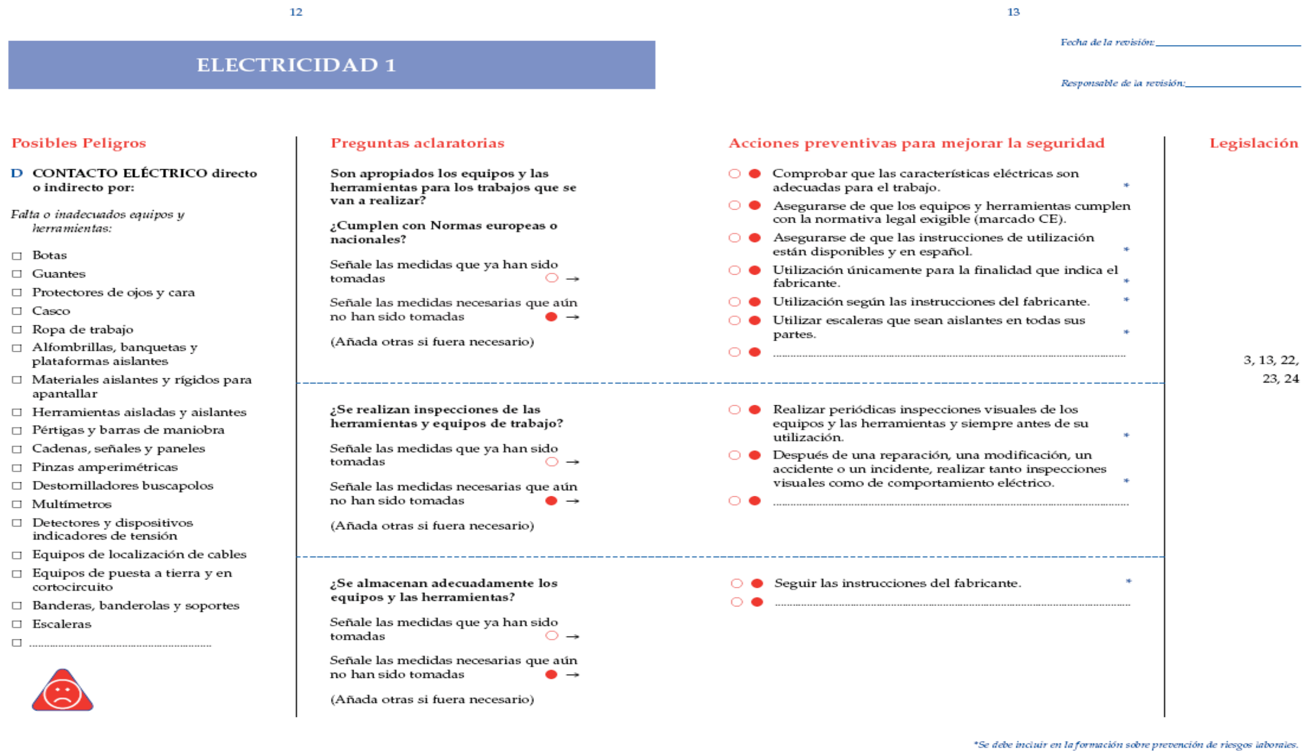


Figura 1.7 Modelo de hoja explicativa para el método del Check List

Fuente: Evaluación de riesgos, serie microempresas. Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, Madrid-España.


12 13

ELECTRICIDAD 1

Fecha de la revisión: ____________

Responsable de la revisión: ____________

Posibles Peligros

D CONTACTO ELÉCTRICO directo o indirecto por:

Falta o inadecuados equipos y herramientas:

- ☐ Botas
- ☐ Guantes
- ☐ Protectores de ojos y cara
- ☐ Casco
- ☐ Ropa de trabajo
- ☐ Alfombrillas, banquetas y plataformas aislantes
- ☐ Materiales aislantes y rígidos para apantallar
- ☐ Herramientas aisladas y aislantes
- ☐ Pértigas y barras de maniobra
- ☐ Cadenas, señales y paneles
- ☐ Pinzas amperimétricas
- ☐ Destornilladores buscapolos
- ☐ Multímetros
- ☐ Detectores y dispositivos indicadores de tensión
- ☐ Equipos de localización de cables
- ☐ Equipos de puesta a tierra y en cortocircuito
- ☐ Banderas, banderolas y soportes
- ☐ Escaleras
- ☐ ....

Preguntas aclaratorias

Son apropiados los equipos y las herramientas para los trabajos que se van a realizar?

¿Cumplen con Normas europeas o nacionales?

Señale las medidas que ya han sido tomadas ○ →

Señale las medidas necesarias que aún no han sido tomadas ● →

(Añada otras si fuera necesario)

Acciones preventivas para mejorar la seguridad

- ○ ● Comprobar que las características eléctricas son adecuadas para el trabajo. *
- ○ ● Asegurarse de que los equipos y herramientas cumplen con la normativa legal exigible (marcado CE).
- ○ ● Asegurarse de que las instrucciones de utilización están disponibles y en español. *
- ○ ● Utilización únicamente para la finalidad que indica el fabricante. *
- ○ ● Utilización según las instrucciones del fabricante. *
- ○ ● Utilizar escaleras que sean aislantes en todas sus partes. *
- ○ ● ....

Legislación

3, 13, 22, 23, 24

¿Se realizan inspecciones de las herramientas y equipos de trabajo?

Señale las medidas que ya han sido tomadas ○ →

Señale las medidas necesarias que aún no han sido tomadas ● →

(Añada otras si fuera necesario)

- ○ ● Realizar periódicas inspecciones visuales de los equipos y las herramientas y siempre antes de su utilización. *
- ○ ● Después de una reparación, una modificación, un accidente o un incidente, realizar tanto inspecciones visuales como de comportamiento eléctrico. *
- ○ ● ....

¿Se almacenan adecuadamente los equipos y las herramientas?

Señale las medidas que ya han sido tomadas ○ →

Señale las medidas necesarias que aún no han sido tomadas ● →

(Añada otras si fuera necesario)

- ○ ● Seguir las instrucciones del fabricante. *
- ○ ● ....

**Se debe incluir en la formación sobre prevención de riesgos laborales.*

Figura 1.8 Modelo de hoja explicativa para el método del Check List

Fuente: Evaluación de riesgos, serie microempresas. Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, Madrid-España.

1.4.5. Ámbito de aplicación

Podemos indicar su empleo en:

- Diseño.
- Construcción.
- Puesta en marcha.
- Operación.
- Paradas.

1.4.6. Recursos necesarios

Las listas de inspección deben ser preparadas por personas de gran experiencia.

Es necesario disponer de las normas o estándares de referencia, así como de un conocimiento del sistema o planta a analizar.

1.4.7. Ventajas/Inconvenientes

Es un método que permite comprobar con detalle la adecuación de las instalaciones.

Constituye una buena base de partida para complementarlo con otros métodos de identificación que tienen un alcance superior al cubierto por los reglamentos e instrucciones técnicas.

Es un método que examina la instalación solamente desde el punto de vista de cumplimiento de un reglamento o procedimiento determinado.

1.4.8. Metodología de valorización de riesgos

En el trabajo de Análisis de Riesgos, uno de los aspectos más complejos es la valoración de los riesgos identificados. Es en este momento en donde la experiencia del equipo que desarrolla el análisis tiene un valor muy alto. Para el estudio de este tópico optamos por tomar el método FINE como el primer método de valorización y como segundo método se ha escogido el análisis por mapa de riesgos como metodología de análisis grafico de los riesgos presentes en el sistema.

1.4.9. Metodología de Valorización FINE

Es un método que permite establecer prioridades entre las distintas situaciones de riesgo en función del peligro causado. Además podemos decir que es un método de análisis cuantitativo. La identificación de los riesgos en base al **CHECK LIST,** son valorizados posteriormente por el método FINE. Tal sistema de prioridad está basado en la utilización de una formula simple para calcular el peligro en cada situación de riesgo y de este modo llegar a una acción correctiva.

1.4.10. Cálculo de la gravedad del riesgo.

La gravedad del peligro debido a un riesgo reconocido se calcula por medio de una evaluación numérica, considerando tres factores:

$GR = P * E * C$

GR = Gravedad del riesgo

P = Probabilidad

E = Exposición

C = Consecuencia

La consecuencia de un posible riesgo, la exposición a la causa básica y a la probabilidad que ocurra la secuencia completa del accidente y sus consecuencias.

Consecuencias: Se definen como el daño, debido al riesgo que se considera, más grave razonablemente posible, incluyendo desgracias personales y daños materiales. Se asignan valores numéricos en función de la Tabla 1.1.

Consecuencia	Valor
a. CATASTRÓFICO: Muchas muertes o daños mayores a US$10.000.000	100
b. DESASTRE: Algunas muertes o daños mayores a US$1.000.000	40
c. MUY SERIA; Una muerte o daños mayores a US$100.000	15
d. SERIA: Lesión de incapacidad permanente o daños mayores a US$10.000	7
e. IMPORTANTE: Lesión con incapacidad temporal o daños mayores a US$1.000	3
f. NOTABLE: Lesión menor tratada con primeros auxilios o daños mayores a US$100	1

Tabla 1.1 Tabla de valores de consecuencia

Probabilidad: La 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 el accidente. Se valora en función de la Tabla 1.2.

Probabilidad	Valor
a. Altamente probable	10
b. Muy probable	6
c. Poco usual, pero probable. “Ha ocurrido aquí”	3
d. Muy poco usual. “Ha ocurrido en alguna parte”	1
e. Imaginable, pero muy poco probable. “No ha pasado hasta el momento”	0,5
f. Prácticamente improbable.	0,2
g. Virtualmente imposible.	0,1

Tabla 1.2 Tabla de valores de probabilidad

Exposición: Es la frecuencia con que se presenta la situación de riesgo. Siendo tal que el primer acontecimiento indeseado iniciaría la secuencia del accidente. Se valora desde “continuamente” con 10 puntos hasta “remotamente” con 0,5 puntos. La valoración se realiza según la Tabla 1.3.

Exposición	**Valor**
a. Continua; muchas veces al día.	10
b. Frecuente; diariamente.	6
c. Ocasional; semanalmente.	3
d. Poco usual; mensualmente.	2
e. Raro; unas pocas veces al año.	1
f. Muy raro; anualmente.	0,5
g. Ninguna exposición.	0

Tabla 1.3 Tabla de valores de exposición

1.4.11. Tabla de evaluación del riesgo.

La evaluación de la Gravedad del Riesgo, basada en las experiencias pasadas y actuales, se la realiza en la Tabla 1.4.

Gravedad del Riesgo	Clasificación del riesgo
Mas de 400	Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
De 200 a 400	Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
De 70 a 200	Riesgo substancial. Necesita corrección.
De 20 a 70	Riesgo posible. Atención.
Menos de 20	Riesgo aceptable en el estado actual.

Tabla 1.4 Tabla de evaluación del riesgo

1.4.12. Seleccionar la mejor alternativa de control.

Este paso es el momento en que se debe plantear soluciones técnicas necesarias para tratar el riesgo. Para tratar un riesgo pueden existir una, dos o más soluciones al problema, de las cuales se escoge la más óptima desde el punto de vista de seguridad.

1.5. Mapa de Riesgos

Metodología de análisis de riesgo cualitativo, se caracteriza por presentar en forma gráfica las situaciones de riesgos en un sistema, como se muestra en la Figura 1.9. Como definición se puede decir que los Mapas de Riesgos consisten en una representación gráfica a través de símbolos de uso general o adaptados a nuestro interés como se muestra en la simbología para riesgos eléctricos (es decir, que tendríamos que "Mapear" la subestación para identificar los riesgo que pudieran existir en cada subsistema), los cuales nos indican el **grado de peligrosidad,** de acuerdo a la información recopilada en la metodología FINE solo basados en los riesgos por operación y exposición, sin tomar en cuenta los riesgos causados por falta de mantenimiento o por ubicación.

Con ayuda de la normativa de advertencia de peligros de nombre DIN del Instituto Alemán de Normalización, podemos presentar las siguientes simbologías que son utilizadas en el desarrollo del Mapa de Riesgos:

El resultado grafico de esta metodología nos advertirá de los peligros presentes en el sistema y nos ayudara a prevenir los riesgos.

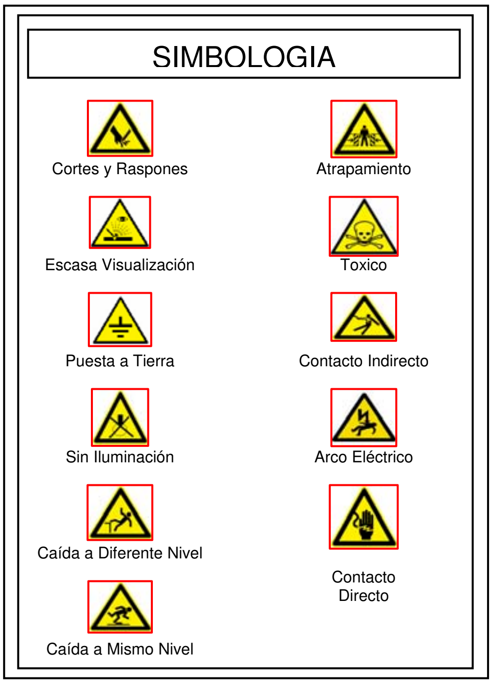


Figura 1.9 Simbología para riesgos eléctricos

La información que se recopila en los mapas debe ser sistemática y actualizable, no debiendo ser entendida como una actividad puntual, sino como una forma de recolección y análisis de datos que permitan una adecuada orientación de las actividades preventivas posteriores.

La elaboración de un Mapa de Riesgo exige el cumplimiento de los siguientes pasos:

Asignación de colores: Los colores aplicados tienen el objetivo de identificar gráficamente la gravedad de cada riesgo existente en el área de interés.

Selección de gráficos representativos de riesgos: Por cada riesgo encontrado, deberá ir un símbolo para indicar una advertencia del peligro asociado.

Sombreado del Riesgo: Se creará un sombreado en toda parte donde se incluya un gráfico de advertencia con el fin de advertir los limites del peligro, el sombreado deberá ir con el color asignado por FINE para indicar su nivel de peligrosidad. Existirán algunas intersecciones en los sombreados, pero siempre se debe tomar en cuenta al mayor de los riesgos.

Los mapas de riesgos deben estar colocados a la entrada del área de interés, en su parte inferior una tabla indicando el significado de cada símbolo, junto con los EPP que se deberían usar antes de ingresar a dicha área.

1.6. Control de los Riesgos Eléctricos

Los factores principales a considerar son:

- El diseño seguro de las instalaciones.
- El diseño y construcción de los equipos de acuerdo a normas adecuadas.
- La autorización de uso después que se ha comprobado que es seguro.
- El mantenimiento correcto y reparaciones.
- Las modificaciones que se efectúen se realicen según normas.

Las precauciones generales contra el shock eléctrico son:

- La selección del equipo apropiado y el ambiente adecuado.
- Las buenas prácticas de instalación.
- El mantenimiento programado y regular.
- El uso de acuerdo a las instrucciones del fabricante.

La protección contra el shock eléctrico se consigue usando:

- Equipos de maniobra con baja tensión.
- La doble aislación o la construcción aislada.
- Las conexiones a tierra y la protección por equipos de desconexión automática.
- La separación eléctrica entre las fuentes y la tierra.

CAPÍTULO 2

SUBESTACIONES

Una subestación es un conjunto de equipos, dispositivos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

En toda instalación industrial o comercial es indispensable el uso de la energía, la continuidad de servicio y calidad de la energía consumida por los diferentes equipos, así como la requerida para la iluminación, es por esto que las subestaciones eléctricas son necesarias para lograr una mayor productividad.

Las subestaciones son la fuente de suministro de energía para la distribución a nivel local, para dar servicio a varios usuarios o aún para un cliente específico. En el sector industrial, la función principal de la subestación es reducir la tensión del nivel de transmisión o de subtransmisión al nivel de distribución necesaria para los equipos que operan dentro de la empresa.

2.1. Clases de Subestaciones

Las subestaciones eléctricas de uso industrial se pueden clasificar por el tipo de instalación como:

- Subestaciones tipo intemperie.
- Subestaciones de tipo interior.
- Subestaciones tipo blindado.

Subestaciones tipo intemperie.

Estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvias, viento, nieve e inclemencias atmosféricas diversas) por lo general se adoptan en los sistemas de alta y extra alta tensión.

Subestaciones tipo interior.

En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, esta solución se usaba hace algunos años en la práctica europea, actualmente son poco los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias incluyendo la variante de la subestación del tipo blindado.

La subestación analizada en este tópico es de propiedad de la planta industrial Quimipac es de tipio interior, véase la Figura 2.1.

Figura 2.1 Subestación tipo interior

Subestaciones tipo blindado.

En estas subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido en comparación a las construcciones de subestaciones convencionales, por lo general se usan en el interior de fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran de poco espacio para su instalación, por lo general se utilizan en tensiones de distribución y utilización.

2.2. Equipos y Materiales utilizados en subestaciones

Dependiendo de la tensión de operación y de la capacidad de la subestación eléctrica puede variar el número de componentes de la misma así como las cantidades a especificar para cada equipo o aparato.

Entre los principales elementos por especificar se pueden mencionar los siguientes:

- Transformador.
- Interruptores.
- Transformadores para instrumento. (Potencial y Corriente).

- Celdas de Media Tensión.
- Pararrayos.
- Fusibles.
- Barras colectoras.
- Aisladores.
- Tableros.
- Herrajes y conectores.
- Instrumentos eléctricos de medición.
- Alumbrado
- Acometida

2.3. Subestación de la Planta Quimipac

A lo largo de su existencia se ha dado un mantenimiento correctivo de tipo temporal, pero por falta de coordinación, estos "temporales" en la actualidad, se han convertido en problemas críticos provocando entre algunas de sus deficiencias, pérdidas constantes de fases, daño de equipos entre otros que serán detallados más adelante.

En este capítulo se dará inicio a la metodología de evaluación de los riesgos presentes en la subestación, con la aplicación del procedimiento del análisis GEMA. Con el fin de profundizar en el análisis de cada deficiencia presente en la subestación, se procede a dividir el sistema en zonas específicas, las cuales se denominan subsistemas.

En el caso de estudio presentado se tiene una subestación industrial que opera a media tensión, con una instalación de tipo interior. Para el levantamiento del sistema eléctrico se tomaron como parámetros fundamentales, la inspección visual y física de la acometida; de la Subestación eléctrica y de los tableros de distribución principales. Con estos datos, se obtiene el diagrama unifilar eléctrico de la subestación, como se muestra en la Figura 2.2.

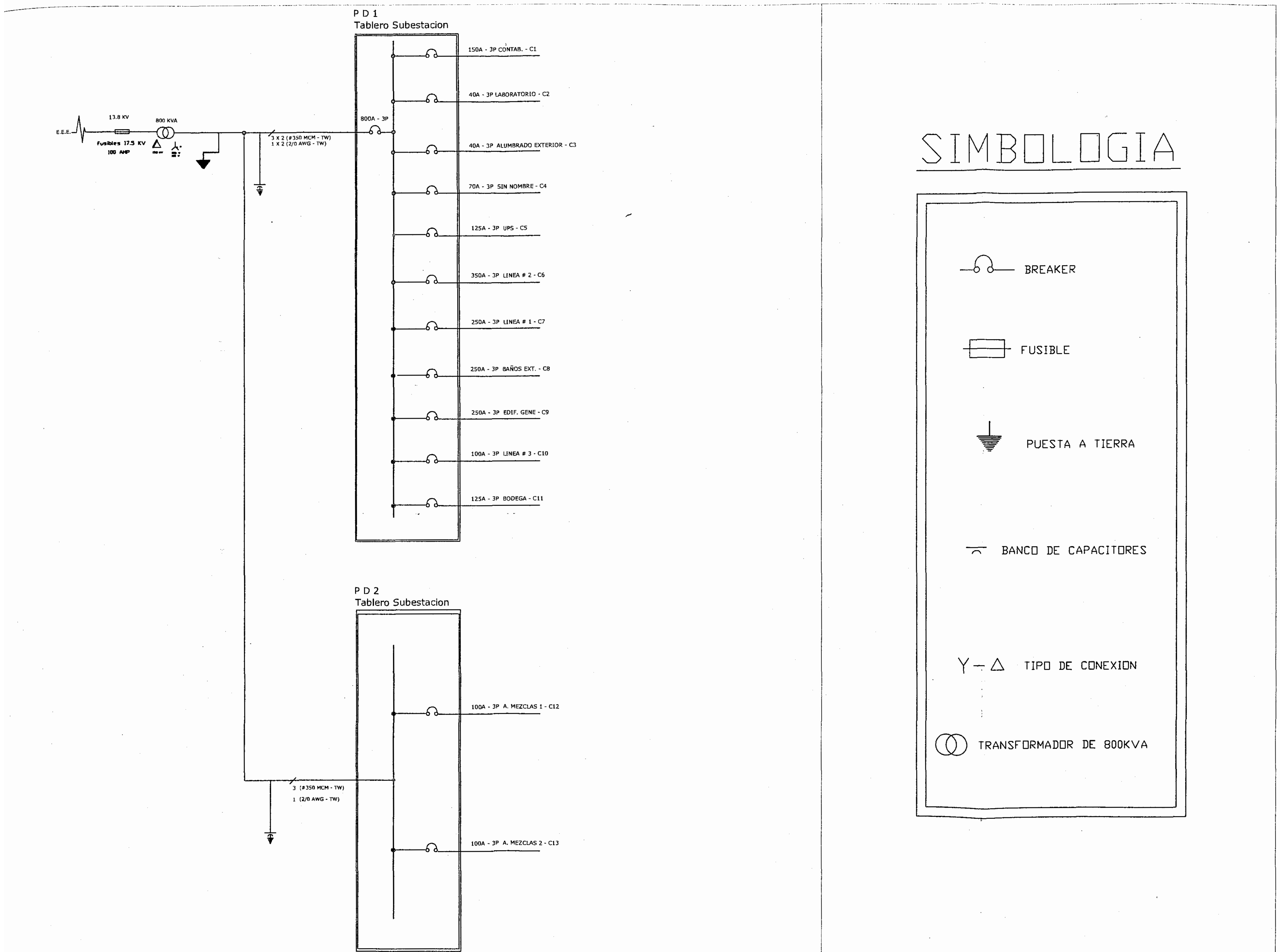


Figura 2.2 Diagrama unifilar de la Subestacion Quimipac

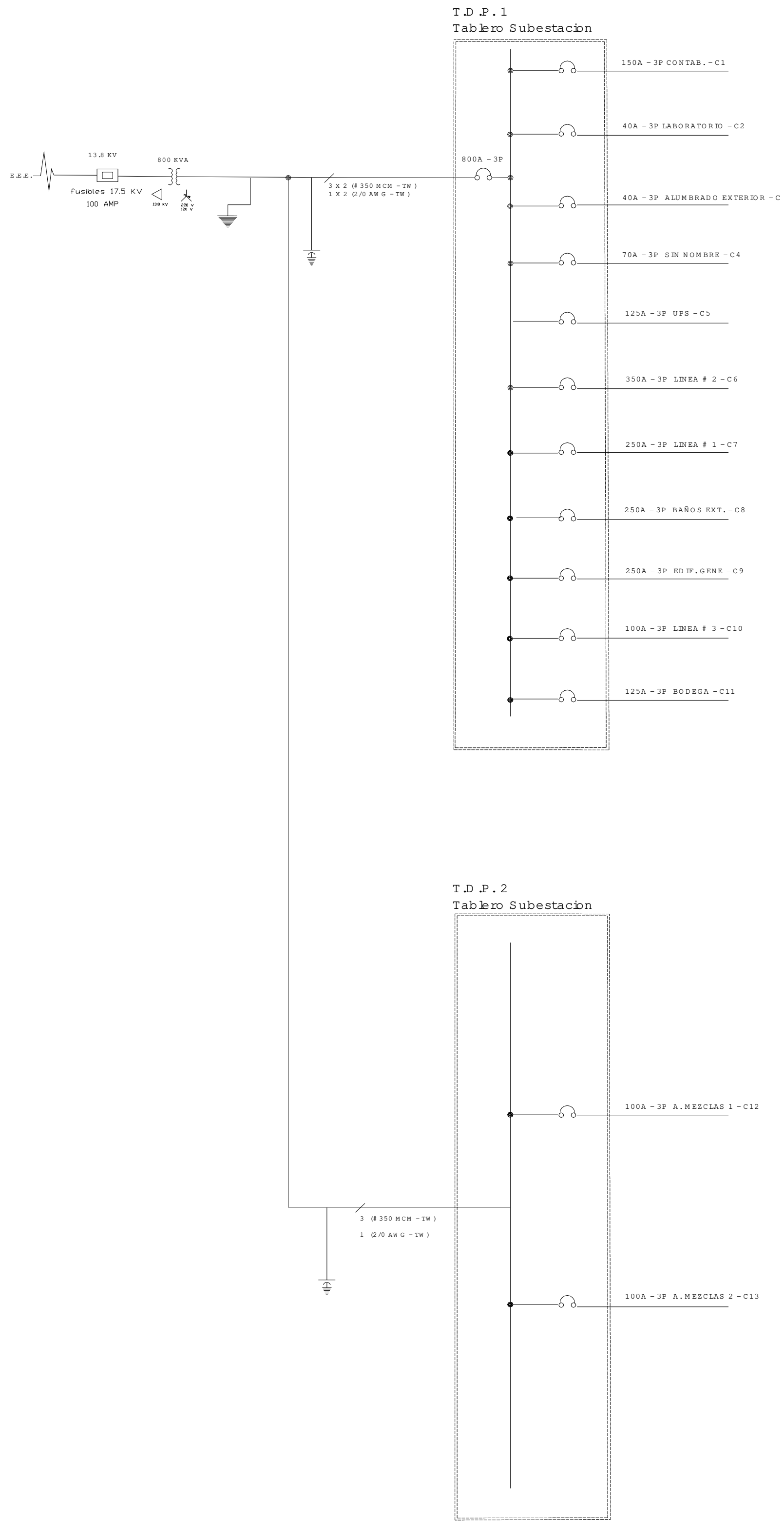


Figura 2.2 Diagrama Unifilar de la Subestación Quimipac

2.3.1. Subsistemas

Los Subsistemas de nuestra área de interés son las siguientes como se muestra en la Figura 2.3.

SUBSISTEMAS

- S1 - Localización
- S2 - Estructura
- S3 - Cableado y Equipo Eléctrico
- S4 - Iluminación
- S5 - Acometida hasta el primario del transformador.
- S6 - Puesta a tierra
- S7 - Transformador.
- S8 - Secundario del Transformador.
- S9 - Panel de Distribución PD1
- S10 - Panel de Distribución PD2
- S11 -Seguridad y Defensas de la Subestación

Figura 2.3 Clasificación de la subestación de Quimipac por subsistema

2.3.2. Problemas observados en la acometida hasta el primario del Transformador

Actualmente existe una entrada de alimentación principal en media tensión tipo trifásica que determina un sistema de medición instalado por la CATEG dentro de las instalaciones de la planta, lo que se encuentra dentro de los parámetros determinados por el NATSIM (Normas de Acometidas, Cuartos de Transformadores y Sistema de Medición para el suministro de Electricidad), que indica en la página 14 literal 4.1.1 Número de acometidas permitidas. "Cualquier inmueble o predio será servido solamente por una acometida". El sistema de alimentación descrito está en media tensión, 13.2 KV trifásico cuyo equipo de medición se encuentra actualmente instalado en poste de hormigón armado dentro de las instalaciones de la planta industrial.

El sistema de medición está a una altura de 1.50 m, con la conexión a tierra con un cable #8 AWG TW ajustado por una abrazadera en la puesta a tierra, expuesta al medio ambiente de la zona. La acometida de media tensión está formada por un tubo de 6.50 m de altura con un diámetro de 3 plgs., cabe recalcar que por donde ingresan al tubo de la acometida no tiene el reversible respectivo (Incumplimiento de normativa NEC Art. 230-54, literal b) y se encuentra ajustado a los restos de un poste de una altura aproximada de 1.20 m., como se muestra en la Figura 2.4.

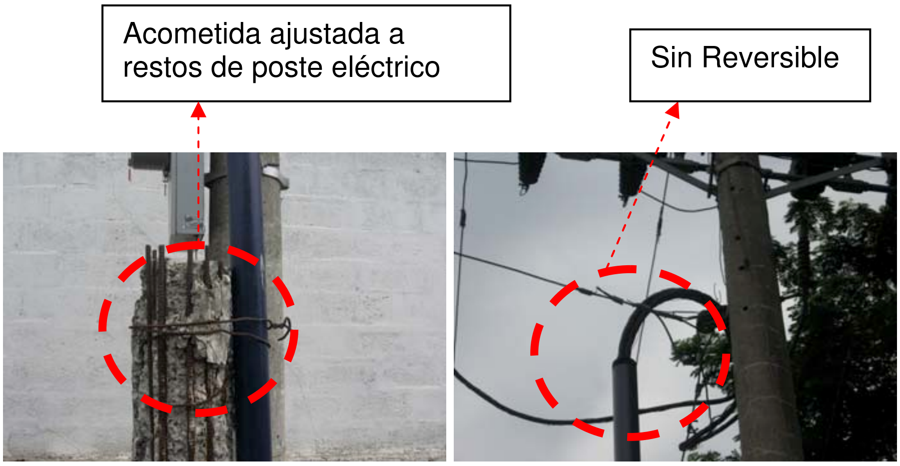


Figura 2.4 Tubo de la acometida de la subestación

Está alimentación está formado por un conductor # 2 AWG XLPE para 15 KV autoprotegido con una longitud aproximada de 25 m, después del Sistema de medición pasa por una caja de paso de 80 x 80 x 80 cm, la misma que se encuentra llena de residuos de aguas lluvias mezclados con residuos químicos y grasas, de ahí viaja a través de una tubería subterránea al área de la subestación hacia una caja porta fusible para energizar un transformador trifásico de 800 KVA instalado en la parte inferior del área de Bodegas.

Los conductores que ingresan por la acometida hasta los fusibles tienen el apantallamiento conectado entre sí junto con la estructura metálica, como se muestra en la Figura 2.7, que hace de soporte de las cuchillas a modo de nudo, empatado con un conductor de aluminio desnudo #2/0, el mismo que se conecta al sistema de puesta a tierra de la subestación. El sistema de la caja porta fusible está formado por 3 cuchillas unipolares, cada una con 1 fusible de 50 A mejor conocidos como “velas” con una capacidad de 50 KV. Los conductores que se conectan desde las cuchillas hasta el primario están sujetados a las vigas de madera que forman el techo (Incumplimiento de normativa NEC Art. 450-42), el mismo que hace papel de soporte, hasta las puntas aisladas de conexión (bushings) de cerámica del primario, como se muestra en la Figura 2.6.

Estas puntas aisladas de conexión (bushings) tienen como protección en la conexión del cable conductor cinta aislante alto fundente, las puntas aisladas de conexión son de cerámica y son del tipo “columna hueca”, sobre la distancia que se encuentran instaladas las velas es aproximadamente de 0.75 m. Para este subsistema, el detalle en importancia se centra en la caja de paso de media tensión, de acuerdo a lo inspeccionado se presenta una filtración de residuos químicos mezclados con aguas lluvias (Incumplimiento de normativa NEC Art. 370-72, literal a y e), como se muestra en la Figura 2.5.

Figura 2.5 Caja de paso de media tensión

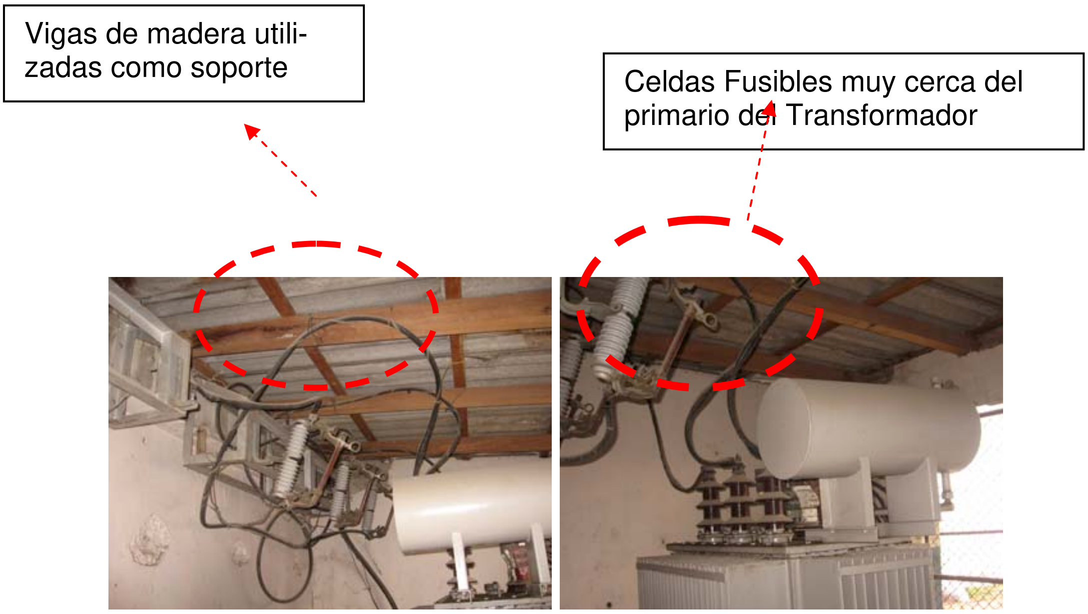


Figura 2.6 Dispositivo de protección del primario – puntas aisladas de conexión del primario

Figura 2.7 Cable de alimentación para el primario del transformador

2.3.3. Transformador

Actualmente trabajan con un transformador trifásico, de 3 devanados para distribución, con un tipo de enfriamiento OA, enfriamiento natural por aire y por aceite, este tipo de enfriamiento es comúnmente usado en transformadores mayores de 50 KVA, para distribución, sumergido en aceite dieléctrico con PCB con una rigidez dieléctrica de 29 KV que de acuerdo a la norma ASTM D877 cumple con el mínimo requerido, el grado de coloración es de 3 de acuerdo a la norma ASTM D1500, con un sistema de control del transformador de medición de nivel de aceite el mismo que no está funcionando, con conexión Delta – Estrella debido a que se trabajan con 2 voltajes 110 y 220 V. Las características técnicas del Transformador, en resumen se muestran en la Tabla 2.1.

<table>
<tr><th>MARCA</th><th>MORETRAN</th><th></th><th></th><th></th></tr>
<tr><td>Transformador</td><td>3Φ</td><td>TIPO</td><td>TECD</td><td>3267</td></tr>
<tr><td>Posición del Conmutador</td><td>Primario</td><td>Secundario</td><td>N°</td><td>100155T</td></tr>
<tr><td rowspan="5">Voltios en vacío</td><td>13800</td><td rowspan="5">220 / 127</td><td>AÑO</td><td>1986</td></tr>
<tr><td>13530</td><td>KVA</td><td>800</td></tr>
<tr><td>13200</td><td>Hz</td><td>60</td></tr>
<tr><td>12870</td><td>GRUPO</td><td>DYN5</td></tr>
<tr><td>12540</td><td rowspan="2">NORMA</td><td rowspan="2">IEC76</td></tr>
<tr><td>Amperios</td><td>34,99</td><td>1049,75</td></tr>
</table>

MEDIDAS	
ALTURA	1,74 m
ANCHO	1,25 m
PROFUNDIDAD	1.50 m

Tabla 2.1 Datos de placa y medidas del transformador

El transformador actualmente presenta de ruido pero no es excesivo, se ha considerado que este nivel de ruido está dentro de los decibles permitidos y que se encuentra muy por debajo de generar contaminación por ruido. También presenta vibraciones pequeñas en los aisladores, con temperaturas dentro de lo normal, para obtener este detalle se realizo un barrido térmico como se muestra en la Figura 2.8, con sensores de temperatura tipo pistola de marca FLUKE modelo MINI IR, la prueba fue realizada a plena carga del transformador, en el instante cuando se enciende todo el sistema de producción, los valores obtenidos y el detalle de las temperaturas de carcaza tanto del lado primario como del secundario se muestran en la Tabla 2.2 y Tabla 2.3, respectivamente.

<table>
<tr><th colspan="5">PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR</th></tr>
<tr><td>SECCION</td><td>L1</td><td>L2</td><td>L3</td><td>Recomendado</td></tr>
<tr><td>TEMPERATURA (ºC)</td><td>38</td><td>36</td><td>38</td><td>80</td></tr>
<tr><td>DISIPADOR SECCION IZQQUIERDA (ºC)</td><td>49</td><td colspan="2">DISPADOR SECCION DERECHA (ºC)</td><td>48</td></tr>
</table>

Tabla 2.2 Temperatura en el primario del transformador

<table>
<tr><th colspan="6">SECUNDARIO DEL TRASNFORMADOR</th></tr>
<tr><td>SECCIÓN</td><td>A</td><td>B</td><td>C</td><td>N</td><td>Recom.</td></tr>
<tr><td>TEMPERATURA (ºC)</td><td>48</td><td>46</td><td>48</td><td>47</td><td>80</td></tr>
<tr><td>DISIPADOR SECCIÓN IZQQUIERDA (ºC)</td><td>47</td><td colspan="2">DISIPADOR SECCIÖN DERECHA (ºC)</td><td colspan="2">45</td></tr>
<tr><td colspan="4">DISIPADOR IZQUIERDO DEL TRASNFORMADOR (ºC)</td><td colspan="2">47</td></tr>
<tr><td colspan="4">DISIPADOR DERECHO DEL TRASNFORMADOR (ºC)</td><td colspan="2">46</td></tr>
</table>

Tabla 2.3 Temperatura en el secundario del transformador

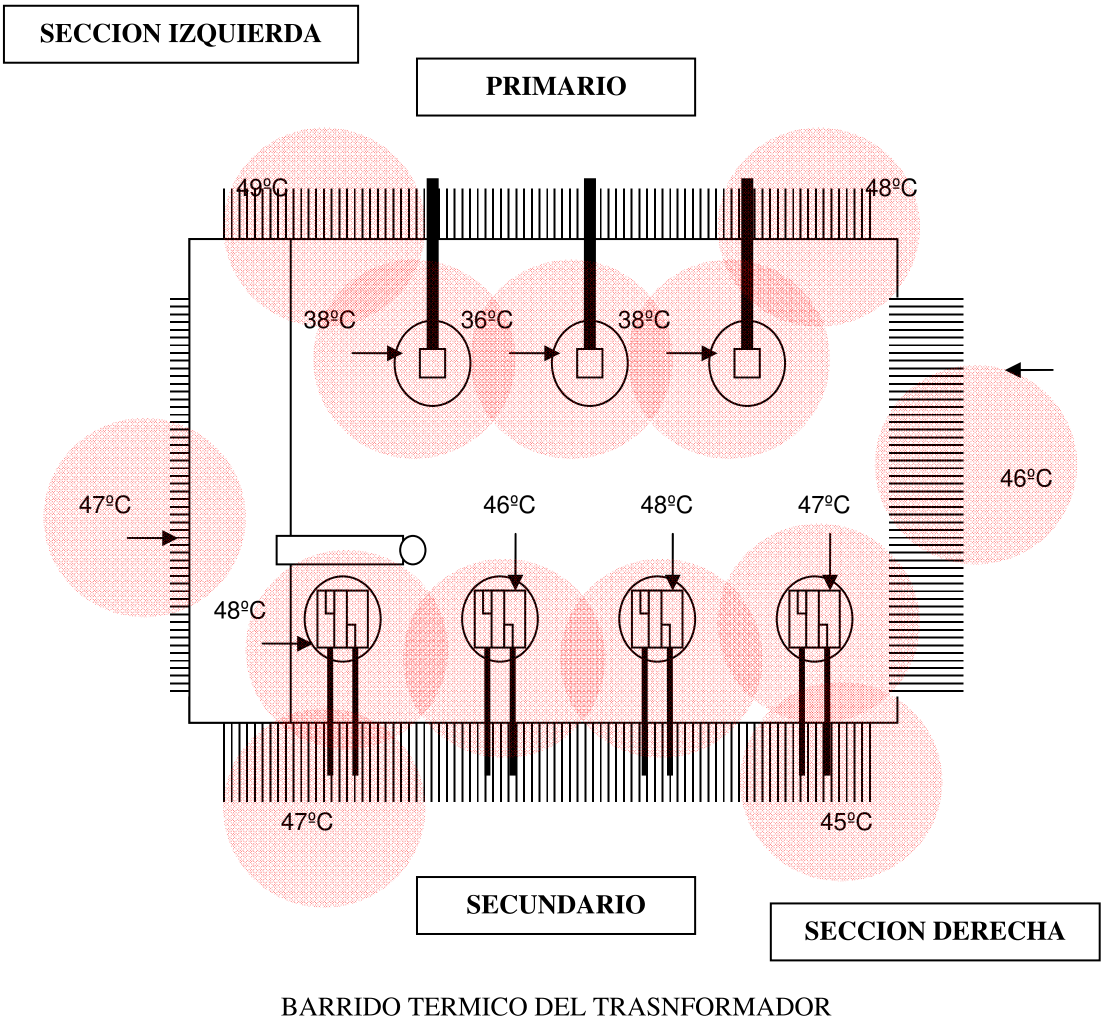


Figura 2.8 Ubicación del punto de medición de temperatura del barrido térmico

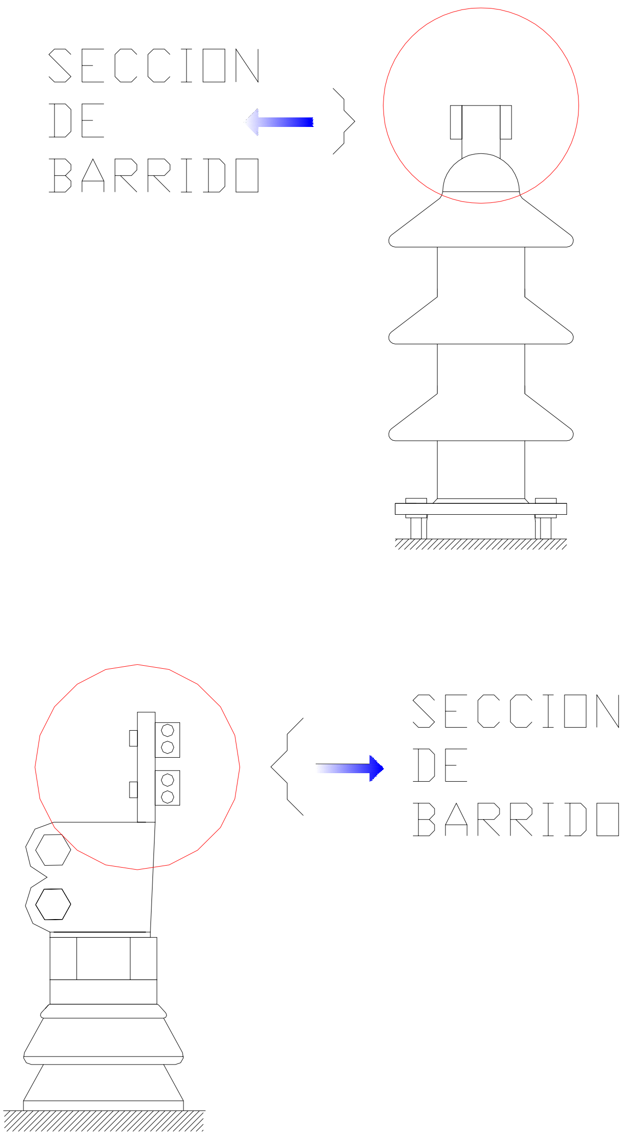


Figura 2.9 Mediciones realizadas en las puntas aisladas de conexión del transformador

Las mediciones fueron realizadas con un movimiento de arriba hacia abajo en las secciones, indicadas en la Figura 2.9, donde el medidor FLUKE recolecta los valores de temperatura mostrando siempre el valor mas alto recolectado en la sección barrida. El barrido térmico en los aisladores fue realizado con un movimiento de izquierda a derecha en las secciones circulares mostradas en la Figura 2.8 del transformador. Para este tipo de transformadores la máxima temperatura de carcaza permisible es de 80ºC con una temperatura interna de 40ºC, en resumen de acuerdo a los valores medidos la temperatura es considerada muy aceptable.

Las temperaturas presentadas por el transformador resultaron bajas debido a que este se encuentra operando al 20% de su capacidad.

2.3.4. Secundario del Transformador

El Secundario del transformador está formado por 4 puntas aisladas de conexión de cerámica. Cada puntas aisladas de conexión esta conectado a conductores eléctricos por medio de talones. En la fase 2, el aislador de cerámica esta partido (Incumplimiento de normativa NEC Art. 110-12, literal c) como se muestra en la Figura 2.10, mientras que en la fase 3 el talón no esta debidamente ajustado al conductor, produciendo una cantidad pequeña de chispas al existir un movimiento ligero del conductor de este conector.

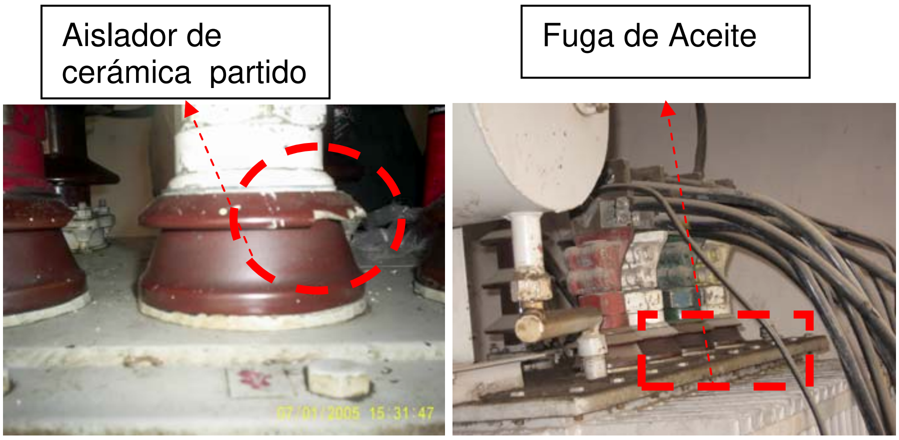


Figura 2.10 Puntas aisladas de conexión partido – Fuga pequeña de aceite en puntas aisladas de conexión del secundario

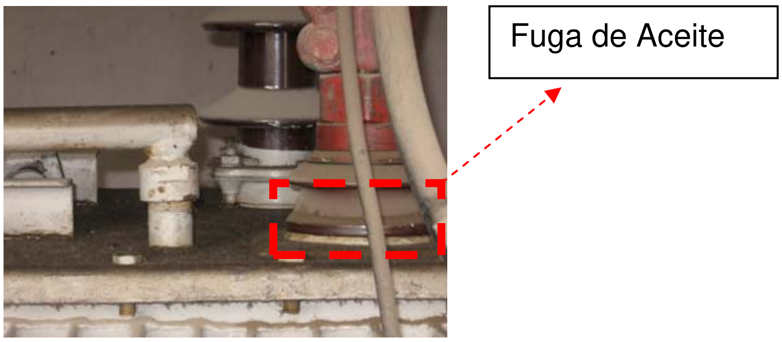


Figura 2.11 Fuga de aceite en Secundario del Transformador

De las puntas aisladas de conexión del neutro salen 6 conductores #2/0 AWG – TW, 1 conductor para el PD2, 2 conductores para el PD1 y 3 conductores que se empatan, a modo de torque y presión en un mismo punto, con un cable de aluminio desnudo #2/0, el mismo que se dirige a la puesta a tierra de la subestación. Cada puntas aisladas de conexión presenta fuga de aceite (Incumplimiento de normativa NEC Art. 110-12, literal c) en la base de cerámica, como se ve en la Figura 2.11. Adjunto al secundario sobre la canaleta de transportación de los conductores se encuentra instalado un Banco de Capacitores de Marca ASEA y de 17 KVA, como se muestra en la Figura 2.12, con su dispositivo de protección (disyuntor) encima del equipo con un retazo de waipe entre la carcaza del banco y el dispositivo de protección.

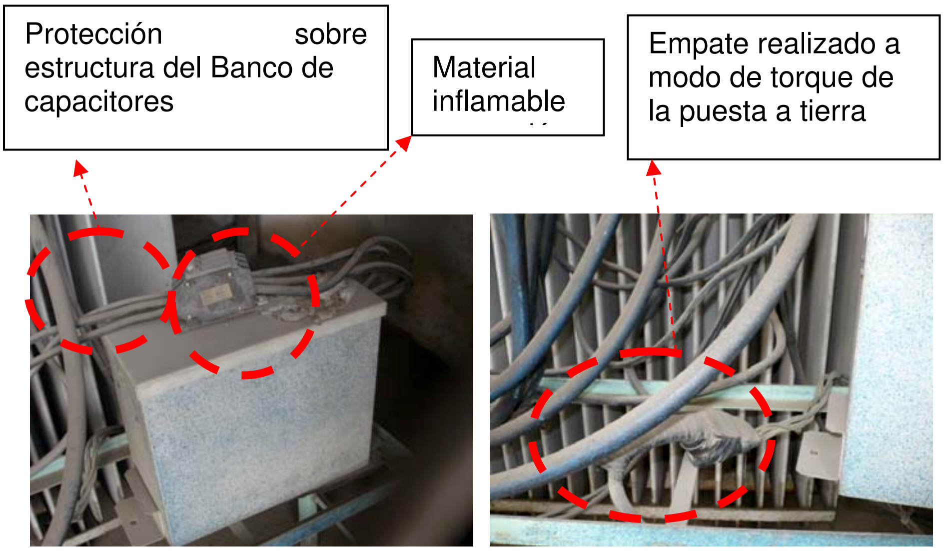


Figura 2.12 Banco de capacitores y empate del conductor de puesta a tierra

2.3.5. Cableado y Equipo Eléctrico

Como se puede observar en el diagrama unifilar, del secundario salen los circuitos en paralelo a alimentar los tableros en paralelo PD1 y PD2, estos conductores son transportados por canaletas del tipo rejilla - abierta a una altura de 50 cm**,** los conductores están fijados a la canaleta por medio de cables, y en las fases que alimentan al PD1, se han instalado un empalme tipo abrazadera aislados con cinta alto fundente, uno por cada fase, ubicados a forma de escalera. Estos empalmes presentan desgaste físico (Incumplimiento de normativa NEC Art. 110-14, literal b), como se muestra en la Figura 2.13.

Figura 2.13 Transportación por canaleta – empalme

De la transportación de los conductores al PD1, estos conductores pasan encima de una canaleta del tipo rejilla abierta a unos 50 cm. de altura, los mismos están sujetos a la canaleta con retazos de conductores, de los conductores que alimentan al PD1 no todos se transportan por la canaleta, los conductores que están conectados a la punta aislada de conexión del neutro pasan debajo de la canaleta sobre el piso, todos estos conductores terminan pasando al PD1 a través de un tubo pasante sin protección, como se muestra en la Figura 2.14, sin relleno de resina (cortafuegos o silicona de alta temperatura) para alguna posible falla eléctrica.

Lo que concierne al PD2 se transportan por el mismo tipo de canaleta hacia una pared donde sube hacia un agujero, ver Figura 2.14, de una pared sin tubo pasante físico (Incumplimiento de normativa NEC Art. 374-9, literal c) a una canaleta instalada a unos **2 m** de altura con respecto al piso, en medio de la transportación existe un incremento en la altura de **50 cm** con un dobles en la canaleta y en los conductores aproximadamente de 90º. Por último, a la estructura utilizada para la transportación de los conductores no esta conectado al sistema de puesta a tierra de la subestación.

Figura 2.14 Transportación sin tubo pasante y con tubo pasante

2.3.6. Panel de Distribución PD1

El panel es marca G.E. (GENERAL ELECTRIC) y se encuentra instalado a una distancia de **7 m** del secundario del transformador, protegido con un disyuntor G.E. de 800 A., al que se conecta un juego de barras de baja tensión (JdBT) de las siguientes dimensiones, el cual se muestra en la Tabla 2.4.

Largo (h):	86	cm
Ancho (b):	7,4	cm
Espesor (a):	0,9	cm
Numero de Barras por Fase:	1	Unidades
Distancia entre Barras:	7,54	cm

Tabla 2.4 Dimensiones de las barras

El conductor que alimenta a las barras presenta doblado de 90º como se ve en la Figura 2.15, instalado con un apoyo de material a forma de aislante entre los conectores de la salida del disyuntor y el juego de barras, un segmento de envolvente de conductor #350 MCM – TW. Las dimensiones del PD1 se indican en la Tabla 2.5.

Largo (h):	2,28	cm
Ancho (b):	0,89	cm
Profundidad(p):	0,76	cm

Tabla 2.5 Dimensiones del PD1

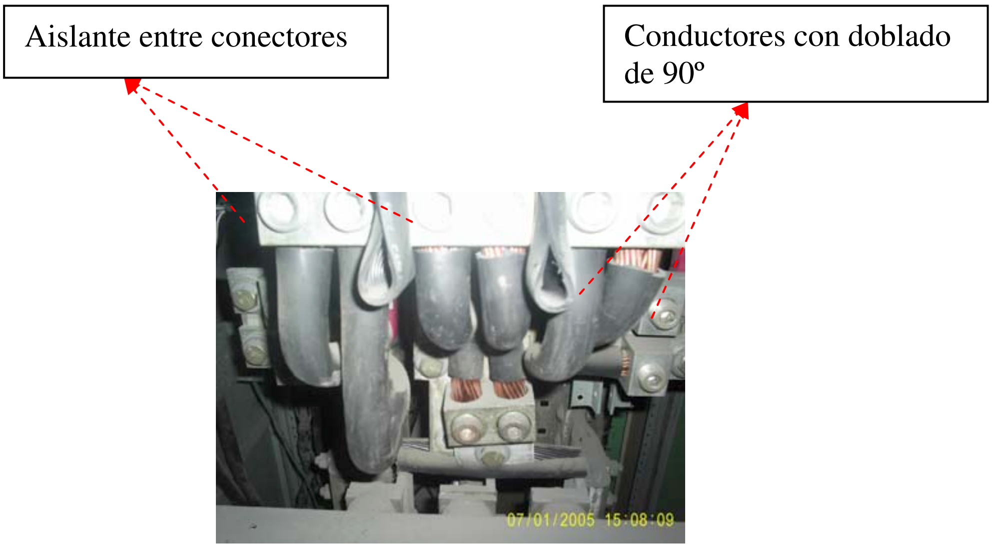


Figura 2.15 Conductores con doblez

La altura del techo de la subestación con respecto al PD1 es de 0,65 m, el panel tiene incorporado medidor de Voltaje y de Amperaje los cuales se encuentran en buen estado y midiendo hasta la fecha.

La estructura del panel se encuentra conectada a la barra de distribución del neutro, en su parte interna se puede encontrar todos los conductores conectados a los diferentes circuitos sin identificación, ni orden alguno junto con residuos excesivos de polvo y excrementos de animales. La carga y distribución del PD1 se muestra en la Figura 2.16.

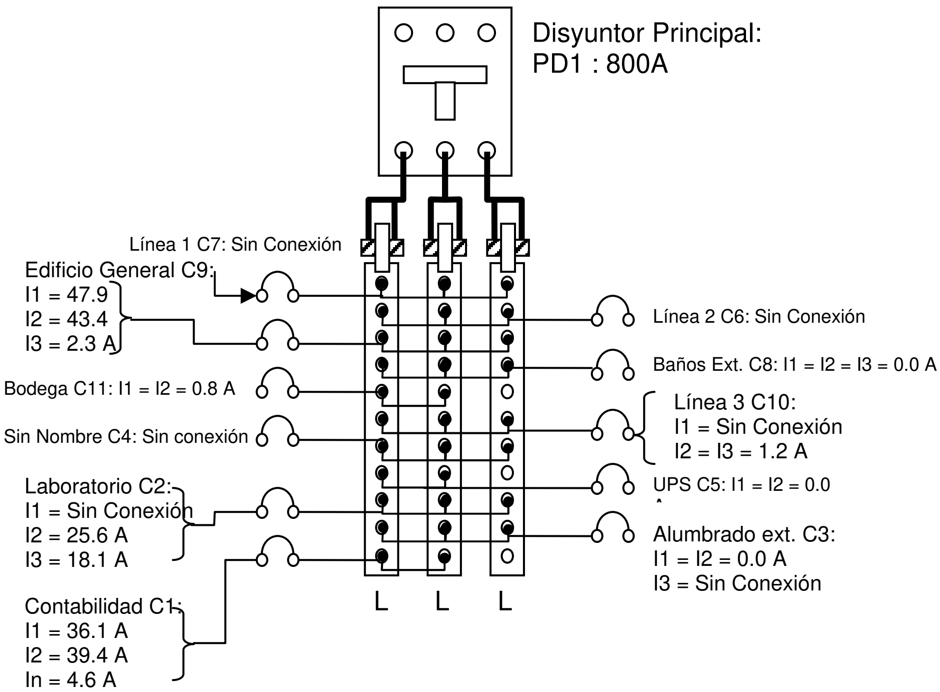


Figura 2.16 Esquema de conexiones del PD1

En resumen de los datos seleccionados de pruebas se tiene, recalcando que los mismos fueron recolectados en las **horas pico** de la planta, como podemos ver en la Tabla 2.6.

CORRIENTE POR FASE	DIA 1 – Antes de las 12:00	DIA 2 – Después de las 12:00 – Compresor encendido	DIA 3 – Después de las 12:00 – Sin compresor
I1 (A)	84.8	124	76
I2 (A)	110.4	157	100
I3 (A)	21.6	64	16

Tabla 2.6 Datos de prueba del PD1 en horas picos

De acuerdo al personal de seguridad de la planta no se ha realizado estudio de esfuerzo electromagnético entre barras del panel PD1 ni de arco eléctrico.

2.3.7. Panel de Distribución PD2

El panel es de marca G.E. y se encuentra instalado a una distancia de 17 m, con respecto al secundario del transformador, ubicado en la parte externa de la subestación sin contar con los medios necesarios para operar en un ambiente externo ya que su estructura y dispositivos no están diseñados para trabajar en intemperie, adicional a estas fallas el techo que cubre al PD2 tiene hueco lo que permite que en épocas de lluvias ingrese agua al tablero. Actualmente este panel está formado por un disyuntor principal de 800 A, el mismo que está sin carga, el JdBT sólo están energizadas, no están sujetadas firmemente a sus bases por lo que tambalean con algún golpe leve a la estructura del panel. Entre las barras se encuentran aisladas con restos de cartón y cinta aislante (Incumplimiento de normativa NEC Art. 110-12, literal c) como se ve en la Figura 2.17. No tiene barrera de protección para las barras, las cuales están sulfatadas, oxidadas con abundante polvo, residuos de animales y presencia de insectos en su interior.

El panel consta de medidores de amperaje y tensión, los mismos que están e buen estado. El panel tiene instalado y operando 2 disyuntores de 100 A cada uno, los mismos que alimentan el área de mezclas, estos disyuntores no tienen un disyuntor de protección principal, estos están alimentados directamente desde el secundario del transformador. Debido a la exposición del panel al ambiente la barra de distribución del neutro tiene sulfatada su contacto (Incumplimiento de normativa NEC Art. 110-12, literal c) al conductor de esta misma línea.

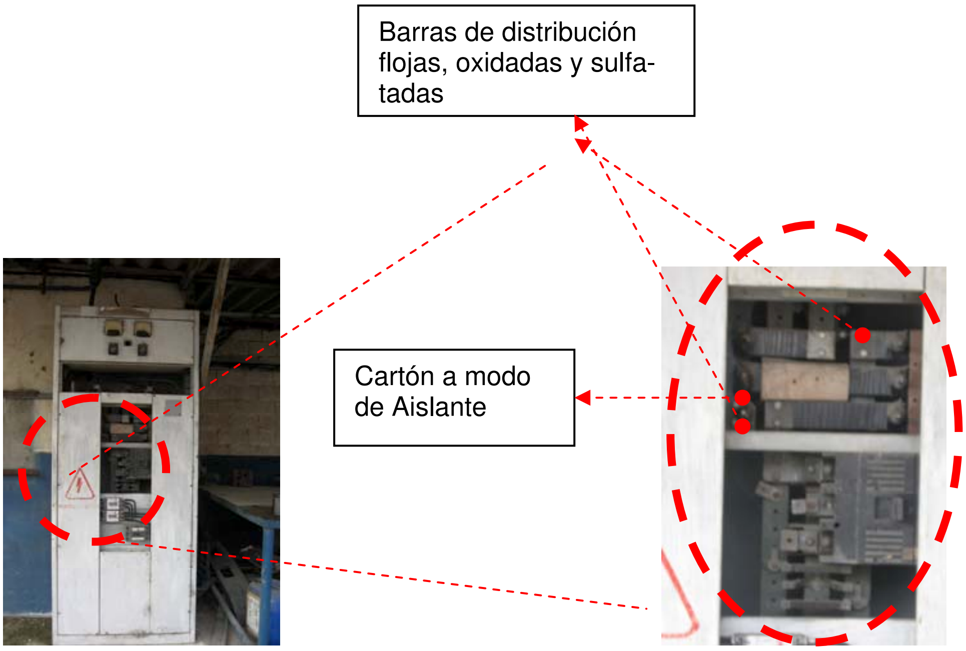


Figura 2.17 Panel de Distribución 2

2.3.8. Iluminación

El cuarto del PD1 tiene 2 luminarias de 2 fluorescentes de 40 W cada una, con su breaker instalado en una pared cercana al PD1 y no ubicado en un panel como debe de ser, como se ve en la Figura 2.18, además estas luminarias están instaladas en una plancha de madera a modo colgante. Su disyuntor de protección está instalado en la parte posterior del panel principal. La luminaria está instalada en una posición que no alumbra lo suficiente (Incumplimiento de normativa NEC Art. 110-16, literal

d) al PD1 en su parte frontal de este cuarto, en caso de necesitar realizar trabajos en la parte interna del PD1 como se ve en la Figura 2.19.

Este cuarto tiene una luz de emergencia con batería recargable con una duración de 8 horas continuas de encendido, el cuarto del transformador no esta sectorizado para su respectiva iluminación, no tiene luminarias ni luz de emergencia, a instalación del PD2 tampoco tiene luminarias.

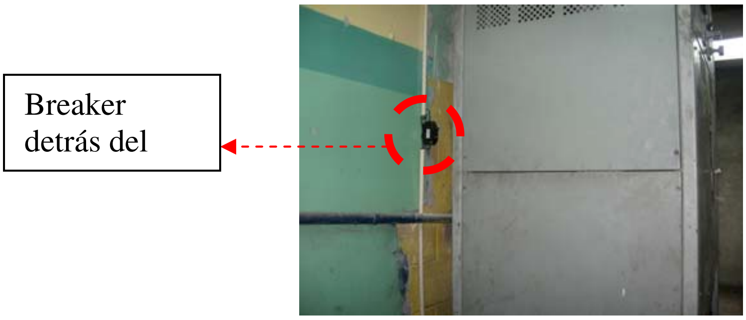


Figura 2.18 Breaker para luminarias del PD1

Figura 2.19 Iluminación del cuarto PD1

2.3.9. Estructura

El techo de la subestación en el área del transformador está formado por vigas de madera, junto con Eternit, y tiene inclinación. El cuarto del PD1 tiene como techo vigas de madera (Incumplimiento de normativa NEC Art. 450-42; Art. 924-4, literal a) junto con una plancha del mismo material como se ve en la Figura 2.20. Las paredes del cuarto donde se encuentra el PD1, **son de 10 cm de grosor aproximadamente**, y se encuentra ubicado junto con el área donde se deposita tanques de almacenamiento de químicos incendiarios. La puerta es 2.05 x 2.05 m, no existe barrera de protección para el lado de media tensión, ni canaleta para los conductores del primario del transformador, ni rampa de acceso para el mismo, las paredes del cuarto del transformador están debidamente reforzadas con un **grosor aproximado de 20 cm**. No tiene una puerta de emergencia y la ventilación para el cuarto del PD1 no es la apropiada, en el interior del PD1 se encuentran residuos de materiales de construcción (Incumplimiento de normativa NEC Art. 450-48; Art. 924-9, literal b), como se muestra en la Figura 2.21.

Figura 2.20 Techo de la subestación del área del PD1 y del transformador

Figura 2.21 Residuos de materiales en área del PD1

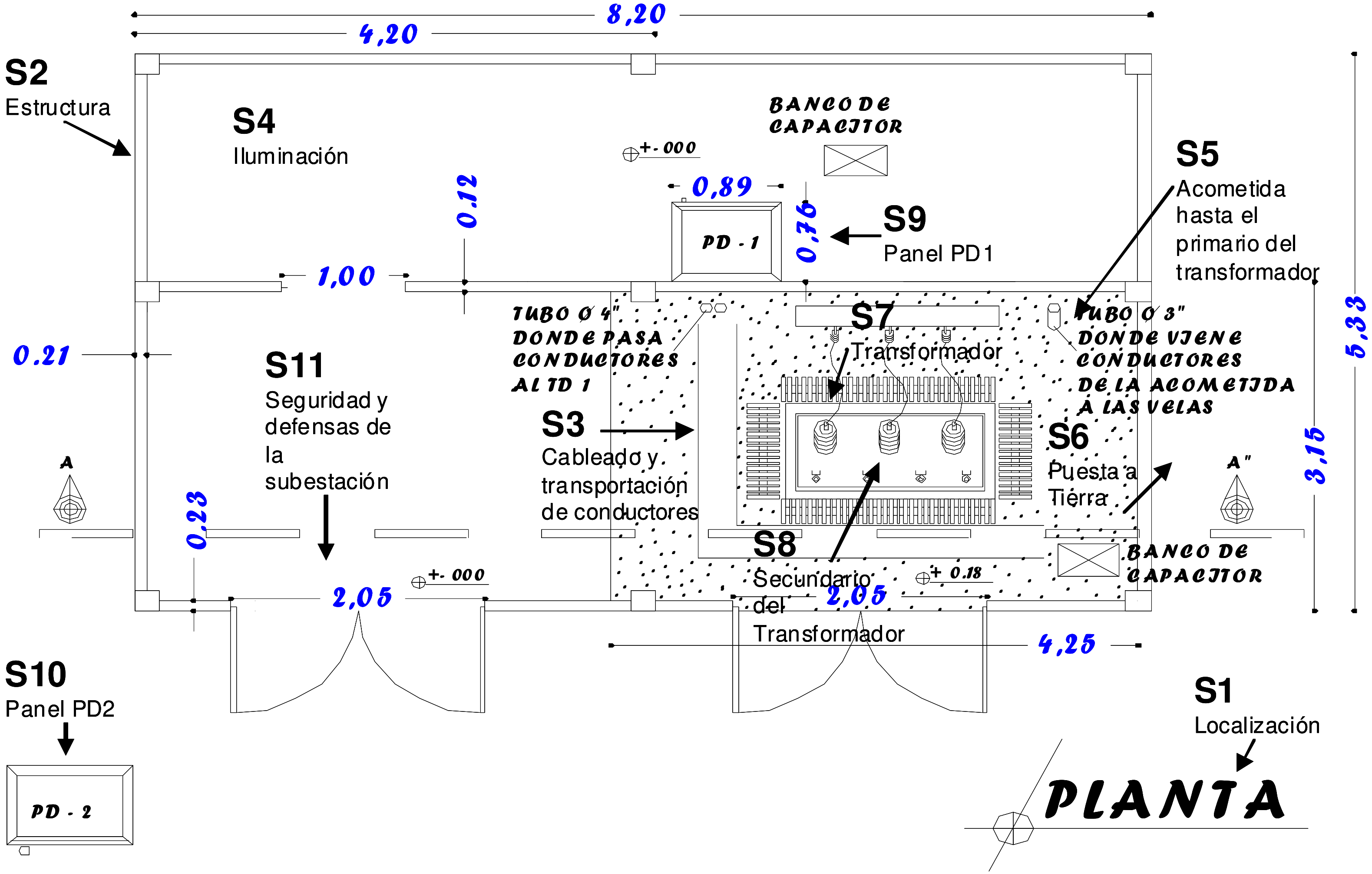


Figura 2.22 Diagrama de la estructura de la subestación – vista superior

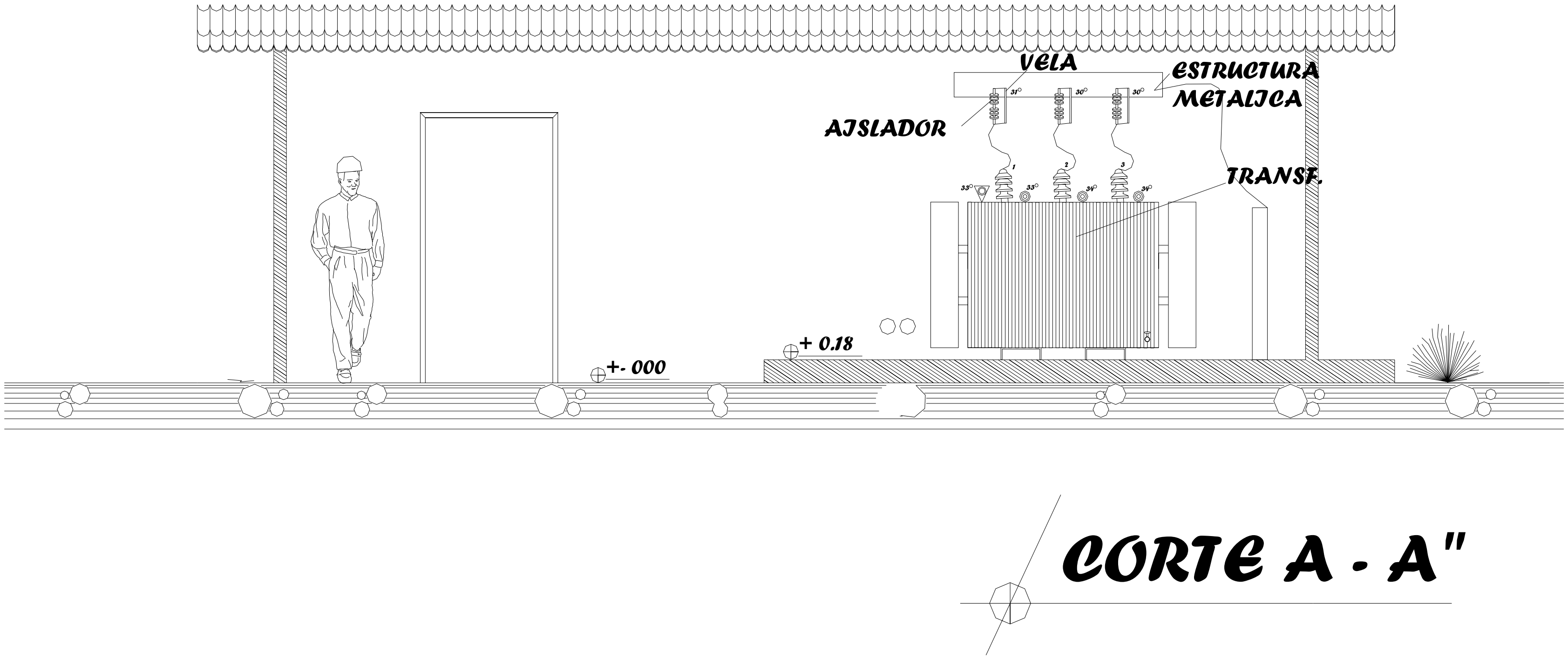


Figura 2.23 Diagrama de la estructura de la subestación – vista lateral

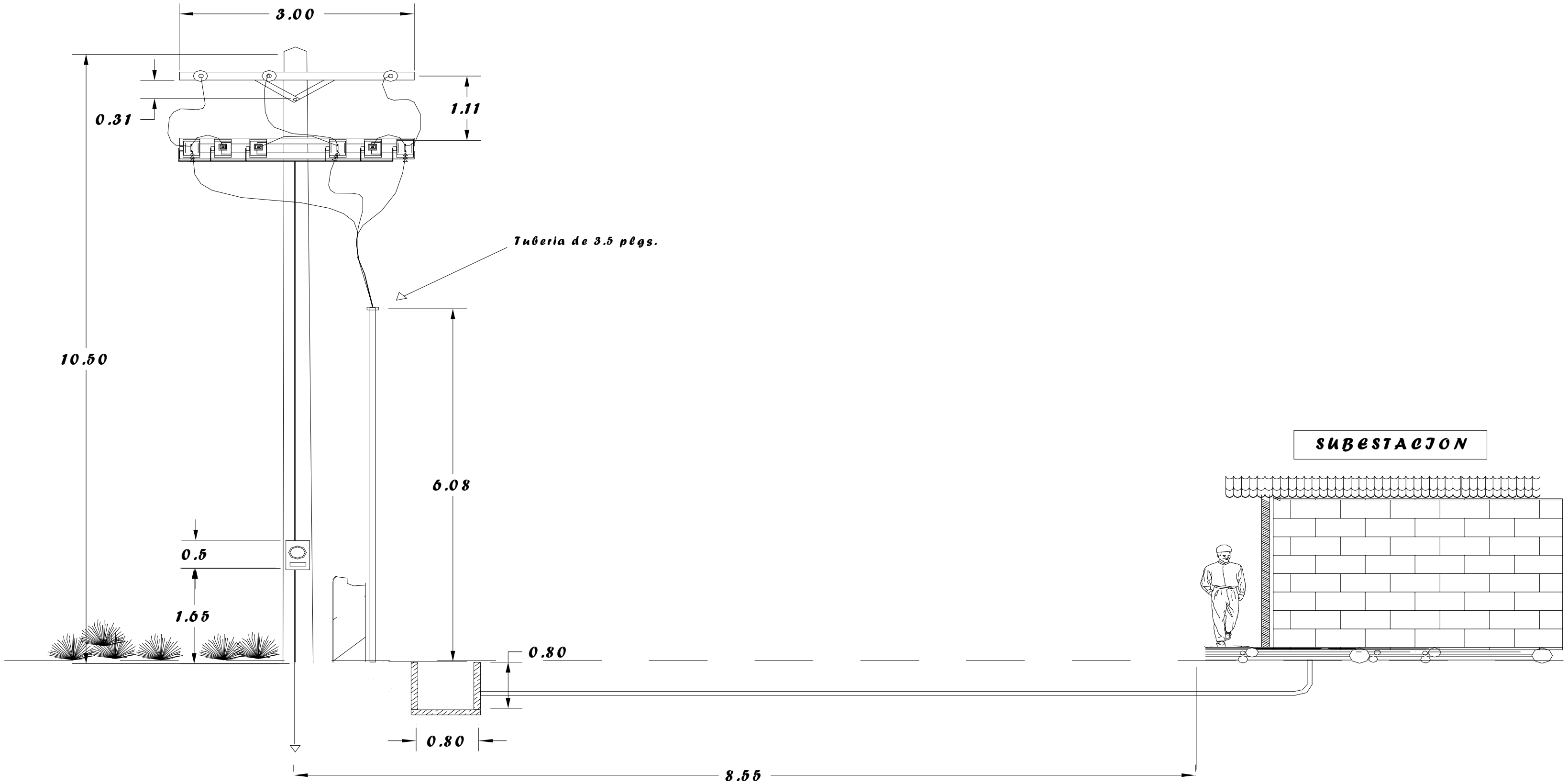


Figura 2.24 Diagrama de la estructura de la acometida de la subestación – vista lateral

2.3.10. Localización

La subestación se encuentra ubicada en la parte inferior del área de bodegas como se muestra en la Figura 2.25, en donde se almacenan productos químicos inflamables, la subestación está separada por paredes de 10cm de grosor, que es el área que constituye la estructura del PD1. Existe otra área que contienen gases inflamables, el área de mezclas, los mismos que son inflamables, pero están lo suficientemente lejos del área de mezclas (a una distancia de 35 m aproximadamente), el aire de la subestación se encuentra libre de gases inflamables y/o explosivos, pues del área de mezclas hasta la subestación es abierta con excelente ventilación natural.

Figura 2.25 Localización de la Subestación en la Planta Quimipac

2.3.11. Puesta a tierra

La puesta a tierra de la subestación esta formada por 2 partes:

- Aterrizado de las estructuras conductoras.- Toda la estructura de la subestación, como por ejemplo: las puertas, canaletas, soportes de fusibles de media tensión, estructura del transformador no tienen conexión de puesta a tierra.

- Aterrizado del sistema eléctrico.- Para verificación si la puesta a tierra de la instalación eléctrica es aceptable se procedió a realizar la medición de la resistividad y de la resistencia a través de un telurómetro.

2.3.12. Medición de la resistividad de la tierra

Aplicando el método de Wenner (ver Apéndice C).

De los valores obtenidos en cada prueba se calcula el promedio como se ve en la Tabla 2.7.

Valores de datos	FR – Promedio [Ω-m]	FC – Promedio [Ω-m]
Dato 1:	32,1227849	32,1863788
Dato 2:	32,2327406	32,2964298

Tabla 2.7 Valor promedio de la resistividad del terreno

Con lo que se concluye que el valor de resistividad del terreno es 32,2 [Ω-m].

2.3.13. Medición del sistema de puesta a tierra de la subestación

Para esta medición se aplico el método de caída de potencial o método de 3 terminales (ver Apéndice D).

Los resultados obtenidos, mediante esta aplicación se lo ven en la Tabla 2.8.

RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA				
DISTANCIA (m) 100%	# DE MEDICION	PORCENTAJE DE LA DISTANCIA (%)	DISTANCIA (m)	RESISTENCIA DE LA PUESTA A TIERRA [Ω]
16,58	1	62	10,27	0,35 – 0,5
	2	72	11,93	0,48 – 0,5
	3	58	9,62	0,38 – 0,44

Tabla 2.8 Valores de resistencia del sistema de puesta a tierra

Resumiendo, de los valores obtenidos comparándolos con los descritos por la norma que deben ser menor a 10 Ω, para todas las subestaciones menor a 13 KV, los valores mostrados cumplen.

También se procede a verificar la instalación física de la puesta a tierra de la subestación y se obtiene que el mismo atraviesa por un agujero sin tuvo pasante (Incumplimiento de normativa NEC Art. 374-9, literal c) en la pared hacia el exterior a un punto de unión por medio de una abrazadera con muestras de oxido y moho (Incumplimiento de normativa NEC Art. 250-117, literal a) como se ve en la Figura 2.26, el número de conductores que se empatan 4 en total mas un conductor roto que está ajustado a modo de pasador, en este punto sobre pasa el mínimo permitido. El sistema de conexión de puesta a tierra presenta huellas de oxido y deterioro (Incumplimiento de normativa NEC Art. 250-115; Art. 250-118) por falta de mantenimiento, como se muestra en la Figura 2.27.

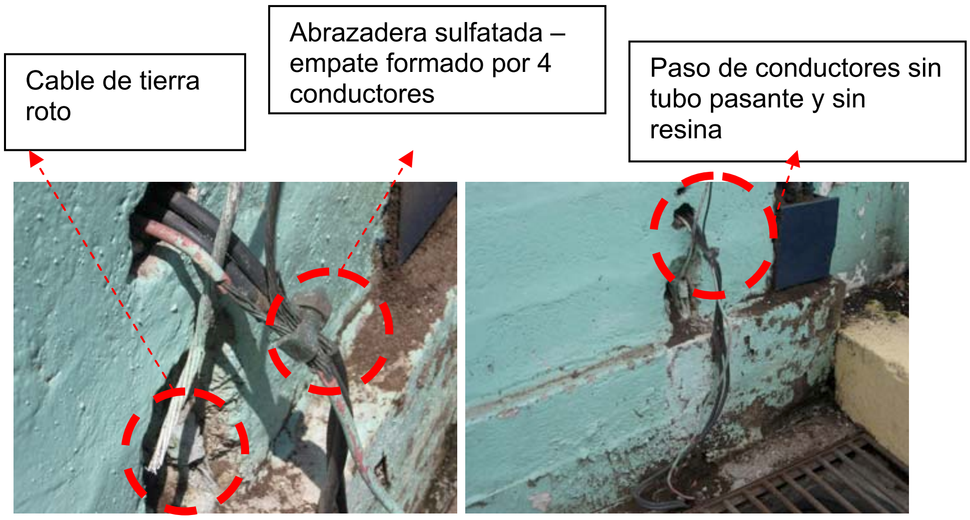


Figura 2.26 Empalme y agujero sin tubo pasante del sistema P.T.

Figura 2.27 Conexión al sistema de P.T.

2.3.14. Seguridad y Defensas de la Subestación

La subestación actualmente tiene las siguientes deficiencias:

El sistema de acceso a la subestación no tiene protección (Incumplimiento de normativa NEC Art. 450-43, literal c; Art. 924-3), ver Figura 2.28.

No hay señalización de peligro ni personal restringido.

No hay documento que verifique que el personal que realiza trabajos en esta área está calificado o no.

No tiene un sistema de pararrayos.

No tiene puerta de emergencia.

No tiene un sistema contra incendio.

No tiene detector de humo.

No tiene barreras contra la entrada de animales, ver Figura 2.29.

No tiene barrera de protección para el primario del transformador.

El sistema de desconexión de las velas del primario no es el adecuado para las dimensiones actuales.

No hay restric-
ción de acceso

Figura 2.28 Puertas de acceso al transformador

Falla eléctrica producida por
animal que ingresó a la
subestación

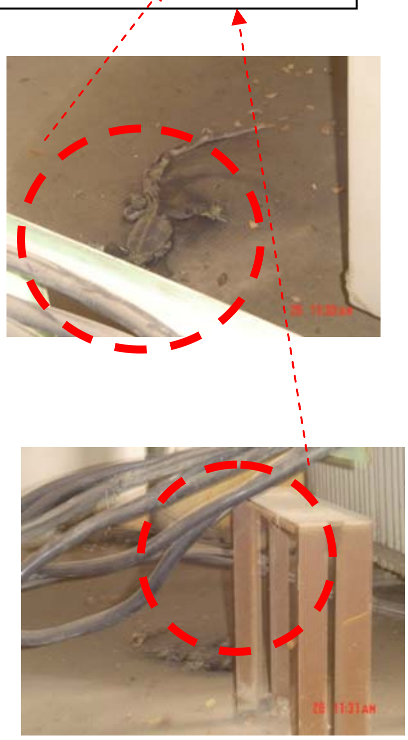


Figura 2.29 Animal electrocutado en el primario del transformador

CAPÍTULO 3

GEMA

En el capítulo 2 se analizaron riesgos que están presentes en los subsistemas de la subestación que es la forma como se procede con el GEMA pero para tener mas claro el análisis se explicará como se aplicó esta filosofía:

- Acceso al Área de interés: Se realizarán los trámites necesarios con la gerencia de la empresa para tener los permisos al área en que se realiza la investigación.

- Acceso al Historial de accidentes: Se procede a entrevistar al personal de recursos Humanos y de Seguridad Industrial con el fin de obtener las incidencias de accidentes ya ocurridos en la subestación y de esta forma analizar de una manera más precisa las falla existentes en la subestación.

- Entrevistas con el personal involucrados en el proceso: Esto se realiza con el objetivo de incluir toda información de fallas que por muchas razones no es transmitida a superiores por razones personales de los trabajadores (falta de comunicación).

- Capacidad de Observación: El evaluador deberá tener la capacidad de discernir y apreciar los riesgos presente en cada subsistema a evaluar, para lo cual se necesita que tenga los conocimientos apropiados relacionados con el tema a evaluar, en este caso es el riesgo eléctrico en subestaciones de baja tensión.

- División del Área de Interés en Subsistemas: Esta división tiene el objetivo de profundizar en los detalles que forman nuestra área de interés.

Al haber realizado los requerimientos necesitados del GEMA, se realiza un conjunto de interrogantes que tiene la función de recopilar información necesaria que servirá para verificar si la misma cumple como un peligro o no.

- ¿En qué afecta y/o Cómo afecta?
- ¿Por qué se produce?
- ¿Cuáles son los efectos?

Por lo general la mayoría de las empresas no tienen historial de accidentes, entonces la entrevista con el personal será detallada con el fin de obtener la mayor cantidad de información posible sobre los hechos del accidente, aplicando el conjunto de interrogantes mostrados gráficamente en la Figura 3.1.

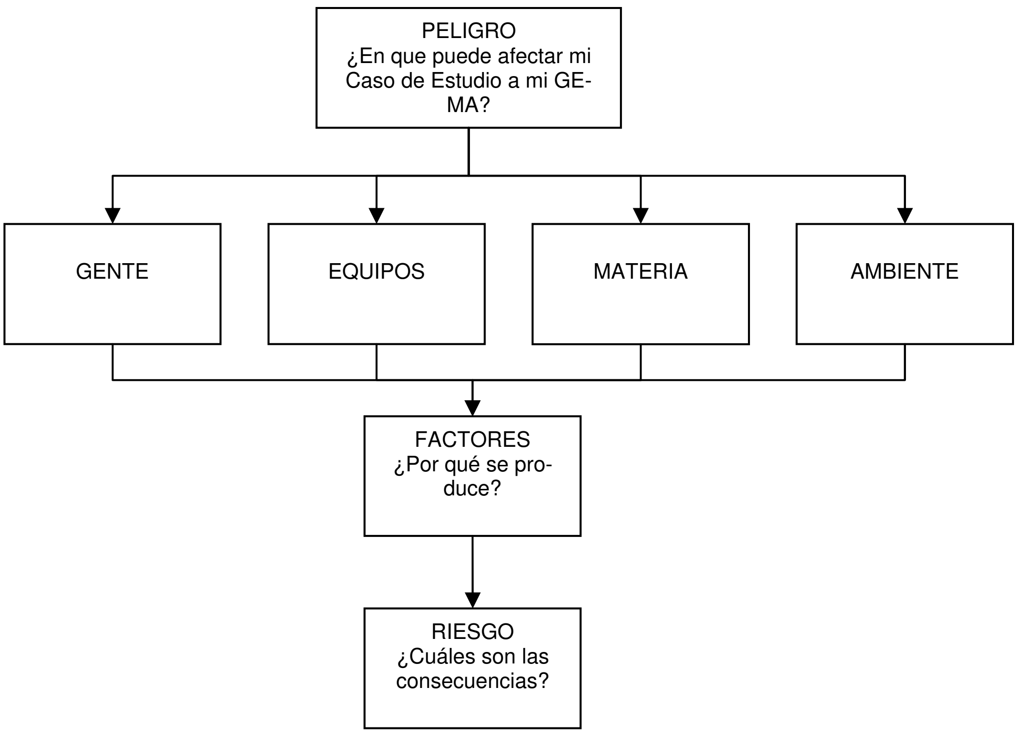


Figura 3.1 Esquema para la elaboración del Análisis GEMA

Desarrollando estas preguntas, tenemos los datos suficientes para empezar a desarrollar la identificación por medio de listas de Riesgos (Check List) basados en los principios señalados anteriormente (Normas – NEC, NFPA).

3.1.- Gente

Este elemento incluye tanto al personal de producción, mantenimiento, administrativo y ejecutivo de la empresa. El trabajador generalmente se encuentra involucrado en la mayoría de los accidentes debido ya que esta siempre expuesto a cualquier tipo de riesgo.

Se deben considerar como herramientas de defensa la implementación de procedimientos de seguridad y permisos de trabajo capacitación permanente del personal y además regirse a normativas como el código laboral ecuatoriano y la NFPA70E la cual cubre los requisitos de seguridad eléctrica para los lugares de trabajo de los empleados que son necesarios para la seguridad practica de ellos en su empleo.

- ¿En qué puede afectar la instalación eléctrica a la GENTE?

La subestación de la planta Quimipac tiene un tiempo de Funcionamiento aproximadamente de 25 años, y en todo ese tiempo no existió un departamento de mantenimiento, por lo mismo que se realizaban contrataciones de personales externos a la empresa para dichos trabajos. Este proceso se ha estado realizando sin contar con un permiso de trabajo el cual verifique si el personal a laboral está en condiciones de realizar dichos trabajos y si cuenta con los equipos requeridos (EPP). Véase Figura 3.2 y Figura 3.3.

Figura 3.2 Personal trabajando en líneas de media tensión sin EPP

Figura 3.3 Personal trabando en primario del transformador sin EPP

El conjunto de la falta de supervisión y de trabajos realizados de forma incorrecta ha provocado una acumulación de fallas, entre las que aplican como las que afectan a la GENTE tenemos:

SUBSISTEMA 1		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Cables que llegan al primario ajustados a las vigas de madera del techo de la subestación	Incorrecta transportación de conductores, diseño mal elaborado	Cortocircuito, Incendio
Dimensionamiento incorrecto de la distancia de alimentación entre las velas y el primario del transformado	Incorrecto dimensionamiento del espacio de trabajo requerido	Posible Arco eléctrico en caso de existir un sobre voltaje
SUBSISTEMA 2		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 3		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Fuga de aceite en las Puntas aisladas de conexión	Falla en los empaques de las puntas aisladas de conexión, mantenimiento incorrecto, personal no calificado	Exposición al personal a aceite con PCB, contaminación por inhalación o por contacto
Conexión a tierra a modo de empalme	Trabajo realizado por personal no calificado	Incorrecto sistema de puesta a tierra. Choque eléctrico por contacto indirecto
SUBSISTEMA 4		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Canaleta no aterrizada	Mal diseño.	Choque eléctrico por contacto indirecto
SUBSISTEMA 5		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		

SUBSISTEMA 6		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Barra del neutro oxidada	Falta de mantenimiento	Choque eléctrico por contacto indirecto en estructura metálica del PD2
Material inflamable entre barras	Mantenimiento Incorrecto, personal no calificado	Posible incendio en caso de existir un cortocircuito en barras
Barras no están firmemente ajustadas	Falta de mantenimiento	Posible arco eléctrico o cortocircuito producido por la proximidad entre barras
SUBSISTEMA 7		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Iluminación insuficiente en el PD1	Posición incorrecta de Luminarias	Dificultad en realizar trabajos en el PD1
	Mal diseño, personal no capacitado	
No existen luminarias para el transformador	Mal diseño, personal no capacitado	Es difícil realizar maniobras en el área del transformador
SUBSISTEMA 8		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Paredes que forman el cuarto del PD1 tienen 10 cm de grosor y están ubicadas cerca de químicos incendiarios	Mal diseño, personal no calificado	Protección insuficiente en caso de ocurrir alguna explosión en el PD1
		Paredes no brindan la retención suficiente de calor emitido en caso de ocurrir un incendio
Techo del cuarto del Transf. No está nivelado, tiene inclinación	Mal diseño, personal no calificado	Dificultad en realizar maniobras de mantenimiento

Techo del Transformador no es de loza	Mal diseño, personal no calificado	En caso de incendio, el techo actual no podrá contenerlo por el tiempo suficiente para dar oportunidad a una acción de corrección (evacuación y/o extinción de incendio)
SUBSISTEMA 9		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Bodega de químicos Inflamables adjunto al área del PD1 que tiene paredes finas de 10cm de grosor.	Mal Diseño	Incendio del área de Bodega y PD1 en caso de ocurrir alguna falla en el área de la Subestación.
SUBSISTEMA 10		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Estructuras metálicas no están aterrizadas	Mal diseño	Choque eléctrico por contacto indirecto en caso de ocurrir alguna falla eléctrica
Puesta a tierra con oxido y moho.	Falta de mantenimiento	Falla del sistema de puesta a tierra como sistema de protección, posible choque eléctrico en caso de ocurrir alguna falla.

SUBSISTEMA 11		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
No existe documento de Permiso Laboral	Se produce por una mala asesoría en la parte eléctrica	Trab. Incompletos que dan mala calidad de energía provocando pérdidas temporales de energía bloqueando la producción de la empresa
No existe Sistema de pararrayos	Mal diseño	Choque eléc. Por descargas atmosféricas
No existe sistema de restricción de acceso a la Subestación	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	Exposición a personal no calificado a realizar maniobras en la subestación
No existe señalización	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	Personal no está al tanto de los peligros
No existe barrera de contención para el área del transformador	Mal diseño	Fácil exposición a un posible arco eléc. en las velas del primario del transformador
Las velas están a una distancia muy corta del primario del transformador	Mal diseño	No se pueden realizar maniobras de desconexión en el primario del trans.
No existe barrera de contención para animales	Mal diseño	Animales accedan y provocan c.c. entre fases
No existe sistema contra incendios	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	No se puede mitigar incendios.
No existe detectores de Humo	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	NO se puede dar voz de alerta en caso de incendios

3.2. Equipo

Incluye el equipo puesto en la subestación y las herramientas con las que trabaja el personal. Este elemento ha sido una de las partes principales de accidentes desde 1900 y uno de los blancos de las causas de accidentes con mayor gravedad.

Si mantenemos a los equipos y herramientas en óptimas condiciones prevenimos paros de procesos, daños a equipos costosos y además precautelar la seguridad del trabajador.

El equipo mas costoso en una subestación eléctrica es el transformador es por esto que se deben implementar mantenimientos preventivos completos y bien estructurados con el fin de mantenerlo en funcionamiento óptimo.

- ¿Cómo pueden afectar los EQUIPOS a la Instalación Eléctrica y/o al personal involucrado?

SUBSISTEMA 1		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Acometida sin reversible	Mal diseño de acometida, personal no calificado	Entrada de aguas lluvias

Caja de Paso llena de aguas lluvias y residuos de grasas	Mala ubicación de la caja de paso y falta de mantenimiento	Capacidad dieléctrica de los conductores de media tensión disminuida
		Corto circuito, perdida del Suministro eléctrico y/o equipos
SUBSISTEMA 2		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 3		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Cables conectados al talón del punta aislada de conexion flojos	Mantenimiento incorrecto, personal no calificado	Cortes breves de energía, apagones en una línea de alimentación, falla de equipos
Fuga de aceite en punta aislada de conexions	Mantenimiento Incorrecto, personal no calificado	Pérdida de aceite dieléctrico, calentamiento interno del transformador a largo plazo (efecto no inmediato)
Material inflamable entre un dispositivo de protección y un banco de capacitores	Mal diseño, personal no calificado	Posible incendio en caso de ocurrir una falla eléctrica en ese punto
SUBSISTEMA 4		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Tubo pasante sin resina (sistema corta fuegos)	Mal diseño, personal no calificado	No es posible cortar incendios en caso de presentarse una falla de origen eléctrico producido por algún cortocircuito
No existe tubo pasante	Mal diseño, personal no calificado	No es posible cortar incendios en caso de presentarse una falla de origen eléctrico producido por algún cortocircuito

SUBSISTEMA 5		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Cables con dobles de un ángulo aproximado de 90°	Mal diseño, personal no calificado	Se produce perdidas del aislamiento
Barras con presencia de suciedad y oxidación	Mantenimiento incorrecto	Aumento de las perdidas en las barras
SUBSISTEMA 6		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Material inflamable entre barras	Mantenimiento Incorrecto	Corto circuito o arco eléctrico producido por la proximidad entre barras
Barra del neutro oxidado	Falta de mantenimiento	Mal funcionamiento de los equipos conectados a este circuito
Hueco en techo que protege al PD2	Falta de mantenimiento	Oxidación de los equipos que forman al PD2
		Aumento de posibilidades de cortocircuito
SUBSISTEMA 7		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Luminarias cuelgan de techo de madera	Mal diseño, personal no capacitado	Posibilidad de incendio en caso de existir una falla eléctrica en las luminarias
Dispositivo de protección instalado atrás del PD1	Mal diseño, personal no calificado	Daño de equipos del PD1 en caso de Corto circuito

SUBSISTEMA 8		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Techo del PD1 formado por vigas de maderas y planchas del mismo material	Mal diseño, personal no calificado	Material combustible para provocar incendio en caso de cortocircuito
Vigas de madera en techo del cuarto del transformador	Mal diseño, personal no calificado	Material combustible para provocar incendio en caso de cortocircuito
SUBSISTEMA 9		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Bodega de químicos Inflamables adjunto al área del PD1 que tiene paredes finas de 10cm de grosor.	Mal Diseño	Incendio del área de Bodega y PD1 en caso de ocurrir alguna falla en la área de la Subestación. Pérdida de Equipos.
SUBSISTEMA 10		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Puesta a tierra con oxido y moho.	Falta de mantenimiento	Falla el sistema de puesta a tierra como sistema de descarga de sobrevoltaje dañando a los equipos que forman a la subestación.
Empalme con 4 conductores oxidados	Falta de mantenimiento y mal diseño	Peligro a largo plazo, cable de puesta a tierra se desconecta por ruptura a causa del oxido
No existe tubo pasante	Mal diseño, personal no calificado	No es posible cortar incendios en caso de presentarse una falla de origen eléctrico producido por algún cortocircuito

SUBSISTEMA 11		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
No existe Sistema de pararrayos	Mal diseño	Daño de eq. en caso de ocurrir una descarga atmosférica
No existe sist. de restricción de acceso a la Subest.	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	Ingreso de eq. inapropiados al área de la Subest.
No existe señalización	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	No advertencia de peligros existentes.
No existe barrera de cont. para el área del Transf..	Mal diseño	Eq. expuestos a arcos eléc. por ingreso de materiales conductores.
Las velas están a una distancia muy corta del primario del Transf..	Mal diseño	Arco eléc. pueden dañar a eq.
No existe barrera de contención para animales	Mal diseño	C.c. producido por animales dañan eq.
No existe sistema contra incendios	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	En caso de incendio no se puede mitigarlo para evitar daño de eq.
No existe detectores de Humo	Personal no calificado laborando en Seg. Indust. de la Planta	No se puede prev. el daño de eq. en caso de ocurrir algún incendio

3.3. Materia

Los materiales ingresan a las industrias como materias primas y/o salen al mercado desconociéndose, en muchos casos, los peligros que pueden presentar. En nuestro caso la materia es el aceite dieléctrico del transformador que tiene por función enfriar las bobinas del primario como del secundario, y evitar las perdidas por calentamiento en el embobinado. En muchos casos estas pérdidas existen por falta de mantenimiento de las puntas aisladas de conexión produciéndose fugas de este por medio de los empaques.

- ¿Cómo puede afectar la MATERIA al personal involucrado?

SUBSISTEMA 1		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 2		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Aceite dieléctrico del transformador contiene PCB	Transformador antiguo con mantenimiento realizado sin supervisor capacitado	Exposición al Aceite con PCB, posible intoxicación por inhalación de vapores o contacto
SUBSISTEMA 3		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Fuga de aceite en Puntas aisladas de conexión	Mantenimiento Incorrecto, personal no calificado	Exposición al Aceite con PCB, posible intoxicación por inhalación de vapores o contacto
SUBSISTEMA 4		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 5		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 6		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		

SUBSISTEMA 7		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 8		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 9		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 10		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 11		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
No existe señalización	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	Personal desconoce la exposición a sustancias nocivas
No existe sistema contra incendios	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	En caso de incendio, la presencia de este aceite puede empeorar el mismo.
No existe detectores de Humo	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	No se puede prevenir incendios.

3.4. Ambiente

El ambiente está formado por todo lo que rodea a la gente, incluye el aire que respira, los edificios, la iluminación, humedad, intensidad de ruido, condiciones atmosféricas, etc. Este elemento representa la fuente de las causas de un número en aumento de enfermedades y ha sido señalado como la causa del ausentismo y la mala calidad del trabajo.

- ¿En qué afecta la Instalación Eléctrica al AMBIENTE?

SUBSISTEMA 1		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 2		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Aceite dieléctrico del transformador contiene PCB	Transformador antiguo con mantenimiento realizado sin supervisor capacitado	Exposición al medio ambiente en caso de existir alguna Fuga
SUBSISTEMA 3		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Fuga de aceite en Puntas aisladas de conexión	Mantenimiento Incorrecto, personal no calificado	Contaminación del medio ambiente por exposición de aceite dieléctrico con PCB
SUBSISTEMA 4		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		

SUBSISTEMA 5		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 6		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Equipo no diseñado para operar en ambientes externos	Falta de mantenimiento y mal diseño	La exposición constante al medio ambiente provoca la disminución del tiempo de vida de los materiales que forman el PD2
SUBSISTEMA 7		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Poca iluminación para el ambiente requerido	Mal diseño, personal no calificado	Dificultad en realizar trabajos en el área del PD1, transformador y PD2
SUBSISTEMA 8		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Poca ventilación en el área del PD1 y el área del transformador	Mal diseño, personal no calificado	Causa molestias en el ambiente laboral durante maniobras, aumento de estrés térmico.
Materiales de construcción en el área del PD1	Falta de mantenimiento	Causa dificultad en el ambiente laboral durante maniobras
SUBSISTEMA 9		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
Bodega de químicos Inflamables adjunto al área del PD1 que tiene paredes finas de 10cm de grosor.	Mal Diseño	Incendio del área de Bodega y PD1 en caso de ocurrir alguna falla en la área de la Subestación. Contaminación ambiental.

SUBSISTEMA 10		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
NO APLICA		
SUBSISTEMA 11		
¿En qué puede afectar?	**¿Por qué se produce?**	**¿Cuáles son los efectos?**
No existe señalización	Personal no calificado laborando en Seguridad Industrial de la Planta	Se crea un ambiente laborar de despreocupación, no dando la importancia necesaria a esta área.

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE RIESGOS

4.1. Método de Aplicación

Como se reviso en el capitulo anterior, el GEMA da la pauta para empezar la respectiva evaluación de los riesgos y la ayuda necesaria para facilitar la elaboración de las listas de identificación de los mismos. Para nuestro estudio se ha escogido la metodología de nombre Check List.

4.1.1. Identificación de riesgos

Para aplicar el método del Check List es necesario basarse en un grupo de normas que cumplan con el objetivo deseado, que en este caso es identificar los riesgos posibles en una subestación, por tal motivo sólo se ha seleccionado aquellas normas que cumplan con el objetivo planteado, por lo general estas normas corresponden al diseño del área de interés que es la subestación eléctrica tipo interior de uso industrial.

El grupo de normas a seleccionar pertenecen a la N.A.T.S.I.M. (Normas de Acometidas cuartos de Transformadores y Sistemas de Medición), también se ha seleccionado las normas NEC. – National Electrical Code, que cumplen con el diseño de cableado y bóvedas para transformadores, como normas de diseño de subestación las NOM (Normas Oficiales Mexicanas), y para seguridad de las personas las NFPA70E (National Fire Protection Association)

Para los cálculos se basó en la metodología CT158-03 Cálculo de corrientes de cortocircuito del cuaderno técnico de Schneider, y en los procedimientos dictados en el Tópico de graduación Estudio de los Factores de Riesgo en un Subestación de Baja Tensión. El formato y diseño de las hojas del Check List han sido basadas en un formato estándar que encierra las normativas presentes en el NEC. Una instalación segura debería cumplir con el 100% de Normas propuestas en el análisis del check list. Una instalación aceptable debería cumplir por lo menos con el 80% de las normas, todos los valores por debajo del 50% son considerados críticos y de corrección inmediata.

4.1.2. Normativas Consideradas en el Check List

Las normativas consideradas para la identificación de riesgos se basó en el NEC, y se aplicaron las normas que se ajustan al tipo de subestación seleccionada, como se muestra en la Tabla 4.1.

Subsistema 1 – Localización de La subestación

- Artículo 924 –NOM
- Artículo 924.12 – NOM
- NFPA 780: 2005 – IEC 61024 – 1 – 1:1993 – AS 1768:1991
- Art. 225 – 26 – NEC

Subsistema 2 – Estructura Física de la subestación

- ASTM E 119.75
- Artículo 14 – NATSIM
- Art. 110.32 – NEC
- Art. 110.34 (e) – NEC
- Art. 110.13 (b) – NEC
- Art. 345.16 (a) – NEC
- Art. 345.12 – NEC
- Art. 345.16 (b) – NEC
- Artículo 450.41 – 450.48 – NEC

Subsistema 3 - Cableado y equipo elétrico

- Artículo 110.2 (c) – NEC
- Artículo 110.3 (a) – NEC
- Artículo 110.4 (a)(b) – NEC
- Artículo 110.5 – NEC
- Artículo 110.11 – NEC
- Artículo 110.14 – NEC
- Artículo 110.16 (a)(e) – NEC
- Artículo 110.21 – NEC
- Artículo 280.12
- Artículo 280.23
- Artículo 310.11 (a) – NEC
- Artículo 318.5 (a)(b)(c)(e) – NEC
- Artículo 318.8 (b) – NEC
- Artículo 345.16 (a)(b) – NEC

Subsistema 4 - Iluminación

- Artículo 110.16 (d) – NEC
- Artículo 110.34 (d) – NEC
- Artículo 225.25 – NEC

Subsistema 5 - Acometida hasta el primario del transformador

- Artículo 16 NATSIM
- Artículo 110. 34 (d) – NEC
- Artículo 225.12 – 225.26 – NEC
- Artículo 230 – NEC
- Artículo 230.22 – NEC
- Artículo 230.30 – NEC
- Artículo 230.31 (b) – NEC
- Artículo 230.62 (a) – NEC
- Artículo 230.203 – NEC
- Artículo 370.72 (e) – NEC
- Artículo 923,3 (e) sección 7 – NOM

Subsistema 6 – Puesta a tierra

- Articulo 13 – NATSIM
- Articulo 250 – NEC
- Articulo 250.32 – NEC
- Articulo 250.33 – NEC
- Articulo 250.83 (c) – 2 – NEC
- Articulo 250.83 (c) – 3 – NEC
- Articulo 250.115 – NEC
- Articulo 250.117 – NEC

Subsistema 7 - Transformador

- Artículo 15 – NATSIM
- Artículo 450 – NEC
- Artículo 450.41 – 48 – NEC
- Artículo 924 – NOM

Subsistema 8 – Secundario del transformador

- Artículo 318 Soportes Tipo Charola para Cables – NEC

Subsistema 9 y Subsistema 10 – Paneles de distribución PD1 Y PD2

- Artículo 110.16(a) – NEC
- Artículo 384 – NEC
- Artículo 384.3 (a)(f)
- Artículo 384.5 – NEC
- Artículo 384.31 – NEC
- Artículo 384-30 – NEC
- Artículo 250-43 (a) – NEC
- Artículo 384-8 – NEC

Subsistema 11 – Seguridad y defensas de la subestación

- NFPA 70E
- Articulo 240.41 (a) – NEC
- Articulo 280.11 – NEC
- Articulo 240.80 – NEC
- Articulo 240.81 – NEC
- Articulo 280.23 – NEC
- Artículo 110.9 – NEC
- Artículo 110.34 (c)– NEC
- Articulo 240.83 (a) – NEC
- Articulo 250.26 (c) – NEC
- Articulo 250.51 (1) – NEC

Tabla 4.1 Normativas aplicadas a los subsistemas de la subestación

4.1.3.- Aplicación del Check List a la subestación Quimipac

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Hoja Nº 1

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC	
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac	
Fecha:	
S1: Localización de la subestación	

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
La localización de las instalaciones de la subestación no representa un riesgo para viviendas, edificios o estructuras civiles cercanas al lugar que no tengan vínculos con la empresa auditada.	X			
Ausencia de animales que puedan llegar a causar un daño o interferir en el buen funcionamiento u operación de la subestación.		X		
La situación de la subestación dentro de la planta no representa un riesgo para los trabajadores o para otras edificaciones de la misma.		X		
Baja incidencia de rayos en la zona donde se encuentra la subestación.		X		Referencia INAMI
Ausencia de árboles en los alrededores de las instalaciones de la subestación y que representen un riesgo para equipos, conductores y demás elementos. ❖ NEC Art. 225 – 26; NOM Art. 922-6		X		

Tabla 4.2 Subsistema 1: Localización de la subestación

Continuación de la hoja 1: Subsistema 1

El terreno de la subestación no presenta obstáculos **subterráneos** tales como instalaciones de tubería de alcantarillado, drenaje pluvial, tuberías de agua, líneas de vapor, suministro eléctrico, etc.	X			
Ausencia de vientos huracanados que puedan afectar a los elementos de la subestación.	X			
Se encuentra la subestación en un lugar alejado o libre de tráfico aéreo.	X			
El área donde se localiza esta lejos de carreteras o vías con automotores que puedan ocasionar accidentes de transito que atenten contra los soportes de la subestación.	X			Se recomienda colocar medios de aviso como alerta para los vehículos que tienen acceso temporalmente a esta zona
La subestación esta alejada de depósitos de materiales combustibles o gases que puedan ocasionar incendio. ❖ NEC Art. 450-48; NOM Art. 924-9, literal b		X		
En caso de que la subestación este ubicada en áreas donde haya movimiento vehicular se deberá instalar una barrera de protección. ❖ NATSIM 15, literal a		X		Se recomienda pintar con franjas de color amarillo y negro la parte externa de la subestación o en su defecto cambiarla de lugar
RESUMEN DE TOTALES	5	6	0	CALIFICACION: 5/11

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Hoia Nº 2

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac
Fecha:
S2: Estructura física de la subestación

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
Los materiales que se utilizaron en la infraestructura son los adecuados para este tipo de subestación. ❖ NEC Art. 450-42; NOM Art. 924-4, literal a		X		Se está utilizando vigas de madera a muy poca altura en vez de techo de hormigón armado a la altura prevista por la norma
El tipo de estructura es el adecuado para la subestación analizada. ❖ NEC Art. 450-42		X		El material del techo no cumple con las normas
La altura con respecto al suelo de los pilares de la subestación cumple con medidas normalizadas. ❖ NATSIM 14.3		X		
El techo de la subestación esta hecho de materiales que soportan fuego durante 3 horas como mínimo. ❖ NEC Art. 450-42		X		Materiales hechos de madera y de zinc
Las puertas de ingreso a la subestación abren hacia fuera.	X			
Las medidas del área que ocupa la subestación son las adecuadas. ❖ NATSIM 14.3		X		
Las puertas de ingreso a la subestación tienen medidas estandarizadas.	X			

Tabla 4.3 Subsistema 2: Estructura física de la subestación

Continuación de la hoja 2: Subsistema 2

La ventilación de la subestación es aceptable.	X			
La estructura es capaz de soportar movimientos sísmicos. ❖ NOM Art. 924–13, literal b		X		Los soportes del techo no están diseñados para soportar efectos sísmicos
Las paredes de la subestación son de concreto reforzado con espesor no menos de 15 cms.	X			Aplica solo para las paredes que están protegiendo al transformador
Subestación tipo interior debe contar con piso de concreto de 10 cm. de espesor.	X			
Provisión de paredes o cercas para limitar la entrada de personal no autorizado.	X			
El techo de la subestación debe tener una altura de no menos de 2.5 m. ❖ NATSIM 14.3		X		
Existe malla o varilla de puesta a tierra	X			
RESUMEN DE TOTALES	7	7	0	CALIFICACION: 7/14

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Hoja Nº 3

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac
Fecha:
S3: Cableado, transport. y equipo eléct. de la subest.

____

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
¿Tienen los equipos eléctricos datos de placa tales como: Marca comercial que permita identificar a la empresa, tensión eléctrica, corriente eléctrica, potencia u otras características nominales? ❖ NEC Art. 450–11		X		La placa de datos existente es obsoleta
Los conductores utilizados en la red eléctrica son los adecuados para soportar temperaturas a las que son expuestos.	X			
Están todos los conductores y cables marcados con la información siguiente: Tensión eléctrica nominal máxima, la letra o letras que indiquen el tipo de alambre o cable, nombre del fabricante, el tamaño nominal en mm^2 (AWG o kcmil)? ❖ NEC Art. 310-11, literal a y b		X		
Los conductores utilizados en la instalación son de cobre?	X			
Los conductores o equipos están instalados en locales libre de humedad o agua?	X			
Los soportes tipos charolas tienen una resistencia y rigidez suficiente para soportar todos los cables que están sobre ellos?	X			

Tabla 4.4 Subsistema 3: Cableado, transportación y equipo eléctrico de la subestación

Continuación de la hoja 3: Subsistema 3

Los soportes tipos charolas están libres de bordes afilados o salientes que puedan dañar los aislamientos de los cables?	X			
Los soportes tipos charolas son los adecuados para poder cambiar la dirección y elevación de los cables? ❖ NEC Art. 318-5, literal e		X		
La longitud de los tubos metálicos tipo semipesado es de 3 m?	X			
Los soportes tipos charolas son de material resistente a la corrosión? ❖ NEC Art. 318-5, literal c		X		
Los tubos metálicos tipo semipesado son de material resistente a la corrosión? ❖ NEC Art. 345-16, literal b		X		
Están los cables o conjuntos de ellos amarrados a los soportes tipos charolas en tramos no mayores a 70 cm.? ❖ NEC Art. 318-8, literal b		X		
El local de la subestación debe tener un acceso y salida libre de obstáculos. ❖ NOM Art. 924-7		X		
RESUMEN DE TOTALES	6	7	0	CALIFICACION: 6/13

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Hoja Nº 4

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac
Fecha:
S4: Iluminación

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
Se ha realizado estudio de iluminación necesaria para cada subsistema que conforma la subestación analizada?. ❖ NEC Art. 110-34, literal d		X		Realizar estudio de Iluminación
Los interruptores de control están situados de modo que no sea posible que las personas entren en contacto con ninguna parte viva o móvil del equipo al accionarlos?.	X			
Las cajas de salida para iluminación están dispuestas de manera que las personas que cambien las lámparas o hagan reparaciones en el sistema de iluminación, no corran peligro por las partes vivas u otros equipos activos?	X			
Las lámparas para alumbrado exterior están situadas por debajo de todos los conductores energizados, transformadores u otros equipos eléctricos de utilización?			X	No existe iluminación exterior
Se ha realizado estudio de lúmenes en la subestación		X		Se debe realizar estudio de lúmenes

Tabla 4.5 Subsistema 4: Iluminación

Continuación de la hoja 4: Subsistema 4

Las luminarias son del tipo antiexplosivas.		X		
La iluminación frente al panel principal PD1 debe ser de por lo menos 270 Lux. ❖ NOM Art. 924-5		X		Norma sobre tableros de distribución
La iluminación de emergencia debe ser de 11 Lux.	X			
Las unidades de alumbrado deben situarse de manera que puedan ser controladas, repuestas y limpiadas desde lugares de acceso seguro.	X			
RESUMEN DE TOTALES	4	4	1	CALIFICACION: 4/8

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Hoja Nº 5

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac
Fecha:
S5: Acometida hasta el primario del transformador

____

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
Como medio de desconexión deben utilizarse cuchillas de operación mecánica en grupo (simultánea), ya sea manual o automática. ❖ NEC Art. 380-6		X		El modelo utilizado no es aprobado por las normas
Distancias de los conductores al suelo en la parte de la entrada de la acometida (líneas de media tensión energizadas) normalizadas.	X			
Distancias entre fases diferentes normalizadas (aplicados a conductores desnudos que se conectan a los T.P.).	X			
Las distancias para mantenimiento o reparación cumplen con las normas establecidas entre los conductores, fusibles y primario del transformador (prevención de arcos eléctricos, a operadores o personal en general). ❖ NEC Art. 110-34, literal a; Art. 380-8, literal a		X		El sistema de barreras de contención no existe
La altura del poste de la acometida es la apropiada.	X			
La altura de la tubería de acometida es la apropiada.	X			
Los materiales de la acometida soportan exposición a agentes atmosféricos y a otras condiciones de uso, sin que se produzcan fugas de corriente eléctrica perjudiciales.		X		Las crucetas y el tubo de la acometida están oxidadas, deberían estar recubiertas con pintura galvanizada

Tabla 4.6 Subsistema 5: Acometida hasta el primario del transformador

Continuación de la hoja 5: Subsistema 5

Protección de pararrayo de la acometida.	X			
Los conductores tienen suficiente capacidad de conducción para transportar la corriente eléctrica de la carga alimentada según su dimensión.	X			
Los fusibles utilizados deben ser capaces de interrumpir cualquier corriente eléctrica mayor que su capacidad de interrupción, antes de que el sistema de protección contra fallas a tierra provoque la apertura del desconector.	X			Verificar con estudio de Corrientes de Interrupción
Buen estado de las celdas fusibles.			X	Se debería instalar una celda fusible
Letreros de advertencia en lugares donde personas no calificada puedan entrar en contacto con partes energizadas. ❖ NEC Art. 230-203		X		
Aisladores de suspensión en buen estado. ❖ NEC Art. 110-12, literal c		X		
Buen estado de aislamiento de conductores de acometida. ❖ NEC Art. 230-30		X		Los conductores se encuentran sumergidos en residuos químicos y deposito de aguas lluvias
Se cuenta con supresores de voltaje con el fin de eliminar sobre tensiones causadas por agentes externos o ajenos a la instalación.		X		
Están las partes energizadas de la acometida aisladas de tal manera que no estén expuestas a contactos accidentales? ❖ NEC Art. 230-62, a y b		X		
Para sistemas subterráneos los conductores de la acometida son los apropiados para soportar exposiciones a los agentes atmosféricos y a otras condiciones de uso, sin que se produzcan fugas de corriente eléctrica perjudiciales?	X			
Ausencia de árboles cerca de la acometida que representen un riesgo para los equipos. ❖ NEC Art. 225-26; NOM Art. 922-6		X		

Continuación de la hoja 5: Subsistema 5

Los conductores de acometida aérea están calificados para soportar normalmente la exposición a los agentes atmosféricos y a otras condiciones de uso, sin que se produzcan fugas de corriente eléctrica perjudiciales.?	X			
Para acometida subterránea el conductor no deber ser menor a 8,37 mm^2 (8 AWG).	X			
Existen letreros de advertencia con las palabras “PELIGRO, ALTA TENSION ELECTRICA ¡ALEJESE!” en la acometida (más de 600 V nominales) en los que personas no calificadas puedan entrar en contacto con partes energizadas? ❖ NEC Art. 230-203		X		
Existe una iluminación apropiada en todos los espacios de trabajo alrededor del equipo eléctrico (mayores a 600 V nominales)? ❖ NEC Art. 110-34, literal d		X		Verificar con estudio de Iluminación
Las tapas de las cajas subterráneas que pesen más de 45 Kg., están marcadas de modo permanente con la inscripción "PELIGRO ALTA TENSION ELECTRICA ALEJESE", y cumplen con las dimensiones establecidas por las normas. ❖ NEC Art. 370-72, literal a y e		X		
Existe en la entrada a la tubería de la acometida un sistema de protección contra aguas lluvias (codo). ❖ NEC Art. 230-54, literal b		X		
Los conductores de la acometida no deben de estar sumergidos en cualquier clase de líquidos o sustancias que alteren la rigidez dieléctrica de los conductores. ❖ NEC Art. 370-15, literal a		X		La caja de paso esta llena de agua
Ausencia de animales cerca de los conductores de media tensión.		X		
No deben existir cables de comunicación dentro de la tubería de la acometida.	X			
RESUMEN DE TOTALES	11	15	1	CALIFICACION: 11/26

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Hoja Nº 6

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac
Fecha:
S6: Puesta a tierra de la Subestación

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
El terreno donde esta implantada la subestación es de tipo rocoso			X	
El terreno es de tipo arenoso, o se encuentra cerca al mar			X	
El sistema actual instalado cumple con la resistividad del terreno adecuada para la resistencia de la malla a tierra.	X			Se realizo estudio de la resistividad del terreno y de resistencia de la malla de puesta a tierra
EL sistema de puesta a tierra esta diseñado para soportar corrientes de cortocircuito, de fallo y transcientes que se puedan presentar en el sistema.	X			El valor obtenido fue aproximadamente de 0.35 Ohmio. Pero por diseño se recomienda instalar la malla respectiva para que la corriente de falla fluya con más facilidad
El sistema de tierras cuenta con malla a base de conductor de cobre desnudo semiduro, electrodos de puesta a tierra preferentemente de varilla Copperweld de 2.4 m de longitud, conectores de compresión o soldables, y registros de tierras para poder efectuar mediciones.	X			
La malla principal en las subestaciones debe formarse con conductor de cobre desnudo, temple semiduro. Con un calibre de acuerdo al cálculo y no menor de 4/0 AWG.			X	El sistema de puesta a tierra esta diseñado a base de una varilla de cobre

Tabla 4.7 Subsistema 6: Puesta a tierra de la Subestación

Continuación de la hoja 6: Subsistema 6

En las subestaciones los conductores paralelos de la malla de tierra, no deben tener una separación mayor a 7 metros y en las áreas de plantas de proceso, no mayor de 15 metros.			X	
La malla de tierras debe ser enterrada a una profundidad de 0.6 m del nivel de piso terminado.	X			
Todo equipo o dispositivo eléctrico, debe ser conectado al sistema general de tierras con conductor de cobre desnudo semi-duro. ❖ NEC Art. 250-42		X		Existen paneles que no están conectados al sistema de tierra general
Se encuentran libre de corrosión las uniones o bornes de las varillas de puesta a tierra de la subestación. ❖ NEC Art. 250-118		X		
Se ha realizado un estudio de capacidad de conducción de corriente de corto tiempo para la corriente eléctrica de falla. ❖ NOM Art. 921-10		X		Realizar estudio de permisividad del conductor
Los conductores de puesta a tierra están en buen estado y continuidad (corrosión, ruptura, etc.). ❖ NEC Art. 250-51, numeral (1)		X		
En caso de existir empalmes en el conductor de puesta a tierra esta diseñado bajo las normas establecidas. No deben existir puntos que incrementen la resistividad eléctrica del conductor. ❖ **NOM Art. 921-7**		X		
La unión entre el conductor de puesta a tierra y la varilla del sistema de P.T. debe estar unida de una manera segura que ofrezca continuidad del servicio sin incrementar la resistencia del sistema. ❖ NEC Art. 250-115		X		Se recomienda usar soldadura exotérmica o abrazaderas para ambientes externes anticorrosivos

Continuación de la hoja 6: Subsistema 6

El tamaño nominal de los conductores (cobre o aluminio) de puesta a tierra de los equipo, es superior a 2,08 mm^2 (14)?	X			
Es permanente y continua la trayectoria de puesta a tierra de los circuitos, equipos y cubiertas metálicas? ❖ NEC Art. 250-51, numeral 1 y 2		X		
RESUMEN DE TOTALES	5	7	4	CALIFICACION: 5/12

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Hoja Nº 7

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac
Fecha:
S7: Transformador

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
Buena ventilación en el área donde se encuentran los transformadores.	X			
Se cuenta con reservorios o cubas que sean capaces de almacenar de manera segura fugas o derrame de aceite. ❖ NEC Art. 450-43, literal b		X		
Advertencia de tensión eléctrica de operación en las partes vivas expuestas en las instalaciones de transformadores por medio de señales o marcas visibles sobre el equipo o estructuras. ❖ NEC Art. 450-8, literal d		X		
Carcaza del transformador conectado a tierra. ❖ NEC Art. 450-10		X		
Se debe contar con paredes divisorias de protección cuando exista más de un transformador en el cuarto.			X	
Punta aislada de conexions de alta y baja en buen estado. ❖ NEC Art. 110-12, literal c		X		
Existen distancias apropiadas para mantenimiento del transformador. ❖ NEC Art. 450-13		X		

Tabla 4.8 Subsistema 7: Transformador

Continuación de la hoja 7: Subsistema 7

El transformador no presenta vibraciones o ruido fuera de lo normal.		X		
Base de cemento u hormigón de no menos de 10 cm. con el fin de evitar la corrosión en la base del transformador.	X			
La separación a la línea del cerramiento (malla o pared) hacia el transformador no debe ser menor a 1.5 m. ❖ NATSIM 15		X		No cumple las distancias requeridas para trabajos de mantenimiento
RESUMEN DE TOTALES	2	7	1	CALIFICACION: 2/9

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Hoja Nº 8

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac
Fecha:
S8: Secundario del Transf. y transport. de conductores

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
Se cuenta con un sistema de protección que evite el riesgo eléctrico o daño del transformador causado por sobre corrientes (interruptores).	X			
Buen estado en el aislamiento de los conductores de baja tensión (con la finalidad que soporten la tensión del sistema). ❖ NEC Art. 110-12, literal c		X		El aislamiento presenta puntos recalentados
Los conductores no presentan algún tipo de doblez que ocasione un incremento de la resistencia al paso de la corriente.		X		
Las tuberías o canaletas son las apropiadas para transportar los conductores.	X			
Aterrizamiento de tuberías y canaletas. ❖ NEC Art. 250-33		X		
Dimensionamiento optimo de conductores (aislamiento propio para la temperatura ambiente).	X			

Tabla 4.9 Subsistema 8: Secundario del Transformador y transportación de conductores

Continuación de la hoja 8: Subsistema 8

Cables de tensión superior a 600 V. no deben ocupar la misma canalización con cables de tensión inferior a 600V.	X			
Los conductores deben ser protegidos adecuadamente donde puedan estar sujetos a daños físicos. ❖ NEC Art. 110-11		X		conductores que salen hacia el panel PD2
Conductores de fase, neutro y tierra de un circuito deben ir dentro de la misma canalización metálica para evitar calentamiento por inducción.		X		Conductores están en desorden, algunos no son transportados por canaleta
Se cumplen las condiciones necesarias para la transportación de conductores por vía subterránea.			X	
Los conductores de baja no cruzan u obstruyen caminos de paso de personal.	X			
No existe conductores o partes desnudas que puedan ocasionar contacto eléctrico directo al personal.	X			
RESUMEN DE TOTALES	6	5	1	CALIFICACION: 6/11

Hoja Nº 9

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac
Fecha:
S9: Panel de Distribución PD1

____

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
Panel aterrizado.	X			
Barreras aislantes delante de partes vivas (barras) con el fin de no permitir contacto directo. ❖ NEC Art. 384-3, literal a		X		
Existe salida de emergencia en el cuarto del PD1.		X		
La distancia entre las barras es la adecuada para el voltaje que manejan	X			Por la distancia actual y el voltaje aplicado si cumple.
La sección de las barras es el adecuado para la carga de trabajo actual	X			Verificación en la norma DIN 43671
Los equipos eléctricos, tales como barras colectoras, conductores, aisladores que se encuentran dentro del panel están en buen estado. ❖ NEC Art. 110-12, literal c		X		Presenta suciedad en barras y conductores, tablero obsoleto
Ausencia de doblez o vueltas en los conductores que representen una resistencia considerable al paso de la corriente (puntos calientes).		X		
Señales de advertencia de riesgo por arcos eléctricos, contactos directos y todo aquel peligro que pueda estar expuesto el personal. ❖ NEC Art. 110-18		X		

Tabla 4.10 Subsistema 9: Panel de Distribución PD1

Continuación de la hoja 9: Subsistema 9

El lugar donde se encuentra el panel esta seco, no hay presencia de humedad.	X			
Los conductores conducen la corriente nominal sin sobrecalentamiento.	X			Hasta la Entrada del PD1 esto si cumple
Dispositivos de protección en buenas condiciones (disyuntores libres de polvo, suciedad, corrosión, etc.).		X		
El tablero de distribución esta instalado de modo que la probabilidad de que transmita fuego a materiales combustibles adyacentes sea mínima. ❖ NEC Art. 384-7		X		Presencia de materiales inflamables almacenados cerca del panel
Conexiones adecuadamente ajustadas en los terminales de dispositivos (disyuntores) y barras de alimentación.	X			
No existen conductores o partes desnudas que puedan ocasionar contacto eléctrico directo al personal.		X		Conductor desnudo sin aislante y conectado a un disyuntor
Los paneles de distribución tienen las medidas apropiadas.	X			
El arreglo de las fases en las barras de sistemas trifásicos debe ser A, B y C del frente hacia atrás, de arriba hacia abajo o de izquierda a derecha, vistas desde el frente del tablero. ❖ NEC Art. 384-3, literal f		X		
Existe una distancia de 90 cm., desde la parte superior del panel de distribución hacia el techo.	X			
Los paneles de distribución son de material no combustible y además resistente a la humedad?	X			
Los conductores y barras colectoras del tablero de distribución están instalados de manera que no estén expuestos a daño físico y están sujetos firmemente en su sitio?	X			

Continuación de la hoja 9: Subsistema 9

El panel está diseñado con puertas abatibles. ❖ NEC Art. 110-16, literal a		X		Se debe instalar paneles que cumplan con las normas actuales de diseño
La distancia de trabajo desde las partes energizadas cumple con las normas establecidas en la tabla 110.16(a) del NEC.	X			
Las barras están diseñadas para trabajar con cargabilidad de acuerdo a las normas DIN43671.	X			Se realizo estudio de cargabilidad
RESUMEN DE TOTALES	12	10	0	CALIFICACION: 12/22

IDENTIFICACION DE RIESGOS

Hoja Nº 10

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC	
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac	
Fecha:	
S10: Panel de Distribución PD2	

____

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
Panel aterrizado. ❖ NEC Art. 250-43, literal a; Art. 384-11		X		
Barreras aislantes dentro del panel con el fin de no permitir el contacto directo con los elementos que contiene el tablero en su interior. ❖ NEC Art. 384-3, literal a		X		
La distancia de trabajo de las partes energizadas cumple con las normas establecidas en la tabla 110.16(a) del NEC.	X			
La sección de las barras es el adecuado para el voltaje de trabajo.			X	Las barreras instaladas no están actualmente en uso
Los equipos eléctricos, tales como barras colectoras, conductores, aisladores que se encuentran dentro del panel están en buen estado. ❖ NEC Art. 110-12, literal c		X		Presenta suciedad en barras y conductores, tablero obsoleto, secciones sulfatadas, conectores flojos, presencia de materiales inflamables
Ausencia de doblez o vueltas en los conductores que representen una resistencia considerable al paso de la corriente (puntos calientes).		X		
Señales de advertencia de riesgo por arcos eléctricos, contactos directos y todo aquel peligro que pueda estar expuesto el personal. ❖ NEC Art. 110-18		X		

Tabla 4.11 Subsistema 10: Panel de Distribución PD2

Continuación de la hoja 10: Subsistema 10

El lugar donde se encuentra el panel esta seco, no hay presencia de humedad. ❖ NEC Art. 373-2, literal a		X		Las condiciones actuales del panel no cumplen para trabajar en un ambiente externo
Los conductores conducen la corriente nominal sin sobrecalentamiento.	X			
Dispositivos de protección en buenas condiciones (disyuntores libres de polvo, suciedad, corrosión, etc.).		X		El disyuntor principal esta energizado pero sin carga
El tablero de distribución esta instalado de modo que la probabilidad de que transmita fuego a materiales combustibles adyacentes sea mínima. ❖ NEC Art. 384-7		X		Presencia de materiales inflamables almacenados dentro del panel y adyacentes al mismo
Conexiones adecuadamente ajustadas en los terminales de dispositivos (disyuntores) y barras de alimentación.		X		Las barras que no están en uso, se encuentran flojas, provocando la probabilidad de un corto por contacto entre fases
No existen conductores o partes desnudas que puedan ocasionar contacto eléctrico directo al personal.	X			No existe barreras de protección para las barras de alimentación
Los paneles de distribución tienen las medidas apropiadas.	X			
El arreglo de las fases en las barras de sistemas trifásicos debe ser A, B y C del frente hacia atrás, de arriba hacia abajo o de izquierda a derecha, vistas desde el frente del tablero. ❖ NEC Art. 384-3, literal f		X		
Existe una distancia de 90 cm., desde parte superior del panel de distribución hacia el techo. ❖ NEC Art. 384-8		X		

Continuación de la hoja 10: Subsistema 10

Los paneles de distribución son de material no combustible y además resistente a la humedad?	X			
Los conductores y barras colectoras del tablero de distribución están instalados de manera que no estén expuestos a daño físico y están sujetos firmemente en su sitio?	X			
El panel está diseñado con puertas abatibles. ❖ NEC Art. 110-16, literal a		X		Se debe instalar paneles que cumplan con las normas actuales de diseño
RESUMEN DE TOTALES	6	12	1	CALIFICACION: 6/19

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Hoja Nº 11

Nombre de la Empresa: QUIMIPAC
Área de Análisis: Subestación Eléctrica de Quimipac
Fecha:
S11: Seguridad y Defensas de la Subestación

Firma del Evaluador

Prevención de riesgos	Cumple	No Cumple	No aplica	OBSERVACIONES
Las puertas de ingreso a la subestación deben tener cerraduras con el fin de limitar el acceso a personal no autorizado. ❖ NEC Art. 450-43, literal c; NOM Art. 924-3		X		No existe control de ingreso a la subestación
Salida de emergencia para evacuación en caso de incendio o peligro eléctrico. ❖ NOM Art. 924-7		X		
Señales de advertencia y de zonas de peligro en las instalaciones de la subestación. ❖ NOM Art. 924-7		X		
Se ha realizado un estudio de sistema de protección contra incendio necesario para esta subestación. ❖ NOM Art 924-8, literal a		X		No existe extintores para combatir incendios
Se cuenta con extintores a la entrada de la subestación de tipo CO2 o polvo seco para combatir incendio provocado por defecto eléctrico. Equipo de extinción de incendio apropiado. ❖ NOM Art. 924-8, literal a		X		
Se ha realizado análisis de coordinación de protección por interruptores.		X		Mover los interruptores del PD2 al PD1
Se cuenta con una apropiada iluminación para realizar trabajos de mantenimiento y asegurar la integridad de los técnicos. ❖ NEC Art. 110-34, literal d		X		

Tabla 4.12 Subsistema 11: Seguridad y Defensas de la Subestación

Continuación de la hoja 11: Subsistema 11

Pararrayos en buen estado y situado adecuadamente.		X		No tiene instalado un sistema de pararrayos
Se cuenta con protección contra sobre tensiones causadas por descargas atmosféricas en las líneas de alta tensión.		X		La protección contra sobre tensión debe estar instalado en la parte del primario
Puertas de acceso a la subestación conectadas a tierra. ❖ NEC Art. 450-10		X		
Iluminación de emergencia duración mínima 1.5 horas.		X		
El personal autorizado al ingreso de la subestación cuenta con equipo de protección personal.		X		
El conductor utilizado para el sistema de pararrayos tiene el dimensionamiento adecuado.			X	
Ausencia de doblez en los conductores utilizados para el sistema de pararrayos.			X	
Los interruptores automáticos de circuitos se pueden abrir o cerrar manualmente?	X			
En los interruptores automáticos de circuitos se indica claramente si están en posición abierta "desconectado" o cerrada "conectada"? ❖ NEC Art. 380-7		X		
Los interruptores automáticos de circuitos tienen marcados su capacidad de corriente nominal de forma duradera y visible? ❖ NEC Art. 380-15		X		

Continuación de la hoja 11: Subsistema 11

Los receptáculos para conectar aparatos eléctricos portátiles deben estar ubicados, de manera que, al ser utilizados, no se acerquen en forma peligrosa a cordones flexibles o a partes vivas.	X			
El interruptor principal de protección está diseñado de acuerdo a la corriente de falla del circuito.	X			
Existen barreras de protección para los arcos eléctricos en zonas de peligro de la subestación. ❖ NEC Art. 110-18		X		Estudio de arcos electricos
Los conductores y su aislamiento están diseñados para no sufrir daños ni en su estructura física del aislante ni del material conductor en caso de existir un corto circuito.	X			
RESUMEN DE TOTALES	4	15	2	CALIFICACION: 4/19

4.1.4.- Resumen del Check List

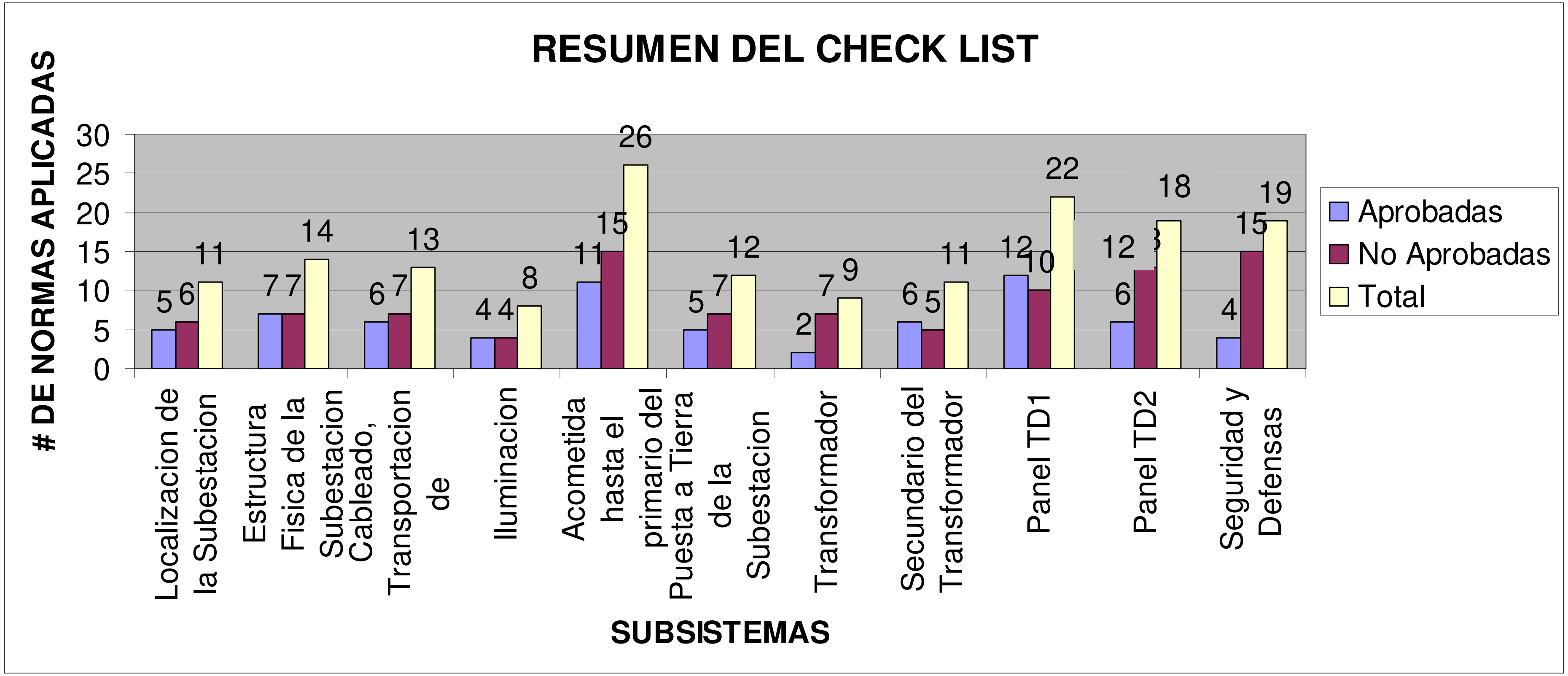


Figura 4.1 Resumen del Check List por subsistema

EVALUACIÓN DEL CHECK LIST			
SUBSISTEMAS	**APROBADAS**	**TOTAL**	**CALIFICACION (%)**
Localización de la Subestación	5	11	45,45
Estructura Física de la Subestación	7	14	50,00
Cableado, transportación y Equipo eléctrico de la Subestación	6	13	46,15
Iluminación	4	8	50,00
Acometida hasta Primario del Transformador	11	26	42,31
Puesta a Tierra de la Subestación	5	12	41,67
Transformador	2	9	22,22
Secundario del Transformador y Transportación de conductores	6	11	54,55
Panel de Distribución PD1	12	22	54,55
Panel de Distribución PD2	6	18	33,33
Seguridad y Defensas de la Subestación	4	19	21,05
CALIFICACION TOTAL	**64**	**145**	**44,14**

Se recuerda que una instalación segura debe cumplir con el 100% de Normas y una instalación segura y aceptable debe cumplir más del 80% de las normas, todos los valores menores al 50% son considerados como críticos.

Tabla 4.13 Tabla de evaluación del Check List

4.1.5. Cálculos de la Subestación

Para obtener la verificación de operabilidad de la subestación fue necesario realizar los cálculos de:

- Falla eléctrica – Cortocircuito.
- Esfuerzo electromagnético.
- Cargabilidad de Barras Conductoras.
- Permisividad de Conductores.
- Arco eléctrico –Voltaje, Corriente, Distancia, Potencia y Energía emitida por el arco eléctrico.

4.1.6. Resumen de datos de la Subestación

En la Tabla 4.14, Tabla 4.15, Tabla 4.16, Tabla 4.17 y Tabla 4.18, se hace un resumen de los diferentes equipos y materiales que se tienen en la subestación de Quimipac.

Acometida			
Longitud (m)	Sección (mm^2)	Calibre	Aislamiento
25	67.43	2/0 AWG	XLPE Auto protegido

Tabla 4.14 Datos de la acometida

DATOS DEL TRASNFORMADOR	CANTIDAD	UNIDAD
Capacidad mínima del transformador:	800	KVA
Capacidad del transformador:	**800**	KVA
Voltaje Primario:	**13200**	V
Voltaje Secundario (1Φ):	127,02	V
Voltaje secundario (3Φ):	**220**	V
%Z:	4,5	%
Perdida de Cobre:	1.764,92	W
DATOS – EEE	**500**	MVA_{cc}

Tabla 4.15 Datos del transformador

DATOS DE LOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS DEL SECUNDARIO				
Número de conductores por fase:	3			
Número de conductores del Neutro:	3			
Calibre de los conductores de Fase:	**350**		MCM	
Calibre de los conductores de Neutro:	2/0		AWG	
Sección del Conductor de Fase:	**235**		mm^2	
Sección del Conductor de Neutro:	88,74		mm^2	
Tipo de aislamiento del Conductor de Fase:	TW			
Tipo de aislamiento del Conductor de Neutro:	TW			
Material del Conductor de Fase:	Cu			
Material del Conductor de Neutro:	Cu			
Resistencia (Ohmio - Pies) de Conductor de Fase:	**0,128**	R(ohmio/Km.)	**0,164**	X_L(ohmio/Km.)
Resistencia (Ohmio - Pies) de Conductor de Neutro:	0,33	R(ohmio/Km.)	0,177	X_L(ohmio/Km.)
Distancia de los conductores al Panel de Distribución 1:	**7**		m	
Distancia de los conductores al Panel de distribución 2:	**17**		m	
Distancia entre los conductores que están sobre la canaleta que van al PD1:	0		cm.	
Distancia entre los conductores que están sobre la canaleta que van al PD2:	0		cm.	

Tabla 4.16 Datos de los conductores eléctricos del secundario

DATOS DE LAS BARRAS DE DISTRIBUCIÓN DEL PD1		
Largo (h):	**86**	cm.
Ancho (b):	**7,4**	cm.
Espesor (a):	**0,9**	cm.
Numero de Barras por Fase:	**1**	Unidades
Distancia entre Barras:	**7,54**	cm.

Tabla 4.17 Datos de las barras de distribución del PD1

DATOS DE DISYUNTORES				
PD1:	**CAPACIDAD (AMPERIOS)**	**VOLTAJE REAL (V)**	**I_K (A)**	**Φ**
Principal	800	212	X	3
Circuito 1 CONTABILIDAD:	150	212	10000	2
Circuito 2 LABORATORIO:	40	212	10000	3
Circuito 3 ALUMBRADO EXTERNO:	40	212	X	3
Circuito 4 Sin Nombre:	70	212	10000	3
Circuito 5 SISTEMAS UPS:	125	212	X	2
Circuito 6 LINEA # 2:	350	210	X	3
Circuito 7 LINEA # 1:	250	212	X	3
Circuito 8:CAJA # 1 - BAÑOS EXTERIORES:	250	212	X	3
Circuito 9 EDIFICO PRINCIPAL:	250	212	X	3
Circuito 10 LINEA 3:	100	212	15000	3
Circuito 11 BODEGA / CASA SR. RAMIREZ:	125	212	X	2
PD2:	**CAPACIDAD**	**VOLTAJE REAL (V)**	**I_K (A)**	**Φ**
Circuito 12: Mezclas 1	100	212	25000	3
Circuito 13: Mezclas 2	100	212	25000	3

Tabla 4.18 Datos de los disyuntores

4.1.7 Cálculo de Corriente de Cortocircuito – Método de Sumas de Impedancias

El diagrama de impedancias para nuestro circuito de la subestación de Quimipac, se lo muestra en la Figura 4,2 y su desarrollo en el apéndice E.

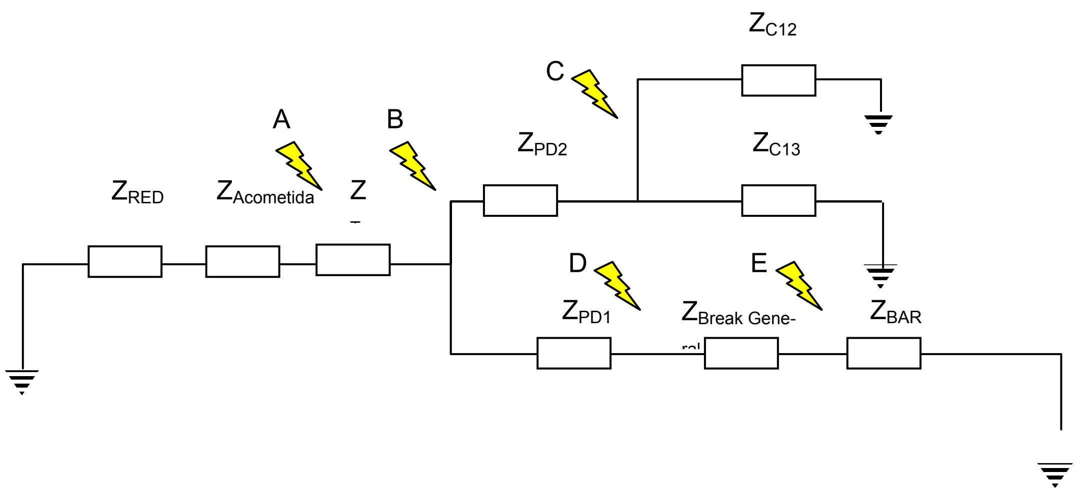


Figura 4.2 Diagrama de impedancias de la subestacion Quimipac

Datos del diagrama:

Z_{RED}	Impedancia – Red aguas arribas
$Z_{ACOMETIDA}$	Impedancia desde que la alimentación ingresa por la acometida hasta el primario del trasnsformador
Z_{T}	Impedancia del Transformador desde el lado del primario
Z_{PD1}	Impedancia de los conductores electricos desde el secundario del transformador hasta el PD1
$Z_{Break\ General}$	Impedancia del Disyuntor Principal del PD1
Z_{BAR}	Impedancia del JdB del PD1
Z_{PD2}	Impedancia de los conductores electricos desde el secundario del transformador hasta el PD2
Z_{C12}	Impedancia del Disyuntor del C12
Z_{C13}	Impedancia del disyuntor del C13

El cálculo – falla eléctrica se lo hará para cada punto mostrado en el diagrama de Impedancias.

4.1.8. Cálculo de Impedancias

El resultado en los diferentes puntos se lo muestra en la Tabla 4.19, (ver Apéndice F)

Punto 1	Ra	0,081910763	Ω
	Xa	0,338716603	Ω
Punto 2	R_L	8,34198428	mΩ
	X_L	3,5	mΩ
Punto 3	R_T	0,00053361	Ω
	X_T	0,00266805	Ω
Punto 4	R_{PD1}	0,33510638	mΩ
	X_{PD1}	0,98	mΩ
Punto 5	R_{PD2}	1,627659574	mΩ
	X_{PD2}	2,38	mΩ
Punto 6	Rbreaker	0	mΩ
	Xbreaker	0,15	mΩ
Punto 7	R_{BAR}	0,02905405	mΩ
	X_{BAR}	0,129	mΩ
Punto 8 - 9	Rbreaker	0	mΩ
	Xbreaker	0,15	mΩ

Tabla 4.19 Tabla de resultado de impedancias

4.1.9. Cálculo de Fallas

Su resultado se lo muestra en la tabla 4.20, y su desarrollo en el Apéndice G.

	I_{CC} (Amps)	I_{CH} (Amps)	S_{CC} (VA)
Punto A	21533,31	44156,43267	492317800,5
Punto B	45057,0903	98766,5396	17169057,3
Punto C	22728,1712	40499,5349	8660596,42
Punto D	33005,6667	67681,7391	12576848,2
Punto E	30779,915	63117,5912	11728722,9

Tabla 4.20 Tabla de resultado de falla

4.1.10 Resumen de las corrientes de falla

Fallas Ubicadas en el Punto	**Ich (KA)**	**Descripción**
A	44,156	Falla localizada en el Primario del Transformador
B	98,766	Falla Localizada en el Secundario del Transformador
C	40,499	Falla localizada en los conductores que alimentan al PD2
D	67,681	Falla localizada en los conductores que alimentan al PD1
E	63,117	Falla localizada en el JdB del PD1

Tabla 4.21 Tabla de resumen de corriente de falla

4.1.11. Cálculo del esfuerzo electromagnético del Panel Principal

El resultado se lo muestra en la Tabla 4.22, y su procedimiento en el Apéndice H.

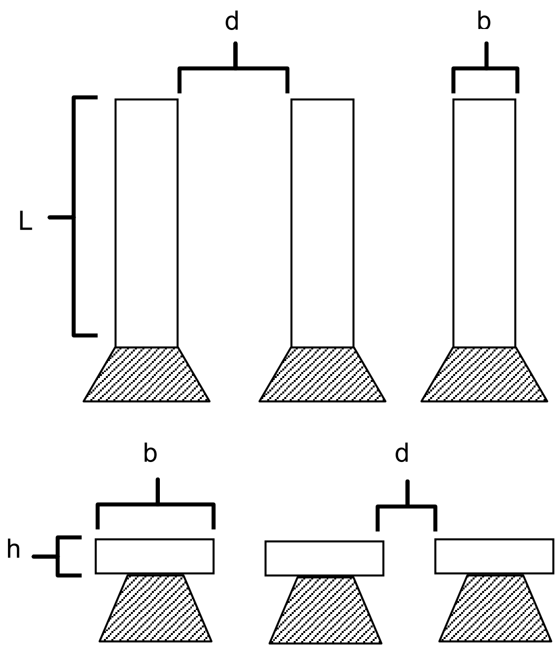


Figura 4.3 Diagrama de barras de distribución del PD1

Momento Resistivo Necesario (W)	4,151	$\left[cm^3\right]$
Momento Resistente (W_Y)	$8,214$	$\left[cm^3\right]$

Tabla 4.22 Tabla de Momentos

Con estos valores comprobamos que $W < W_Y$, de está forma se puede confirmar que están correctamente diseñadas las barras conductoras.

4.1.12. Cargabilidad de Barras Conductoras

Datos:

Carga Max: 1240 A

Carga Min: 985 A

Carga Max Real: 200 A (datos obtenidos durante las horas pico de producción)

Cálculo del Factor K_2 = 985/200 = 4,925 (Valor Mínimo)

Calculo del Factor K_2 = 1240/200 = 6,200 (Valor Máximo)

De aquí obtenemos que un valor aproximado para K_2 varia entre 4,9 - 6,2, (ver Apéndice I) entonces para los valores mostrados de la placa no aplica, lo que significa que bajo condiciones actuales, no afecta la temperatura del aire ni la carga en amperios del sistema eléctrico.

4.1.13.- Permisividad del conductor.

En estos cálculos se tiene como parámetro el tiempo de activación de los disyuntores, como este dato no es proporcionado en los equipos antiguos se toma como referencia 2 valores considerados dentro de sus límites como extremos, 0,01 y 0,5 seg.

4.1.14. Cálculo que soporta el conductor en un Cortocircuito sin averiar su estructura

El resultado se lo muestra en la Tabla 4.23 y la Tabla 4.24, y su procedimiento en el Apéndice J.

<table>
<tr><td>Falla Solo en el punto C (KA)</td><td>40,499 ($t_{0,01seg}$)
22,73 ($t_{0,50seg}$)</td><td rowspan="3"><</td><td rowspan="3">38.219,22 ($t_{0,50seg}$) &
270.250 ($t_{0,01seg}$) KA</td></tr>
<tr><td>Falla Solo en el punto D (KA)</td><td>67,681 ($t_{0,01seg}$)
33,01 ($t_{0,50seg}$)</td></tr>
<tr><td>Falla Solo en el punto E (KA)</td><td>63,117 ($t_{0,01seg}$)
30,78 ($t_{0,50seg}$)</td></tr>
</table>

Tabla 4.23 Tabla de comparación de las corrientes de fallas con la corriente de cortocircuito

<table>
<tr><td>Falla Solo en el punto C (KA)</td><td>40,499 ($t_{0,01seg}$)
22,73 ($t_{0,50seg}$)</td><td rowspan="3"><</td><td rowspan="3">38.220,61 ($t_{0,50seg}$) &
270.260,53 ($t_{0,01seg}$) KA</td></tr>
<tr><td>Falla Solo en el punto D (KA)</td><td>67,681 ($t_{0,01seg}$)
33,01 ($t_{0,50seg}$)</td></tr>
<tr><td>Falla Solo en el punto E (KA)</td><td>63,117 ($t_{0,01seg}$)
30,78 ($t_{0,50seg}$)</td></tr>
</table>

Tabla 4.24 Tabla de comparación de las corrientes de fallas con la corriente permisible

De los resultados obtenidos se puede observar que la corriente de cortocircuito y la corriente permisible siempre son mayores que las corrientes de falla encontradas, lo que significa que el aislante del mismo no será afectado.

4.1.15. Temperatura admisible en el instante del Corto Circuito.

Localización de falla	Cálculos para t = 0,5 seg. [θ (ºC) Max.]	Cálculos para t = 0,01 seg. [θ (ºC) Min.]
C	115,21	88,05
D	75,72	61,47
E	32,80	26,62

Tabla 4.25 Tabla de resultados temperatura admisible en el momento del corto circuito

Los valores de temperatura encontrados para cada falla (C, D, y E) no sobrepasan a los datos mostrados en la Tabla 33 de valores de temperatura permisible en el instante del corto circuito como material (ver Apéndice K).

4.1.16. Arco Eléctrico

El resultado de la distancia y la potencia del arco eléctrico se lo muestran en la Tabla 4.26, su desarrollo en el Apéndice L.

Icc – estable (Ip)	MVA_{bf}	Calculo de Dc con t = 0,5 seg		Cálculo de Dc con t = 0,01 seg	
		Dc (pies)	Dc (metros)	Dc (pies)	Dc (metros)
Falla en velas del primario	500,00	25,74	7,80	3,64	1,10
Falla en A	492,32	25,54	7,74	3,61	1,09
Falla en B	17,17	4,77	1,45	0,67	0,20
Falla en C	8,66	3,39	1,03	0,48	0,15
Falla en D	12,58	4,08	1,24	0,58	0,17
Falla en E	11,73	3,94	1,19	0,56	0,17

Tabla 4.26 Tabla de resultados de la distancia y potencia del arco eléctrico

4.1.17. Cálculo de la Corriente del Arco Eléctrico.

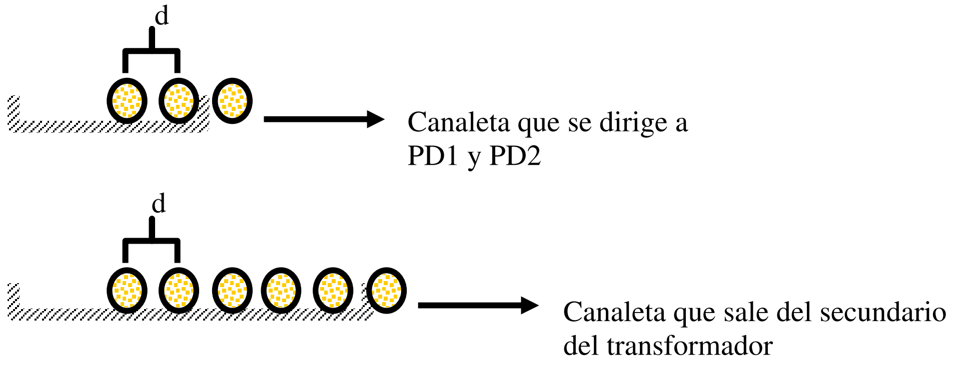


Figura 4.4 Representación esquemática de separación entre conductores

El resultado de la corriente del arco eléctrico entre conductores se lo muestra en la Tabla 4.27, su desarrollo en el Apéndice LL.

Panel	**I_{ARCO} (KA)**
PD1	123,60
PD2	50,90

Tabla 4.27 Tabla de resultados de la corriente del arco eléctrico

4.1.18. Cálculo de Voltaje, Potencia y Energía emitida por el Arco Eléctrico

El resultado de voltaje, potencia y energía del arco eléctrico se lo muestra en la tabla 4.28, y su procedimiento en el Apéndice M.

PANEL	V_{ARCO} [V]	W_{ARCO} t = 0,5 seg	W_{ARCO} t = 0,01 seg.	Kcal. Máx. t = 0,5 seg.	Kcal. Mín. t = 0,01 seg.
PD1	40	2472,070	49,441408	103,4685418	2,069371
PD2	40	1017,911	20,358227	42,6046937	0,852094

Tabla 4.28 Tabla de resultados de Voltaje, Potencia y energía emitida por el arco eléctrico

4.1.19. Cálculo de Iluminación

Para proceder con el cálculo de iluminación se dividió en sectores a la subestación con el fin de poder ubicar correctamente las luminarias, como se observa en la Figura 4.5., ver su procedimiento en el Apéndice N.

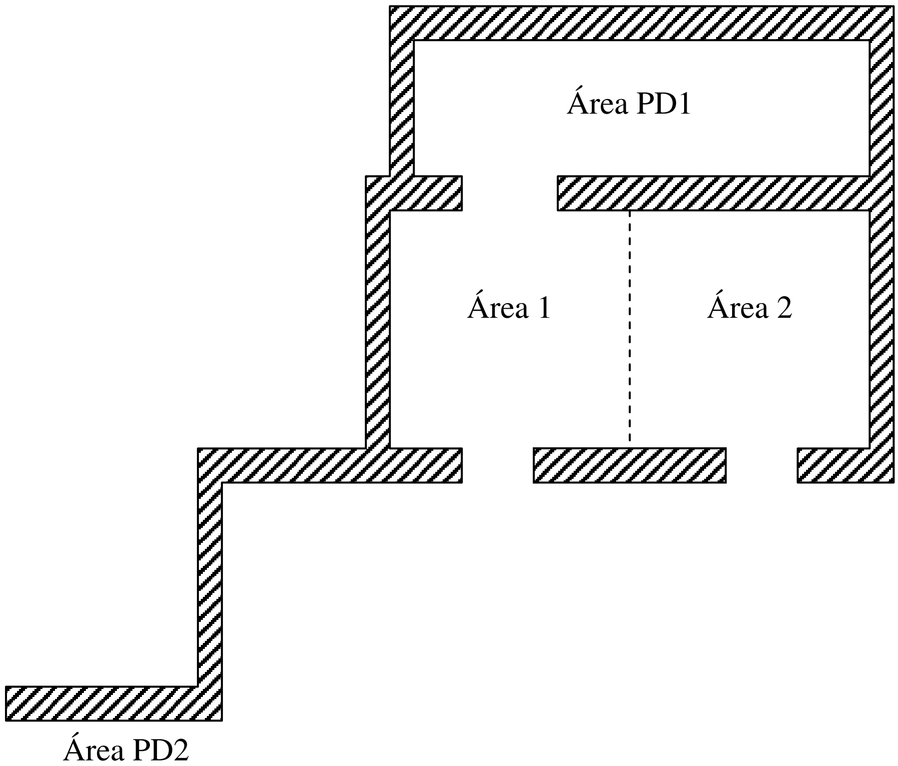


Figura 4.5 División de la subestación en áreas para cálculo de iluminación

4.1.20. Cálculo de la Potencia total de Iluminación por área.

Los resultados del cálculo de luminarias y de potencia, se muestra en la tabla 4.29 y su procedimiento en el Apéndice Ñ.

	n (lámparas)	Redondeo de N (luminarias)	P_{INST} (Wat-tios)
AREA 1	2	0,9852 ~ 1	80
AREA 2	2	0,9852 ~ 1	80
AREA DE PD1	4	0,8752 ~ 1	160
AREA DE PD2	2	09305 ~ 1	80

Tabla 4.29 Tabla de resultados de luminarias y potencia necesarias

4.2. Valorización de Riesgos

4.2.1. Metodología de Valorización FINE

Para aplicar la metodología FINE a la subestación eléctrica de la planta Quimipac se debió tomar de la metodología Check List todos los riesgos presentes en el sistema resultado del análisis de identificación de riesgos.

Valorización de Riesgos de la Subestación Eléctrica de la Planta Quimipac

Metodología FINE

SUBSISTEMA	IDENTIFICACIÓN CHECK LIST		VALORIZACIÓN FINE				
	FACTOR DE RIESGO	RIESGO	NIVEL DE PROBABILIDAD	NIVEL DE EXPOSICION	NIVEL DE CONSECUENCIA	GRAVEDAD DEL RIESGO	INTERVENCION
LOCALIZACIÓN	Presencia de fauna cerca de las instalaciones de la subestación.	Corto circuito en líneas de media tensión (acometida) originado por presencia de Iguanas.	1	6	10	60	Riesgo Posible. Atención
		Cortocircuito entre fases que llegan al primario del transformador.	6	3	8	144	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
	Presencia de flora cerca de las instalaciones de la subestación.	Corto circuito entre fases en la acometida (líneas de media tensión) originado por movimiento de ramas de árboles.	0.5	10	15	75	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
		Perdida de producción, desbalance de las fases del transformador.	3	10	3	90	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
		Accidentes al realizar trabajos de mantenimiento en la acometida ocasionada por las ramas.	1	10	15	150	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.

Tabla 4.30 Tabla de identificación y valorización de riesgos por el método FINE

- Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
- Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
- Riesgo substancial. Necesita corrección.
- Riesgo posible. Atención.
- Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

	Se encuentra cerca del lugar bodegas de productos terminados.	Propagación de incendio	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.
	Formación de nubes eléctricas en la zona.	Descargas eléctricas	1	10	7	70	Riesgo posible. Atención.
	Paso de vehículos cerca de la subestación.	Colisión contra las estructuras de la subestación.	0.5	3	5	7.5	Riesgo aceptable en el estado actual.
ESTRUCTURA	Techo de material poco resistente al fuego.	Agravación de incendio.	0.5	10	6	30	Riesgo posible. Atención.
	Altura inapropiada del techo de la bóveda del transformador.	Aumento de temperatura que pueda afectar el correcto funcionamiento del transformador.	6	10	4	240	Riesgo Alto. Requiere corrección Inmediata
	Dificultad al realizar trabajos de mantenimiento.	Accidentes laborales, caídas, malas maniobras.	0.5	2	7	7	Riesgo aceptable en el estado actual.
	El área no es la adecuada, no cumple con estándares aplicada a espacios de trabajo.	Arcos electricos, contacto directo o indirecto.	0.5	10	9	45	Riesgo posible. Atención.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
Riesgo substancial. Necesita corrección.
Riesgo posible. Atención.
Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

	El local de la subestación debe tener acceso y salida libre de obstáculos.	Accidentes a personal.	0.5	10	3	15	Riesgo aceptable en el estado actual.
	La estructura no soporta sismos.	Caída de conductores que están sujetos a vigas de madera, cortocircuito entre fases. Daño de equipos.	1	10	6	60	Riesgo posible. Atención
CABLEADO Y EQUIPO ELECTRICO	No existe información en los equipos.	Mala manipulación en los equipos.	1	10	6	60	Riesgo posible. Atención
	Conductores sin información.	Sobrecarga de conductores.	1	10	7	70	Riesgo posible. Atención.
	Inclinación inapropiada en canaletas para transportación de conductores.	Calentamiento y daño del aislamiento del conductor e incremento de la corriente.	1	10	6	60	Riesgo posible. Atención.
	Presencia de oxido en canaletas y tubo metálico semipesado.	Accidentes laborales por mantenimiento.	4	10	5	200	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
		Debilitamiento físico, caída de conductores.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
		Discontinuidad en el aterrizamiento a tierra .	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
Riesgo substancial. Necesita corrección.
Riesgo posible. Atención.
Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

ILUMINACION	Escasa iluminación.	Accidentes laborales al realizar trabajos de mantenimiento y operación.	1	10	5	50	Riesgo posible. Atención.
ACOMETIDA HASTA PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR	Los conductores bajan en forma inapropiada por la Acometida.	Perdida de la conexión de puesta a tierra.	3	2	3	18	Riesgo aceptable en el estado actual.
	Aisladores de suspensión de los conductores en mal estado.	Perdida de alguna de las líneas de alimentación.	0.5	10	3	15	Riesgo aceptable en el estado actual.
	Mal estado de la conexión del terminal del conductor de puesta a tierra con el electrodo de puesta a tierra del poste principal.	perdida de conductividad para corrientes de falla a tierra.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	La acometida no tiene reversible por donde ingresan los conductores.	Perdida del aislamiento por acumulación de agua en la caja de paso.	7	10	6	420	Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
		Arco Eléctrico por debilitamiento del aislante de los conductores.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	La tubería por donde bajan los conductores del medidor esta oxidada.	Daño del aislamiento de los conductores.	0.2	10	6	12	Riesgo aceptable en el estado actual.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
Riesgo substancial. Necesita corrección.
Riesgo posible. Atención.
Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

	Conductores de MT sujetados a vigas de madera.	Arco eléctrico – posible incendio.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.
	Los conductores de media tensión están sumergidos en agua.	Perdida de la rigidez dieléctrica en los conductores.	3	10	6	180	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
PUESTA A TIERRA	Presencia de corrosión.	Ruptura del conductor de puesta a tierra.	9	10	1.5	135	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
	Cableado doblado y oxidado en uniones.	Ruptura del conductor de puesta a tierra y oxidación en la parte doblada.	3	10	1	30	Riesgo posible. Atención.
	Los puntos de unión de los conductores de puesta a tierra tienen exceso de conductores, presentan oxido y están sujetados con abrazaderas en mal estado.	Ruptura del conductor de puesta a tierra.	4	10	1.5	60	Riesgo posible. Atención.
		Ruptura de la abrazadera.	4	10	1	40	Riesgo posible. Atención.
		Falla en el sistema de puesta a tierra por aumento del nivel de resistencia por presencia de oxido en el empate.	4	10	1	40	Riesgo posible. Atención.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
Riesgo substancial. Necesita corrección.
Riesgo posible. Atención.
Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

TRANSFORMADOR	Los capuchones de los punta aislada de conexions del primario están en mal estado.	Arco eléctrico entre punta aislada de conexions.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.
		Choque eléctrico por contacto indirecto con los punta aislada de conexions del primario del transformador.	0.5	10	15	75	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
	Derrame de aceite en el punta aislada de conexion de la fase 2 del primario.	Sobre Calentamiento del Transformador.	3	10	6	180	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
		Posibilidad de generación de arcos eléctricos en el interior.	0.5	10	6	30	Riesgo posible. Atención.
	Presencia de mezcla de aceite con polvo en la superficie del transformador.	Arco eléctrico entre punta aislada de conexions.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.
	No existe murete para contención de aceite en caso de derrame.	Exposición radiactiva al personal.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.
	Carcaza del transformador no aterrizada.	Contacto indirecto.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
Riesgo substancial. Necesita corrección.
Riesgo posible. Atención.
Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR	Aislamiento de los conductores en mal estado.	Contacto directo, arcos eléctricos.	0.5	10	6	30	Riesgo posible. Atención.
	Presencia de doblez en los conductores.	Aumenta la resistencia al paso de la corriente, debilitamiento del aislamiento, cortocircuito y arcos eléctricos.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	No están aterrizadas las tuberías y canaletas.	Contacto indirecto.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.
	Los conductores no están protegidos contra daños físicos.	Daño del aislamiento.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	Los conductores de fases no van juntos con su respectiva línea del neutro.	Calentamiento por inducción.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	Los conductores en los punta aislada de conexions están flojos.	Aumenta la resistencia al paso de la corriente, debilitamiento del aislamiento, cortocircuito y arcos eléctricos.	3	10	6	180	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
		Voltaje de alimentación disminuye.	0.5	10	3	15	Riesgo aceptable en el estado actual.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
Riesgo substancial. Necesita corrección.
Riesgo posible. Atención.
Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

PANEL DE DISTRIBUCION PD1	Ausencia de puerta de emergencia.	Encerramiento en caso de incendio.	3	10	7	210	Riesgo Alto. Requiere corrección Inmediata.
	No hay barreras de acrílico delante de barras.	Contacto directo, arcos eléctricos.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	Mal estado del tablero y suciedad.	Arcos eléctricos por exceso de polvo.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	Presencia de doblez en los conductores.	Aumenta la resistencia al paso de la corriente, debilitamiento del aislamiento, cortocircuito y arcos eléctricos.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	Señales de advertencia de presencia de riesgos eléctricos.	Electrocución.	1	10	8	80	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
	Dispositivos de protección contaminados de polvo.	Arcos eléctricos por exceso de polvo.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
	Almacenamiento de materiales inflamables.	Incendio.	1	10	7	70	Riesgo posible. Atención.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
Riesgo substancial. Necesita corrección.
Riesgo posible. Atención.
Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

	Conductores cortados en el panel.	Contacto directo o indirecto.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	No hay arreglos de fases.	Daño de equipos.	1	10	3	30	Riesgo posible. Atención.
	El panel no tiene puertas abatibles.	Dificultad al realizar trabajos de mantenimiento u operación.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
PANEL DE DISTRIBUCION PD2	No hay barreras de acrílico delante de barras.	Contacto directo, arcos eléctricos.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	Mal estado del tablero y suciedad.	Arcos eléctricos por exceso de polvo.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	Presencia de doblez en los conductores.	Aumenta la resistencia al paso de la corriente, debilitamiento del aislamiento, cortocircuito y arcos eléctricos.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	Señales de advertencia de presencia de riesgos eléctricos.	Electrocución.	1	10	8	80	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
Riesgo substancial. Necesita corrección.
Riesgo posible. Atención.
Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

	Dispositivos de protección contaminados de polvo.	Arcos eléctricos por exceso de polvo.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
	Cercanía a materiales inflamables.	Incendio.	1	10	7	70	Riesgo posible. Atención.
	No hay arreglos de fases.	Daño de equipos.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
	El panel no tiene puertas abatibles.	Dificultad al realizar trabajos de mantenimiento u operación.	0.5	10	4	20	Riesgo aceptable en el estado actual.
	Presencia de humedad.	Daño de elementos.	3	10	4	120	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
	Altura al techo no es la adecuada.	Dificultad al realizar trabajos de mantenimiento u operación.	3	10	4	120	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
	No esta aterrizado el panel.	Contacto indirecto.	3	10	4	120	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
	Malas conexiones de los elementos dentro del panel.	Cortocircuito al secundario del transformador.	0.5	10	6	30	Riesgo posible. Atención.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
Riesgo substancial. Necesita corrección.
Riesgo posible. Atención.
Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

SEGURIDAD Y DEFENSAS DE LA SUBESTACION	No existen seguros en las puertas de ingreso a la subestación.	Equipos expuestos a personal no autorizado.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
	No existe puerta de emergencia.	Encerramiento en caso de incendio.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.
	No hay señales de advertencia o avisos de peligros en las instalaciones.	Accidentes laborales a personas.	1	10	5	50	Riesgo posible. Atención.
	No existen sensores para detectar fuego.	Disminución de la seguridad de la subestación.	1	10	7	70	Riesgo posible. Atención.
	No existen extintores.	Disminución de la seguridad de la subestación, no combatir a tiempo un incendio.	1	10	8	80	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
	No se tiene una buena coordinación en breakers.	Corriente de cortocircuito no controlada.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
	No existe una iluminación apropiada.	Accidentes laborales por mantenimiento.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
	No hay pararrayos.	Descargas atmosféricas.	1	5	70	350	Riesgo Alto. Requiere corrección Inmediata.
	No existe supresor de voltajes en las líneas de media tensión.	Exposición de los equipos a sobrevoltaje.	0.5	1	8	4	Riesgo aceptable en el estado actual.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.

Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.

Riesgo substancial. Necesita corrección.

Riesgo posible. Atención.

Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Valorización de Riesgos

	Puertas de ingreso no están conectadas al sistema de puesta a tierra.	Contacto indirecto.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
	No existe iluminación de emergencia.	Accidentes laborales por mantenimiento.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
	EPP no existen para el ingreso a la subestación.	Accidentes laborales por mantenimiento.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
	La señalización de los breakers no esta clara.	Accidentes laborales por mantenimiento.	1	10	4	40	Riesgo posible. Atención.
		Sobrecarga a los breakers.	1	10	3	30	Riesgo posible. Atención.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación. Riesgo alto. Requiere corrección inmediata. Riesgo substancial. Necesita corrección.

Riesgo posible. Atención. Riesgo aceptable en el estado actual.

4.2.2. Porcentajes de los riesgos por subsistema

Gravedad del Riesgo (Rango de Valorización)	Clasificación del riesgo	Localización	Estructura	Cableado y Equipo eléctrico	Iluminación	Acom. Primario Tran.	Puesta a Tierra	Transform.	Secundario Transform.	Panel 1	Panel 2	Seg. y Def.
> 400	Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	12,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
200 - 400	Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.	0,00%	16,67%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,00%	0,00%	7,14%
70 - 200	Riesgo substancial. Necesita corrección.	50,00%	0,00%	16,67%	0,00%	12,50%	20,00%	28,57%	14,29%	10,00%	33,33%	7,14%
20 - 70	Riesgo posible. Atención.	37,50%	50,00%	83,33%	100,00 %	37,50%	80,00%	71,43%	71,43%	80,00%	58,33%	78,57%
< 20	Riesgo aceptable en el estado actual.	12,50%	33,33%	0,00%	0,00%	37,50%	0,00%	0,00%	14,29%	0,00%	8,33%	7,14%
Total de Riesgos		8	6	6	1	8	5	7	7	10	12	14

Tabla 4.31 Porcentajes de los riesgos por subsistema

4.2.3.- Gráfico de Nivel de Riesgos por Subsistema

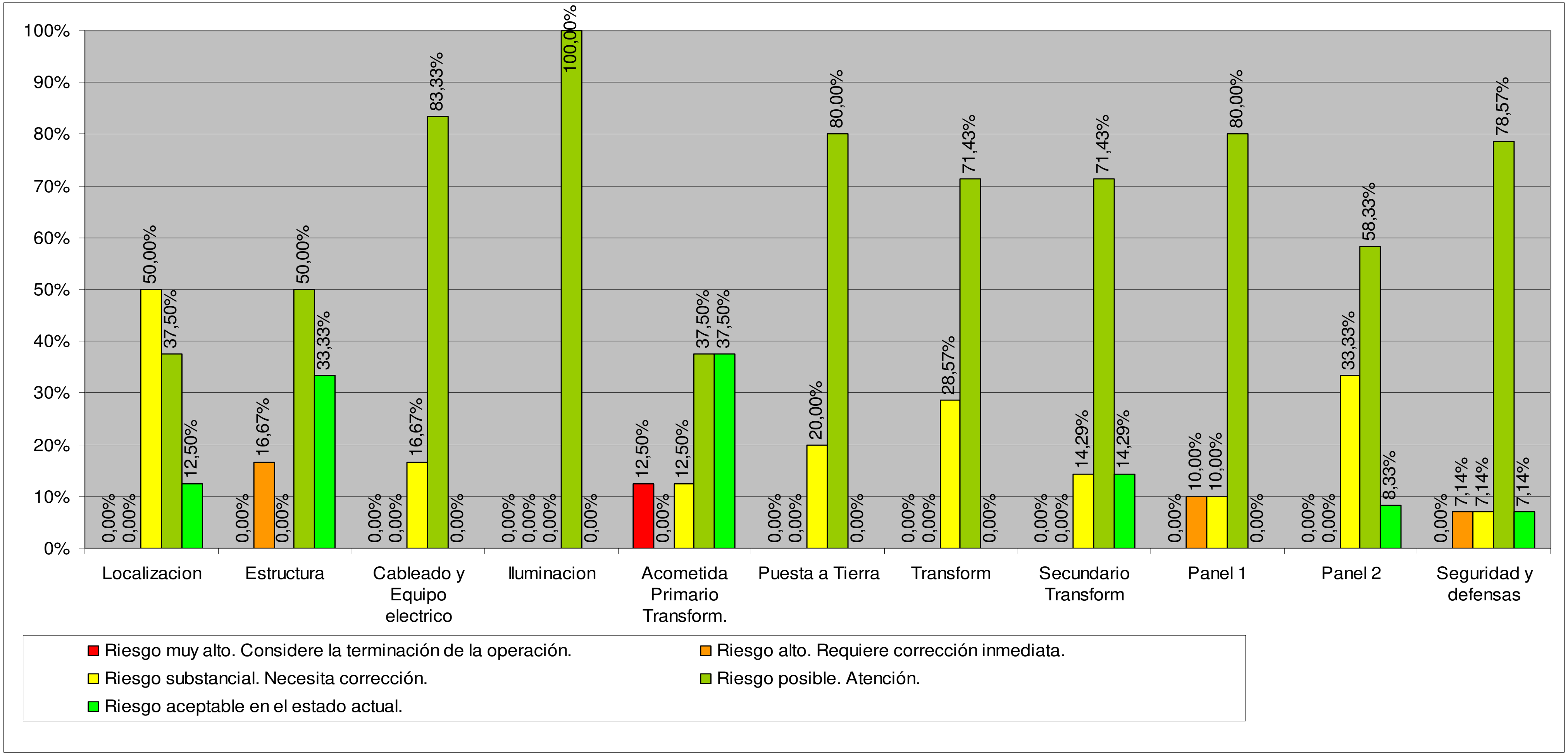


Figura 4.6 Grafico de nivel de riesgos por subsistema

A través de los resultados obtenidos podemos visualizar que el subsistema a considerarse crítico por presentar riesgo de nivel muy alto es el subsistema de Acometida Primario del Transformador. Le siguen a este los subsistemas Estructura, Secundario del Transformador y Seguridad y Defensas como subsistemas a considerar correctivos inmediatos debido a presentan riesgos de nivel alto

CAPÍTULO 5

PANORAMA DE RIESGOS

En este capítulo se trata de dar una visualización de los riesgos encontrados y analizados en los capítulos anteriores. Para esto se utiliza una nueva metodología grafica llamada mapa de riesgos.

5.1. Valorización para el método de mapa de riesgos

La valorización para el mapa de riesgo, se lo hace a través de la metodología fine, es decir, se siguen los mismo pasos descritos en el capitulo 4. En este método se analizan todos los subsistemas, enfocándose específicamente en todos los riesgos que afectan directamente al personal que labora en sitio, para expresarlo gráficamente, según como se lo explicó en el capítulo 1.

5.2.- Mapa de Riesgos

Identificación y Valorización de Riesgos de la Subestación Eléctrica de la Planta Quimipac

	IDENTIFICACION CHECK LIST		**VALORIZACION FINE**				
SUBSISTEMA	**FACTOR DE RIESGO**	**Riesgo o peligro**	**NIVEL DE PROBABILIDAD**	**NIVEL DE EXPOSICION**	**NIVEL DE CONSECUENCIA**	**GRAVEDAD DEL RIESGO**	**INTERVENCION**
ESTRUCTURA	Dificultad al realizar trabajos de mantenimiento.	Accidentes laborales, caídas, malas maniobras.	0.5	2	7	7	Riesgo aceptable en el estado actual.
	El área no es la adecuada, no cumple con estándares aplicada a espacios de trabajo.	Arcos electricos, contacto directo o indirecto.	0.5	10	9	45	Riesgo posible. Atención.
	Tubo al ingreso del cuarto donde se encuentra el PD1.	Caída, golpes.	0.5	10	4	20	Riesgo aceptable en el estado actual.
CABLEADO Y EQUIPO ELECTRICO	Presencia de oxido en canaletas y tubo metálico semipesado.	Accidentes laborales por mantenimiento.	4	10	5	200	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.

Tabla 5.1 Tabla de identificación y valorización de riesgos para el mapa de riesgos

- Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.
- Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.
- Riesgo substancial. Necesita corrección.
- Riesgo posible. Atención.
- Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Identificación y Valorización de Riesgos

ILUMINACIÓN	Escasa iluminación.	Accidentes laborales al realizar trabajos de mantenimiento y operación.	1	10	5	50	Riesgo posible. Atención.
ACOMETIDA HASTA PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR	Descarga de arcos eléctricos en el primario.	Alto voltaje en el primario.	1	10	7	70	Riesgo posible. Atención.
PUESTA A TIERRA	Presencia de corrosión.	Ruptura del conductor de puesta a tierra.	9	10	1.5	135	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
TRANSFORMADOR	Los capuchones de las puntas aisladas de conexión del primario están en mal estado.	Choque eléctrico por contacto indirecto con el transformador.	0.5	10	15	75	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.
	Derrame de aceite en las puntas aisladas de conexión de la fase 2 del primario.	Posibilidad de generación de arcos eléctricos en el interior.	0.5	10	6	30	Riesgo posible. Atención.
	Presencia de mezcla de aceite con polvo en la superficie del transformador.	Arco eléctrico entre punta aislada de conexions.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.

Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.

Riesgo substancial. Necesita corrección.

Riesgo posible. Atención.

Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Identificación y Valorización de Riesgos

	Carcaza del transformador no aterrizada.	Contacto indirecto.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.
SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR	Aislamiento de los coductores en mal estado.	Contacto directo, arcos eléctricos.	0.5	10	6	30	Riesgo posible. Atención.
	Conductores en el piso.	Tropiezo, caída.	0.5	10	4	20	Riesgo aceptable en el estado actual.
	No están aterrizadas las tuberías y canaletas	Contacto indirecto.	0.5	10	7	35	Riesgo posible. Atención.
PANEL DE DISTRIBUCION PD1	Accionamiento de brekers.	Arco eléctrico.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	Barras desnudas.	Contacto directo o indirecto.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
PANEL DE DISTRIBUCION PD2	Altura al techo no es la adecuada.	Dificultad al realizar trabajos de mantenimiento u operación.	3	10	4	120	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación. Riesgo alto. Requiere corrección inmediata. Riesgo substancial. Necesita corrección.

Riesgo posible. Atención. Riesgo aceptable en el estado actual.

Continuación de la Identificación y Valorización de Riesgos

	Accionamiento de brekers.	Arco eléctrico.	0.5	10	5	25	Riesgo posible. Atención.
	No esta aterrizado el panel.	Contacto indirecto.	3	10	4	120	Riesgo Substancial. Necesita Corrección.

Riesgo muy alto. Considere la terminación de la operación.

Riesgo alto. Requiere corrección inmediata.

Riesgo substancial. Necesita corrección.

Riesgo posible. Atención.

Riesgo aceptable en el estado actual.

5.2.1.- Subestacion - Mapa de Riesgos

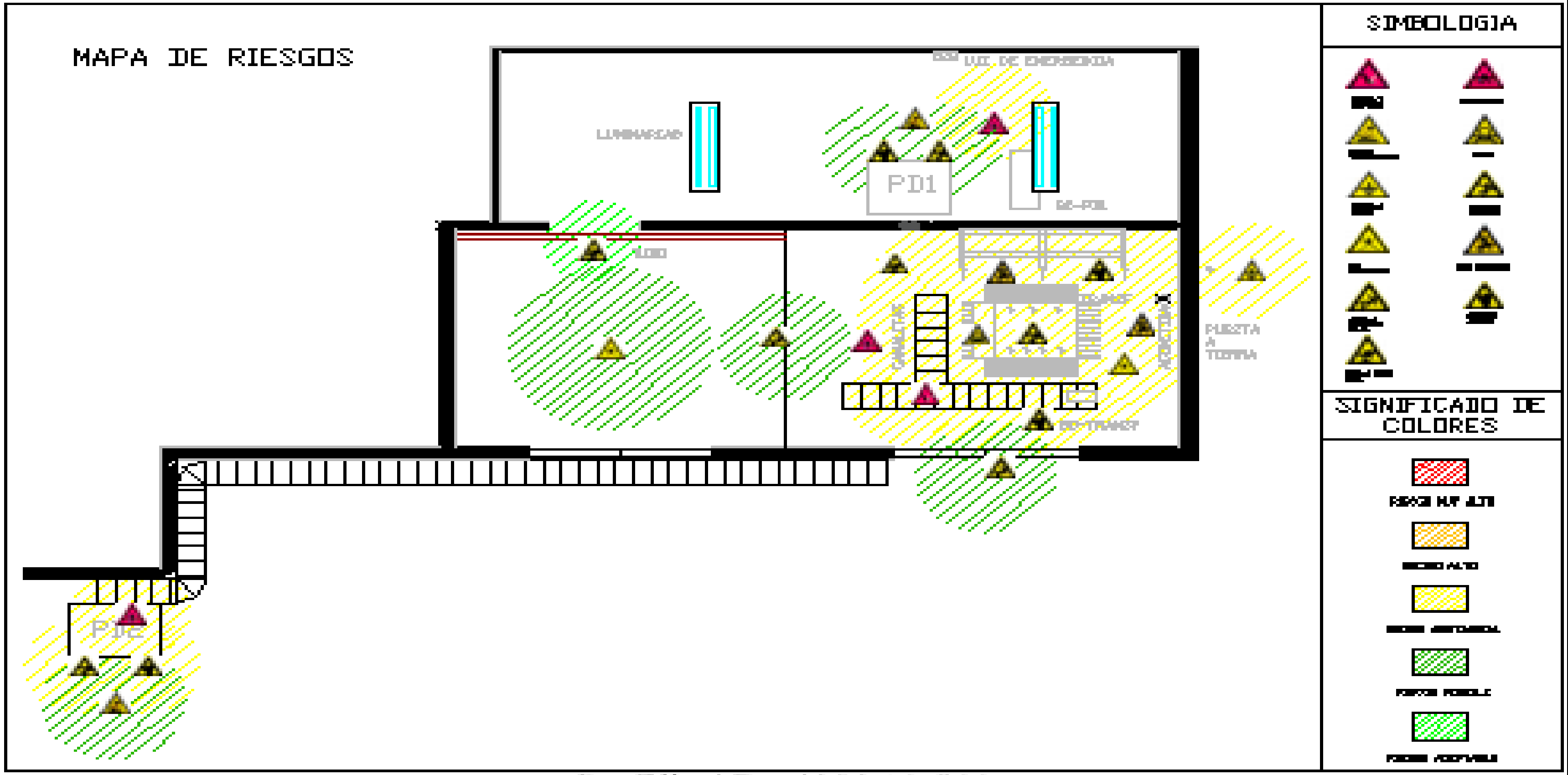


Figura 57 Mapa de Riesgos de la Subestacion Quinipac

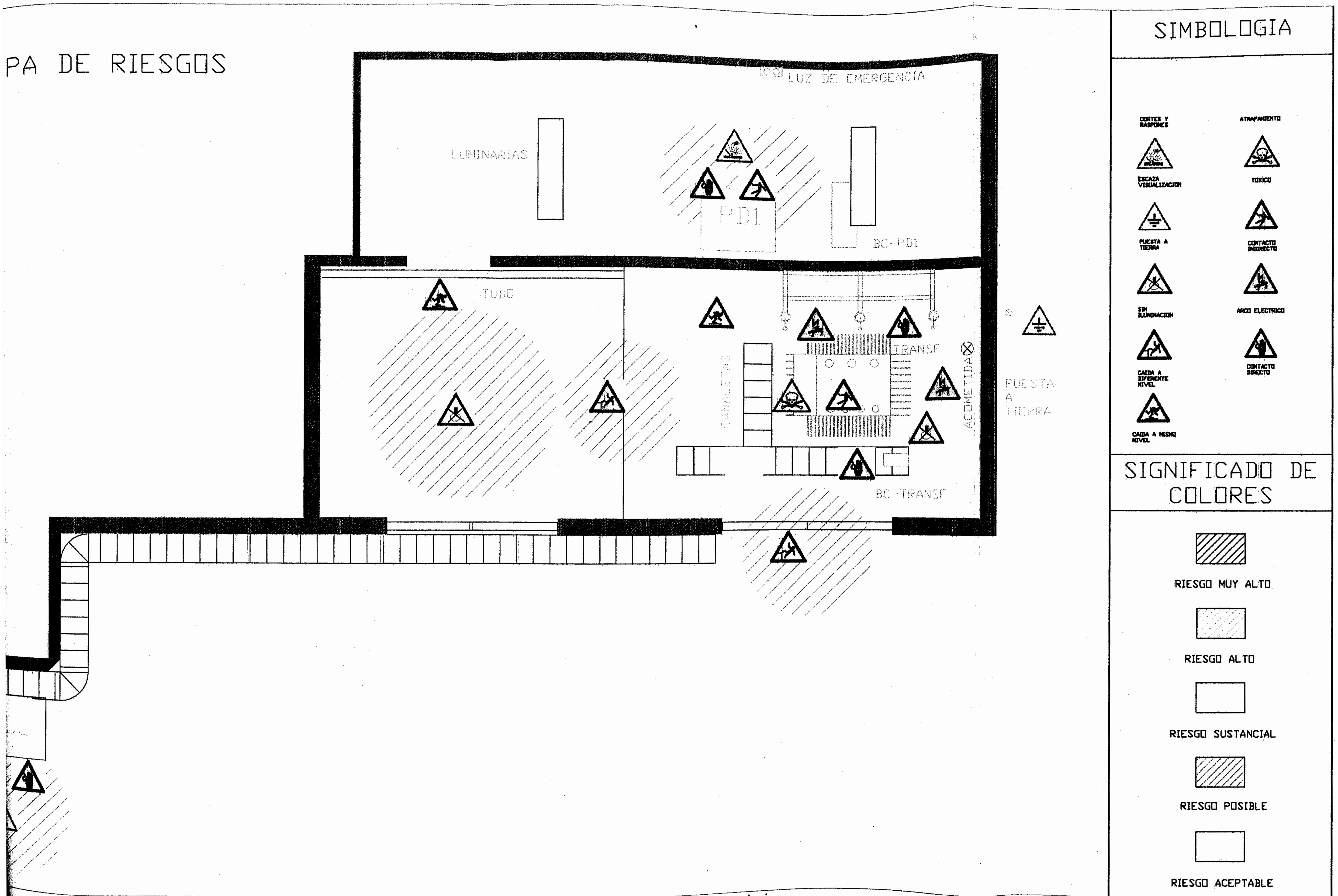


Figura 5.1 Mapa de Riesgos de la Subestacion Quimipac

5.2.3. Simbología – mapa de riesgos

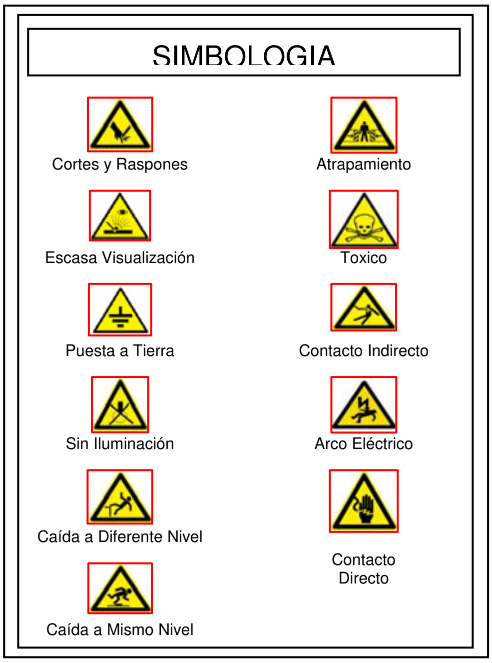


Figura 5.3 Simbología utilizada para el mapa de riesgos

5.2.4.- Comparación de los Métodos Aplicados.

El método Fine permite visualizar la magnitud del riesgo presente en cada peligro encontrado aplicándose en cada elemento formado por el GEMA, mientras que el Mapa de Riesgos es un método que ayuda a dar una advertencia en el lugar de trab aplicándose solo a lo relacionado con la seguridad en la parte laboral.

CAPÍTULO 6

CONTROLES Y DEFENSAS PARA EVITAR LOS RIESGOS

6.1. Arquitectura de la Subestación

La subestación de la planta Quimipac necesita las siguientes correcciones en cuanto a su estructura:

6.1.1. Techo y Paredes de la subestación

En la actualidad se tiene un techo compuesto de soportes de madera y planchas de Eternit en la subestación de la planta Quimipac, debido a esto en caso de producirse un incendio pondría agravarse por la combustión de dichos materiales. Se deben hacer las debidas correcciones de acuerdo con las siguientes normativas:

- Las paredes y el techo de las bóvedas deben construirse de materiales que tengan la resistencia estructural adecuada a las condiciones que puedan presentarse y una resistencia mínima al fuego de tres horas. NEC 450 – 42

- Las paredes y techos de la subestación interior se construirán en concreto reforzado, bloques de concreto o ladrillo con un espesor mínimo de quince (15) centímetros. Estos materiales deberán presentar una resistencia al fuego mínima de tres horas, de acuerdo con la norma ASTM E 119.75.

- El Techo de la subestación eléctrica de la planta Quimipac debe tener una loza de hormigón armado, ubicada a una altura libre mínima de 2.5 m diseñada para soportar una carga máxima de acuerdo a su utilización NATSIM

- **NATSIM:** Normas de Acometida, cuarto de transformadores y sistemas de medición para el suministro de electricidad. (Basado en NEC)

- **ANSI**: American National Standards Institute.

6.1.2. Murete para evitar riego de aceite

La subestación en el área en que se encuentra el transformador no se ha considerado el riesgo de contaminación por riego de aceite. Si llegase a suceder, no existen muretes que permitan confinar el aceite en una sola área. De construirse este sistema, no habría contaminación hacia otros sectores que son parte de la subestación disminuyendo de esta manera el riesgo presente en la actualidad. El diseño del murete debe estar de acuerdo con la norma 924-8 (c) de la NEC.

6.1.3 Iluminación

La actual iluminación que existe en el área del PD1 es 2 luminarias colgantes con 2 tubos fluorescente de 40 W cada una, las mismas que están colgando y brindan una incorrecta iluminación debido a que están mal distribuidas. No existe iluminación para el cuarto del transformador y la iluminación en el PD2 no será necesaria porque será removido según como se lo explica mas adelante. Debido al área pequeña del PD1, se calculó en función al área de trabajo necesaria para realizar labores en este equipo, es decir, la iluminación del PD1 junto con el banco de capacitores debe de tener un nivel de iluminancia mínimo de 270 Lux que es el recomendado por la NEC (tabla 924-5), con una altura de 0,2 m del suelo al plano de trabajo estas condiciones se deben a posibles trabajos de mantenimiento que se de en los breakers que están en el PD1, con lo que se obtiene:

- Una luminaria con 4 tubos fluorescente de 40 W cada uno la cual debe de estar pegada junto al techo de la estructura.

La iluminación del cuarto del transformador debe de ser dividida en 2 áreas debido a que esta es un área peligrosa y no se pueden ubicar las luminarias en forma equitativas. La primera área, actualmente comprende la entrada al cuarto del transformador por donde se ingresa al PD1 y la segunda área es donde está ubicada la puerta de ingreso al transformador, estas áreas deben de tener un nivel de iluminancia mínimo de 100 Lux (valor recomendado por luminotecnia enciclopedia CEAC de Electricidad por José Ramírez Vázquez), con una altura de 0,5 m del suelo al plano de trabajo, con lo que se obtiene:

- Área 1: Una luminaria con 2 tubos fluorescente de 40 W cada uno. La ubicación de esta luminaria sería en el centro de la entrada del cuarto del transformador.
- Área 2: Una luminaria con 2 tubos fluorescente de 40 W cada uno. La ubicación de esta segunda luminaria sería sobre la puerta de ingreso al transformador.

El gráfico de la división de las áreas y su respectiva Iluminación se lo puede apreciar en la Figura 4.5 del capitulo 4.

6.1.4. Localización de la Subestación

El mayor de los problemas para este subsistema es la presencia de flora por el sector donde se transportan los conductores eléctricos hasta la acometida de la subestación, provocando varias veces al año, en especial en época de lluvias, pérdida del suministro de energía eléctrica, debido a que estos conductores atraviesan el terreno adyacente al de la planta el cual esta lleno de flora y estos entran en contacto con los conductores haciendo muchas veces corto entre fases y otras veces caída de tensión. De acuerdo a las normas del NATSIM la Empresa Eléctrica que suministra el servicio está en la obligación de llevar la energía eléctrica hasta la acometida de la subestación que está dentro de las instalaciones de las mismas. Por lo tanto, como solución, se plantea reubicar las líneas de tal forma de no invadir el espacio aéreo del terreno adyacente por donde cruzan actualmente.

6.1.5. Acometida de la Subestación

Toda acometida debe tener su respectivo reversible en la entrada de los conductores de media tensión, de esta forma se puede prevenir el ingreso de agua durante la época de lluvia. Actualmente la caja de paso tiene una filtración debido a una zanja de residuos químicos que pasa adjunto a la acometida, la solución es reubicar la caja de paso, con las medidas y normas adecuadas, como se muestra en la Figura 6.1, para evitar cualquier filtración de los residuos químicos que circulan por la zanja de desagüe.

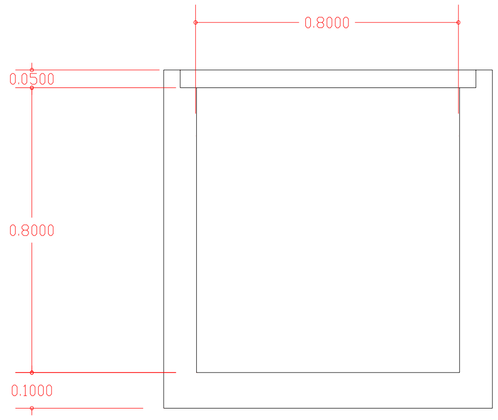


Figura 6.1 Vista de Corte A-A´ de la caja de paso

Debido al tiempo que ha estado expuesto los conductores a estos residuos dentro de la caja de paso, es recomendable cambiar los conductores de la acometida por el mismo tipo de conductor expuesto en el capítulo 2. Con respecto a las velas fusibles están instaladas muy cerca del primario dando un área pequeña para realizar labores de desconexión y por ende de realizar trabajos de mantenimiento, se debe construir una barrera de protección aislando el transformador y en otra área aislada también las velas fusibles, es decir, instaladas en una caja cerrada con pantalla de acrílico con un sistema de desconexión mecánico, que puede ser un seccionador de cuchillas, el cual debe de estar colocada para que no se accione por la acción de la gravedad, dicho seccionador también debe de estar aislado tras una barrera para evitar que el operador las toque cuando maniobre la palanca desconectadora.

6.2 Aplicación de Protecciones a equipos eléctricos y accesorios electromecánicos

6.2.1. Protección en media tensión

En la actualidad se tiene un sistema de 3 velas fusibles en un soporte de metal. No es un sistema seguro para realizar trabajos de mantenimiento y desconexión debido a que no se cuenta con distancias apropiadas. Los transformadores de hasta 15 KV se instalaran con el equipo mínimo necesario para su protección y seccionamiento en el lado primario, consistente en una caja fusible de 100 Amperios 15 KV y un pararrayo de 10 KV. En cada una de las fases de alimentación, los cuales se instalaran dentro del cuarto de transformadores. NATSIM.

Si se tiene un transformador trifásico cuya capacidad de transformación sea mayor a 500 KVA, se deberá prever la instalación dentro del cuarto del transformador, de un interruptor para operación con carga o un seccionador fusible para operación simultanea de las tres fases bajo carga en un gabinete con medidas aproximadas de 1.8 m de ancho, 1.2 m de fondo y 2 m de alto, es decir, que cumpla con las normativas de construcción de equipo eléctrico. NATSIM

6.2.2 Correcciones del PD1

El ingreso al área del PD1, es a través de una puerta de 1 m de ancho por 2 m de alto, con un espacio de trabajo de aproximadamente 1,40 m (cumple con el articulo 110-16.a de la NEC) medido desde el frente del panel PD1.

Las puertas del PD1 no son las apropiadas, el área no cuenta con puerta de emergencia. Las puertas del PD1 debe de ser cambiada, las cuales deben de ser puertas abatibles que se puedan abrir a 90º en el espacio de trabajo (articulo 110-16.a de la NEC). La altura entre el techo y el PD1 no debe de ser menor a 90 cm (articulo 384-8.a de la NEC), excepto si el techo es de material no combustible. Debe de existir una puerta a cada lado del PD1 para caso de emergencia. El material del panel debe de ser resistente a cualquier daño físico y ubicado en un lugar permanentemente seco, también es necesario que el lugar donde se encuentra el panel debe de estar libre de cualquier material inflamable.

Además de la estructura de hormigón armado de la subestación debe ir conectado al sistema de puesta a tierra. Deben de existir señales preventivas que prohíban el ingreso a personal no calificado, cuando se tenga que dar mantenimiento el personal debe de ir con su EPP ya que en este lugar se pueden producir arcos eléctricos o por una mala maniobra producirse un contacto directo o indirecto. Todos los disyuntores que se encuentren en el PD1, deben de tener su información respectiva como es: Tensión eléctrica, corriente, potencia u otras características nominales.

6.2.3. Diseño de Puesta a Tierra

Actualmente la subestación cuenta con un solo electrodo de puesta a tierra, el cual tiene una resistencia de aproximadamente 0,44 Ω valor que es menor a 10 Ω que es el recomendado por la NEC (articulo 921-18), dicho valor fue medido por el método de caída de potencial o medición con tres terminales. La baja resistencia del SPT, teniendo en cuenta que es un solo electrodo, se debe a la baja resistividad del terreno. Existe corrosión en el punto de unión de los conductores al electrodo de puesta a tierra y en las abrazaderas de los diferentes conductores de puesta a tierra, además el conductor aéreo de puesta a tierra esta roto en la parte de la unión a la estructura de la subestación, por lo que la edificación de la subestación no esta aterrizada a tierra. La subestación de QUIMIPAC, debe de tener una malla de puesta a tierra que cumpla los siguientes parámetros, que se dan en la Tabla 6.2 y se lo muestra en la Figura 6.2.

Icc = Corriente máxima de falla	45057 A
Nivel de Tensión (primario)	13200 Kv
ρ = Resistividad del terreno	32,186 (Ω-m)
ρs = Resistividad de la superficie del terreno	5000 (Ω-m)
t = Tiempo máximo de despeje de la falla	0,1 seg
Ta = temperatura ambiente	30 ºC
Tm = Temperatura máxima en los nodos de la malla (450 ºC con soldadura y 250 ºC con amarre pernado)	250 ºC
A = Longitud de la malla	12 m
B = Ancho de la malla	12 m
n = Numero de conductores en paralelo a la longitud de A	9
m´ = Numero de conductores en paralelo a la longitud de B	9
D = Espaciamiento entre conductores	1,5 m
h = Profundidad de enterramiento de la malla	0,7 m

Tabla 6.1 Datos necesarios para el diseño de puesta a tierra

Con los datos descritos en la Tabla 6.1 procedemos a calcular primeramente la sección del conductor, para con este valor ver el diámetro del mismo en el **Apendice Q**, el cual debe ser mínimo de 107,2 mm^2 (4/0 AWG), para que la máxima corriente que circule por ellos en caso de defecto o de descarga atmosférica no lleve a estos conductores a una temperatura cercana a la de fusión, ni ponga en peligro sus empalmes y conexiones. Luego procedemos a calcular la tensión de paso y de contacto permisible las cuales deben de ser menores a la tensión de paso y de contacto reales.

Finalmente procedemos a calcular el valor de la resistencia por el método ***de Dwight,*** el cual nos da un valor de 0,687 Ω dicho valor es menor a 10 Ω, como se muestra en la Tabla 6.2, que es el recomendado por la NEC (articulo 921-18). Los conductores que forman la malla de puesta a tierra deben de ser resistente tanto mecánicamente como a la corrosión propia del terreno.

6.2.4. Parámetros para cálculo de la Malla de Puesta a Tierra

Los parámetros de la malla de puesta a tierra son:

- Tensión de paso
- Tensión de contacto
- Resistividad y Resistencia
- Medida de la Resistividad eléctrica del suelo

Ver el detalle de cada uno de ellos en el Apéndice O.

6.2.5. Cálculos de la Malla de Puesta a Tierra

Para poder realizar los cálculos de la malla de puesta a tierra de la subestación de Quimipac, debemos de tener claro que significa cada uno de los siguientes parámetros que se detallan a continuación:

Ac	Sección del conductor
Lc	Longitud total del conductor
d	Diámetro del conductor
r =	Radio del conductor
E_{pp}	Tensión de Paso permisibles
E_{cp}	Tensión de contacto permisibles
Ep′	Tensión de paso real
Ec′	Tensión de contacto real
Rs	Resistencia de puesta a tierra de un solo conductor
L´	Longitud de 1 conductor paralelo a A
E	Espaciamiento equivalente entre un conductor y los demás
Ra	Resistencia mutua entre conductores
Rc	Resistencia total de un conductor
Rcn	Resistencia de n conductor
Rsu	Resistencia de un solo conductor de unión
L´´	Longitud de 1 conductor paralelo a B
E´	Espaciamiento equivalente de unión entre un conductor y los demás
Rau	Resistencia mutua de conductores de unión (Ω)
Ram	Resistencia mutua de los conductores de unión
Rcu	Resistencia total de un solo conductor de unión
Rcm	Resistencia de los m conductores
R	Resistencia total de la malla
Nv	Numero mínimo de varillas

Fórmulas para el sistema de puesta a tierra	Valor calculado	Unidad
$Ac = I_{cc}\left(\dfrac{33t}{\log\left(\dfrac{Tm-Ta}{234+Ta}+1\right)}\right)^{\frac{1}{2}}$	159529,909	CM
$d = 2r$	0,006705	M
$Area = B*A$	144	m^2
$L_c = n*A + m^{'}*B$	216	M
$Km = \dfrac{1}{2\pi}\ln\left(\dfrac{D^2}{16hd}\right)+\dfrac{1}{\pi}\ln\left(\dfrac{3}{4}*\dfrac{5}{6}*\dfrac{7}{8}*....*\dfrac{(2n-3)}{(2n-2)}\right)$	0,133318	
$Ki = 0,65 + 0,172*n$	2,198	
$ks = \dfrac{1}{\pi}\left(\dfrac{1}{2h}+\dfrac{1}{D+h}+\dfrac{1}{D}\left(\dfrac{1}{2}+\dfrac{1}{3}+\dfrac{1}{4}+....\dfrac{1}{(n-1)}\right)\right)$	0,736591	
$E_{PP} = \dfrac{116+0.7\rho_s}{\sqrt{t}}$	11434,79602	V
$E_{CP} = \dfrac{116+0.17\rho_s}{\sqrt{t}}$	3054,76022	V
$Ep' = \dfrac{Ks*Ki*\rho*I_{cc}}{L_c}$	10870,00383	V
$Ec' = \dfrac{Km*Ki*\rho*I_{cc}}{L_c}$	1967,40288	V
$R_s = \dfrac{\rho}{2\pi L'}\left(\ln\left(\dfrac{2L'}{r}\right)+\ln\left(\dfrac{L'}{h}\right)+\dfrac{2h}{L'}-\dfrac{h^2}{(L')^2}-2\right)$	3,90074	Ω
$E = 2,191*D$	3,2865	M
$R_a = \dfrac{\rho}{2\pi L'}\left(\ln\left(\dfrac{4L'}{E}\right)+\left(\dfrac{E}{2L'}\right)-\dfrac{E^2}{16(L')^2}-1\right)$	0,7742014	Ω
$R_c = R_s + (n-1)R_a$	10,0943565	Ω

Tabla 6.2 Tabla de resultados del diseño de la malla de puesta a tierra

$R_{cn} = \frac{R_c}{n}$	1,12159517	Ω
$R_{su} = \frac{\rho}{2\pi L''}\left(\ln\left(\frac{2L''}{r}\right) + \ln\left(\frac{L''}{h}\right) + \frac{2h}{L''} - \frac{h^2}{(L'')^2} - 2 \right)$	3,90074528	Ω
$E^{\prime} = 2,430 * D$	3,645	M
$R_{au} = \frac{\rho}{2\pi L''}\left(\ln\left(\frac{4L''}{E^{\prime}}\right) + \left(\frac{E^{\prime}}{2L''}\right) - \frac{(E^{\prime})^2}{16(L'')^2} - 1 \right)$	0,73592126	Ω
$R_{am} = (m^{'} - 1)R_{au} + (n-1)R_a$	12,0809813	Ω
$R_{cu} = R_{su} + R_{am}$	15,9817266	Ω
$R_{cm} = \frac{R_{cu}}{m^{'}}$	1,7757474	Ω
$R = \frac{R_{cn} * R_{cm}}{R_{cn} + R_{cm}}$	0,68741257	Ω
$N_v = 0,60 * \sqrt{Area}$	7,2	

Continuación de la Tabla 6.2

También se obtiene el número de electrodos que son 9 ubicados paralelo a B (ancho de la malla), ver Figura 6.2 y separados 6 m entre ellos, dichos electrodos son de varillas de acero inoxidable, las cuales tienen una longitud de 2,4 m con un diámetro de 0,015875 m. Los empalmes y uniones deberán realizarse con medios de unión apropiados (pernos, abrazaderas, soldadura exotérmica, etc.), que aseguren la permanencia de la unión y que no se experimenten calentamientos al paso de la corriente superiores a los del conductor, además deben de estar protegidos contra la corrosión. Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté mas seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren.

En los lugares en que el terreno no sea favorable a la buena conservación de los electrodos, éstos y los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su revisión, al menos una vez cada cinco años.

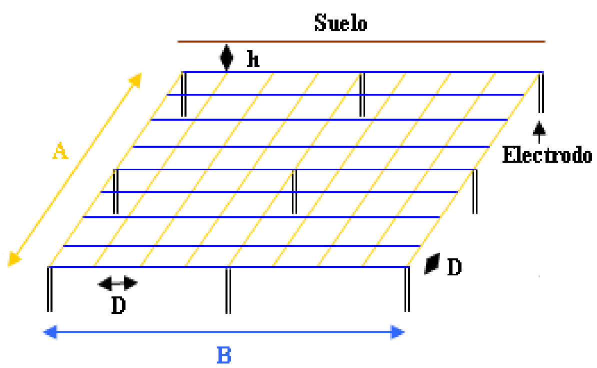


Figura 6.2 Diseño de malla de puesta a tierra

6.2.6. Sistema de Pararrayos

En nuestro caso se selecciono materiales Clase I, ver Tabla 49 del apéndice P. Para la trayectoria de la bajante de la conexión a tierra del pararrayos, se debe conectar puentes a toda estructura metálica que esté ubicada menor a 1.8 m de distancia, para evitar arqueos, para que de esta forma quede a un mismo potencial, esto es de acuerdo a la NEC 250.46. Por el tipo de suelo de la subestación, es suficiente con una varilla de 3 m de longitud, según la NFPA 780

6.2.7. Resumen del Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas

De acuerdo a las Normas Francesas, método de las Puntas Iniciadoras, tenemos:

- Estructura clase 5: Si necesita protección.
- Materiales Utilizados Clase 1: 17 AWG TW Cu 26 m – Bajante doble.
- No existen estructuras metálicas adicionales alrededor que se deban aterrizar.

- Varilla de 3 m.
- Punta Captora
- Nivel de Protección 1, Altura de la punta captora a 3 m con respecto al plano vertical formado por el techo de la subestación.

La instalación de la Punta se muestra en el Figura 6.3 y Figura 6.4.

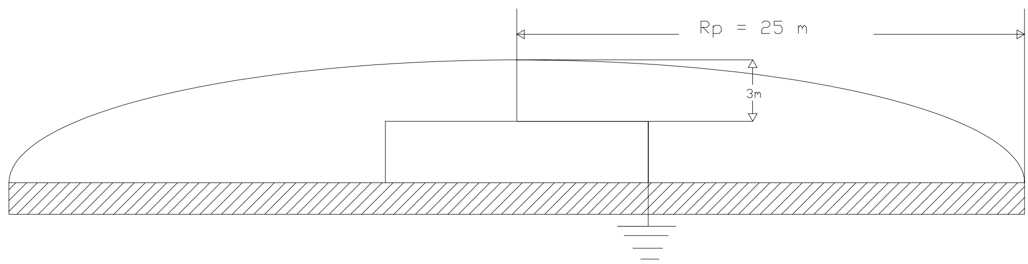


Figura 6.3 Vista transversal – radio de protección 25 m

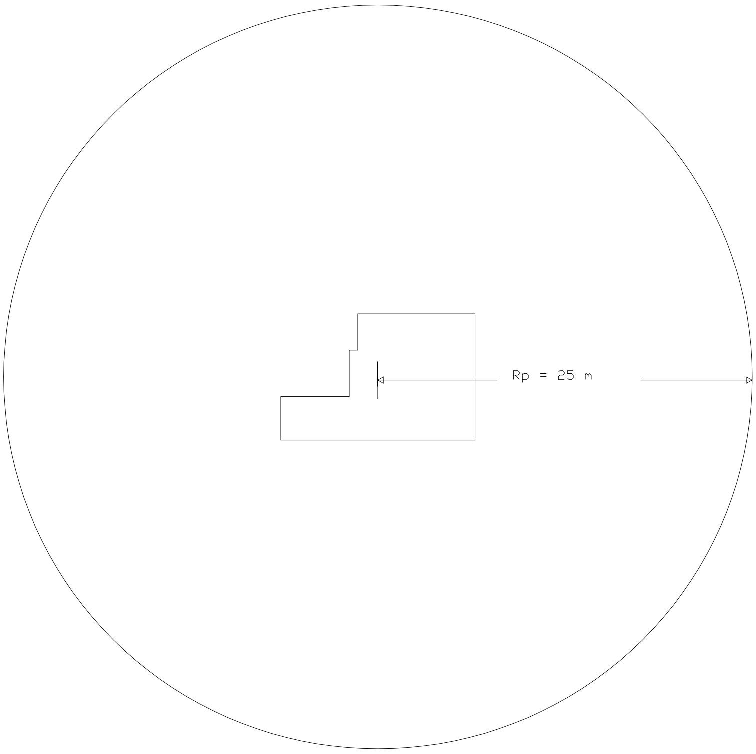


Figura 6.4 Vista superior – radio de protección 25 m

Aplicando el Método de la Esfera Rodante

Altura – h [m]	5	
Radio de la Esfera – R [m]	R = 5h	25
Corriente de Descarga – I [kA]	$I = (h/2)^{3/2}$	3,95
# de Rayos en un año - T	15	
Densidad de Rayos a Tierra - Ng [Km^2/año]	$Ng = 0.04*T^{1,25}$	1,18
Densidad de Rayos Directos Nd [Rayos Directos/año]	$Nd = 18*\pi*Ng*h*I^{2/3}*10^{-6}$.	0,0083

Tabla 6.3 Tabla de datos del método de la esfera rodante

El área de Protección es igual a 3h, lo que nos resulta en un total de 15 m, suficiente para tener en la zona de seguridad a la subestación. Gráficamente el Método de la esfera rodante se lo muestra en la Figura 6.5.

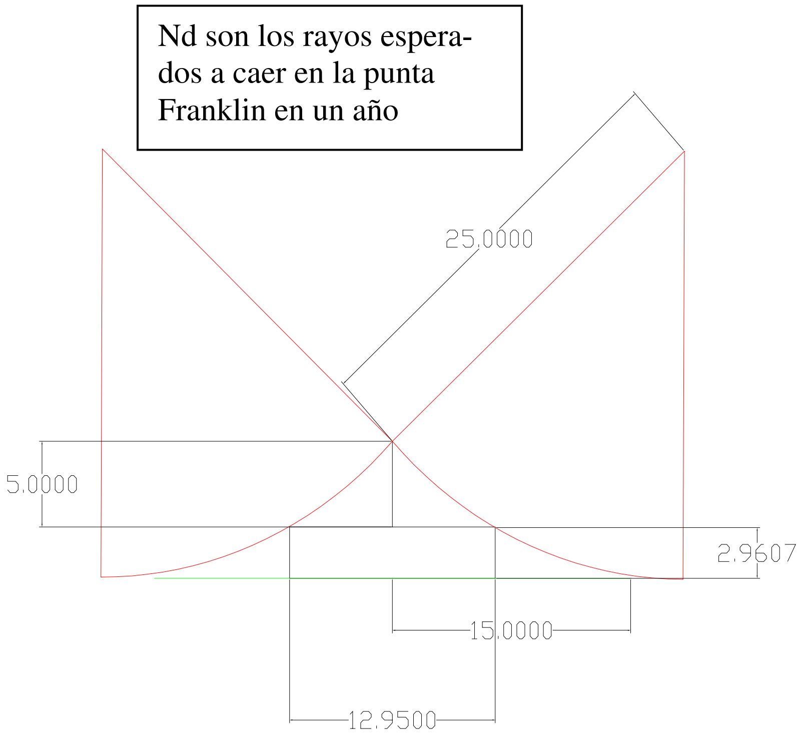


Figura 6.5 Vista transversal – método de la esfera rodante

Resumiendo, el nivel de protección para la subestación es de corrientes mínimas de 3.95 KA lo que se aproxima al Nivel de protección 1 que tiene corrientes mínimas de descargas de 2.8 KA, lo que es considerado en un nivel aceptable de protección.

Los materiales a utilizarse en este método son los mismos aplicados en el método de las puntas iniciadoras.

6.2.8. Correcciones del PD2.

Toda subestación tiene como protección un sistema de desconexión automático principal y a partir de este, se distribuye la alimentación eléctrica para el complejo en cuestión. A partir de esta premisa, el PD2 no está conectado a un sistema principal de protección, por lo que la solución a este problema es conectar las 2 únicas cargas del PD2 al sistema de distribución del PD1 e inhabilitar este panel externo, de esta forma se elimina cualquier riesgo de exposición a contacto directo o indirecto.

6.3. Equipos de Protección Personal – EPP

Con respecto al equipo a usarse dentro de la subestación, los mismos deberán cumplir con las normas indicadas en la Tabla 6.4.

EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL SUBESTACION QUIMIPAC

(NFPA 70E)

AREA DE TRABAJO	EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL (EPP)						
MEDIA TENSION	**CABEZA**	**MANOS**	**OJOS**	**PIES**	**CUERPO**	**EQUIPO 2**	**EQUIPO 3**
Acometida, Velas Fusibles, Primario del Transformador	CASCO	GUANTES	GAFAS	BOTAS	TRAJE	PERTIGA	Material de señalización
Recomendación	CLASE B ANSI Z89.1	CLASE 2 AMARILLO ASTM D120-02	PROTECCION U.V. ANSI Z87.1	CALZADO DIELECTRICO ANSI Z41	CATEGORIA 2 ARCO ELECTRICO ASTM F 1506-02a	ASTM F 711	ANSI Z535
Aplicación	20KV.	20KV.	ARCOS	15 KV.	15 CAL/CM²	15 KV	
BAJA TENSION							
Secundario del Transformador, Paneles, cableado en BT	CASCO	GUANTES	GAFAS	BOTAS	TRAJE	X	Material de señalización
Recomendación	CLASE B ANSI Z89.1	CLASE 0 ROJO ASTM D120-02	PROTECCION U.V. ANSI Z87.1	CALZADO DIELECTRICO ANSI Z41	NECEX IIIA ASTM F 1506-02a	X	ANSI Z535
Aplicación	20KV.	5KV.	ARCOS	15 KV.	Aislante		

Tabla 6.4 Tabla de equipo de protección personal

6.4 Plan de Acción

6.4.1. Seguridad y Defensas.

Actualmente sólo existe una señal de riesgo eléctrico a la entrada del cuarto del transformador, las señales de advertencia sirven para prevenir a las personas sobre posibles riesgos o peligros, estas señales tienen forma triangular y son de color negro sobre un fondo de color amarillo (el amarillo deberá cubrir, al menos, el 50 % de la superficie de la señal), y bordes de color negro, como se muestra en la figura.

Las figuras de estas señales no tienen normas definidas pero se exige que sean suficientemente claras. El material debe ser resistente al medio ambiente en donde se lo vaya a usar, sea este interior o exterior. La temperatura a las cuales pueden ser utilizadas estas señales será de -20ºC a +80ºC.

A continuación se detalla las señales de advertencia que se deben de poner en la situación actual:

Área de PD1 junto con el banco de capacitores:

- Contacto directo e indirecto.
- Escasa iluminación.
- Ausencia de puerta de emergencia (atrapamiento).

En el cuarto del transformador se necesitarían señales de:

- Contacto directo e indirecto.
- Ausencia de iluminación.
- Caída al mismo y a diferente nivel.
- Toxicidad.
- Arcos eléctricos.
- Raspones.

Para el PD2 se necesitan señales de:

- Contacto directo e indirecto.
- Ausencia de iluminación.

Además se necesitaría una señal de puesta a tierra a lado de la pared externa de la subestación.

6.4.2. Sistema de seguridad contra incendio

Actualmente la subestación no cuenta con ningún tipo de seguridad contra incendios o desastres que pudieran ocurrir, cabe indicar que según la norma 924-8.b de la NEC, para tensiones mayores a 69 KV, se recomienda el uso de sistemas de protección contra incendio tipo fijo que operen automáticamente por medio de detectores de fuego que, al mismo tiempo, accionen alarmas. En nuestro sistema de media a baja tensión (13.2 KV – 220 / 120 V) es recomendable usar censores térmicos para activar una alarma de aviso y como medio de combate contra el fuego clase C, extintores los cuales pueden ser de CO_2 clase C, de polvo químico seco clase ABC o de Halón, de acuerdo a lo establecido en la norma 924-8.a de la NEC, estos equipos deben ir instalados en todas las áreas de la subestación.

6.4.3. Cableado y Equipo Eléctrico

Lo que corresponde a las estructuras que transportan los conductores dentro de la subestación, el mayor de los problemas encontrados, es que presentan oxido y no están aterrizados, como solución es dar el mantenimiento respectivo limpiando periódicamente y pintar la estructura con una pintura que tenga la propiedad de anticorrosivo, y conectar a tierra todo el sistema de transportación de conductores a tierra.

6.4.4 Unifilar corregido

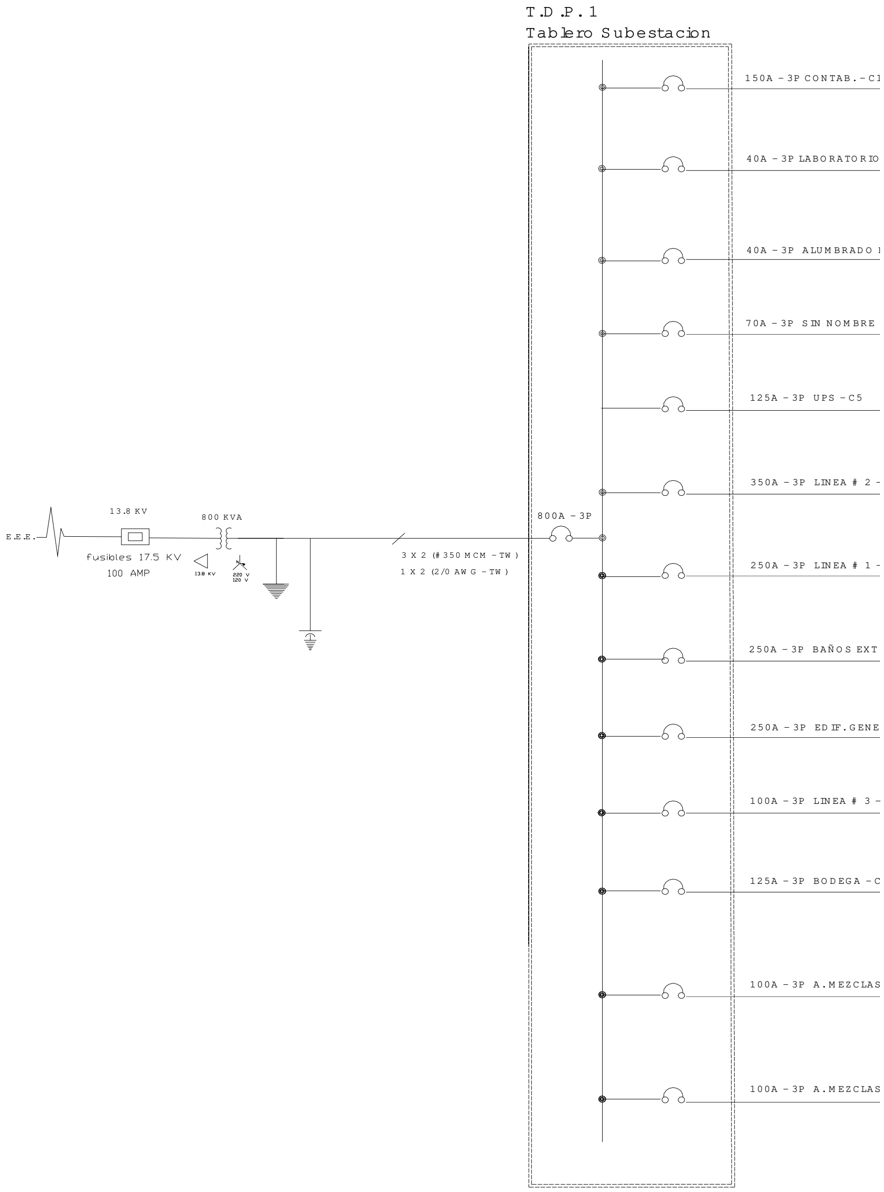


Figura 6.6 Diagrama unifilar corregido

6.4.5 Correctivo de la Subestación de la planta Quimipac.

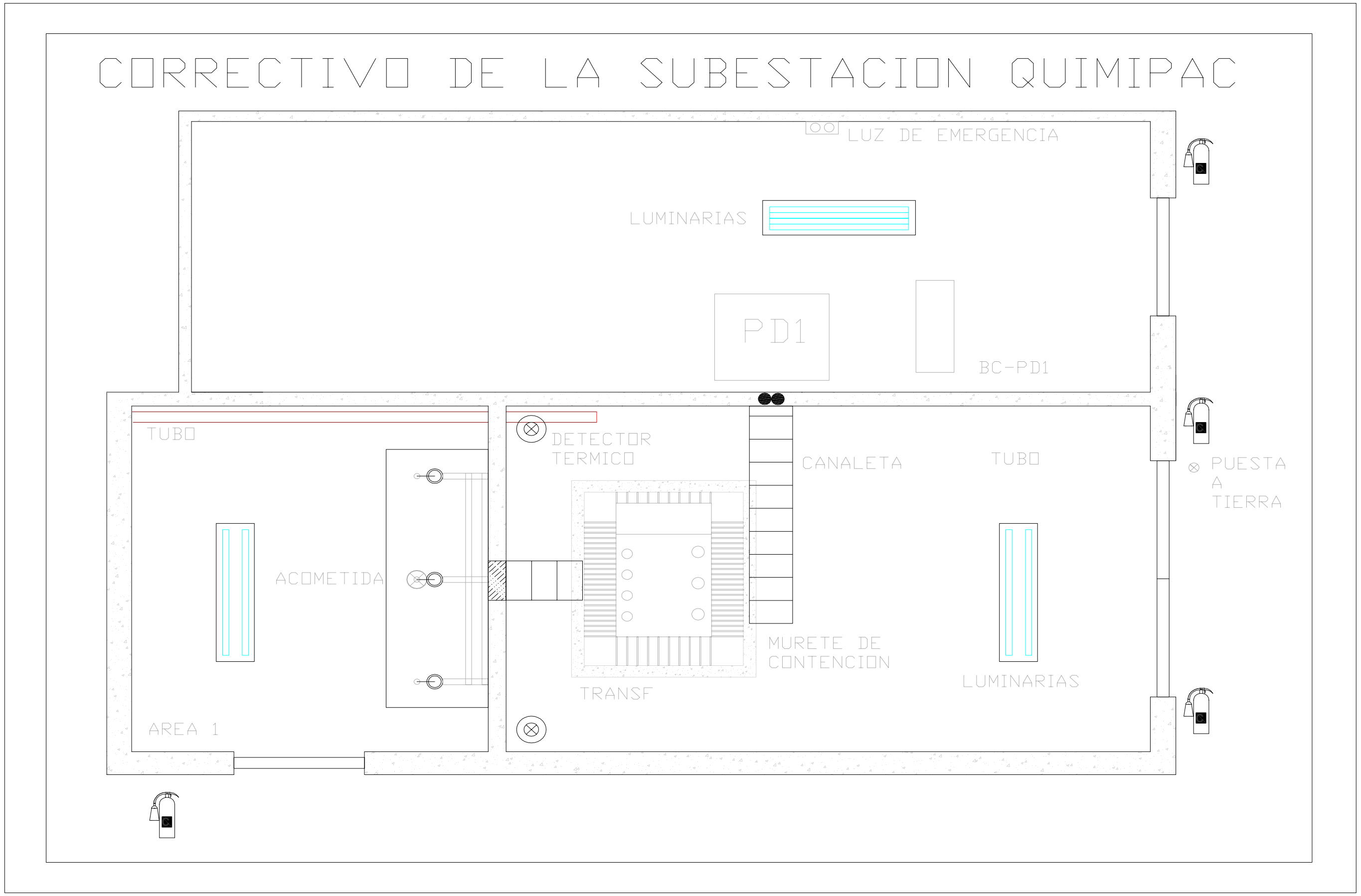


Figura 6.7 Correctivo a la subestación de Quimipac

CONCLUSIONES

- Gracias al análisis de varias normativas se comprueba que el propósito de todas es orientar y reglamentar las instalaciones con el fin de garantizar su estabilidad.

- Una subestación en una industria, es pieza importante para la continuidad de la producción, por tanto, esta debe operar bajo los estándares más alto de seguridad con el fin de mantener un óptimo funcionamiento.

- Controlar riesgos en el sector eléctrico (subestación), es asegurar la integridad física de las personas involucradas y del equipo previniendo accidentes.

- Lo ideal es contar con un método de control de riesgo con el fin de mitigarlos (disminuir el índice de accidentes).

- En la etapa de identificación de riesgos se encontraron peligros que podían ser fácilmente corregidos.

- Es importante conocer o hacer referencia del nivel de gravedad de cada riesgo con el fin de dar una solución inmediata aquellos de mayor peligro.

- La subestación de la planta Quimipac no cumple con una gran parte de estándares de construcción (estructura).

- No existe un sistema de seguridad contra incendio eficiente en la subestación eléctrica de Quimipac.

- Una buena resistividad del terreno ayuda a elaborar un sistema de puesta a tierra adecuado para la subestación.

- El método grafico Mapa de Riesgos, es una herramienta que sirve para que el personal tenga precaución de los riesgos presente en cada zona de trabajo de la Subestación.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda poner en consideración nuestro estudio de identificación y evaluación de riesgos, diagrama eléctrico, en manos del personal de seguridad industrial, ya que estos evitaría posibles accidentes en el futuro en las actividades de la empresa.

- Cambiar el PD1, con uno que cumpla las normas establecidas por el NEC y además que se establezca un orden y limpieza.

- Toda subestación debe contar con su mapa de riesgos, ya que esta es una herramienta importante que ayuda a prevenir futuros accidentes.

- Se recomienda interpretar de una manera correcta las normas con el fin de formar un criterio de aplicación adecuado.

- Utilizar permisos de trabajo, para poder entrar a la subestación a realizar trabajos de mantenimiento u operaron.

- Que las instalaciones y diseño en una subestación deben de cumplir las respectivas normas de seguridad, con el fin de precautelar no solo la continuidad del servicio eléctrico sino también la seguridad de las personas al realizar trabajos de mantenimiento u operación.

- Realizar mediciones (corriente y voltaje) y mantenimiento periódicos ya que esto nos permite, tener un conocimiento real de cómo se encuentra la subestación.

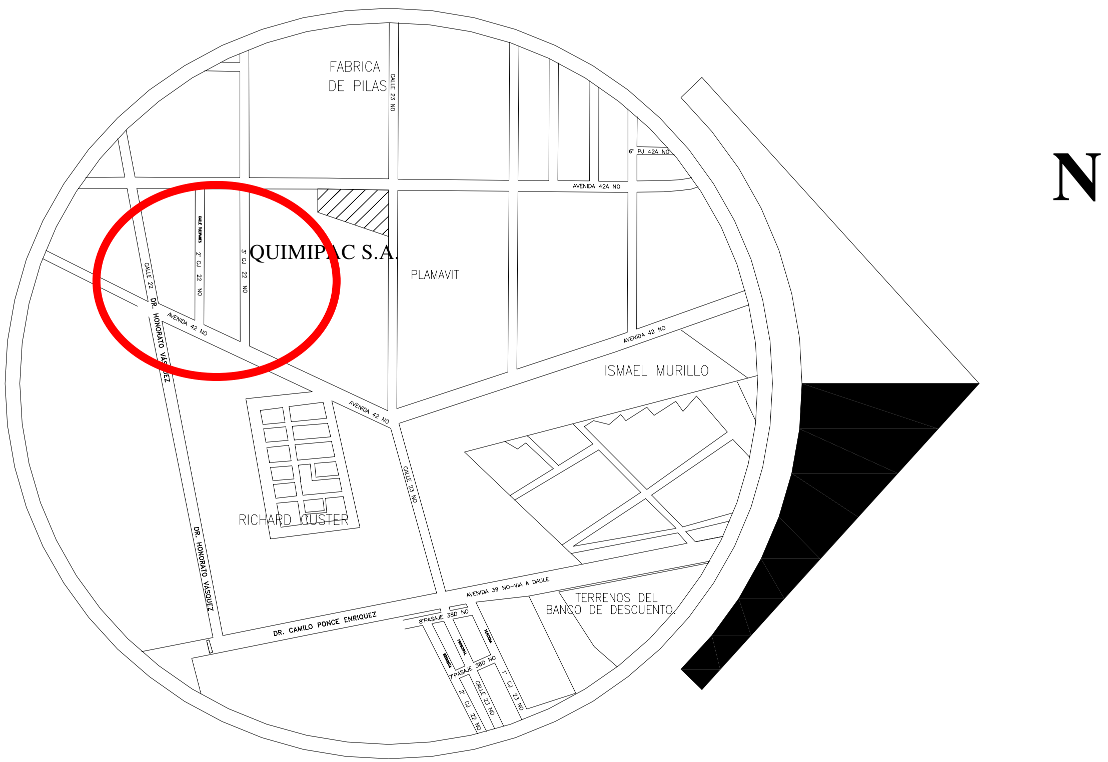
- Se recomienda eliminar la conexión existente hacia el PD2, ya que este no cuenta con un disyuntor principal, dicha conexión se la colocaría en el PD1.

- Exigir EPP para el personal de mantenimiento, ya que estos son considerados como indispensables en la prevención de accidentes eléctricos.

- Se debe de cambiar aspectos importante con relación al cuarto del transformador, es decir, establecer como prioridades: un buen dimensionamiento del área donde se encuentra el transformador, la ventilación, la acometida, iluminación; que en el caso de la subestación de QUIMIPAC no cumple con la mayoría de las Normas del NEC.

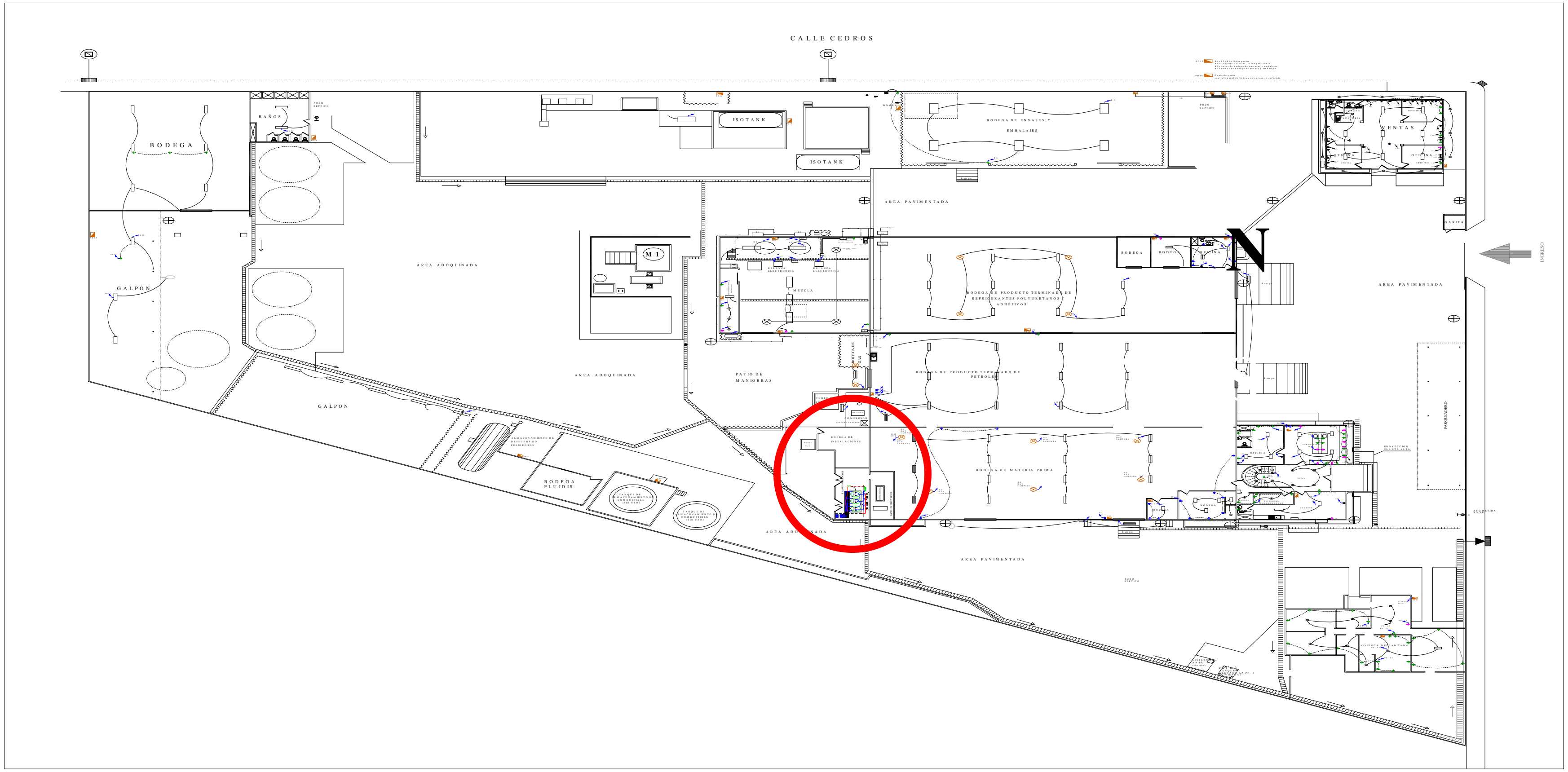
APENDICE A

Figura 1. Plano Urbano de la planta QUIMIPAC



APENDICE B

Figura 2. Ubicación de la Subestación dentro de la planta QUIMIPAC



APENDICE C

Medición de la resistividad de la tierra

Para aplicar el método de Wenner se necesitó lo siguiente:

- Instrumento de medida de resistividad de 4 bornes (Telurómetro).
- 4 picas o electrodos auxiliares.
- 4 conductores de longitud suficiente y de sección mínima de 1,5 mm^2.

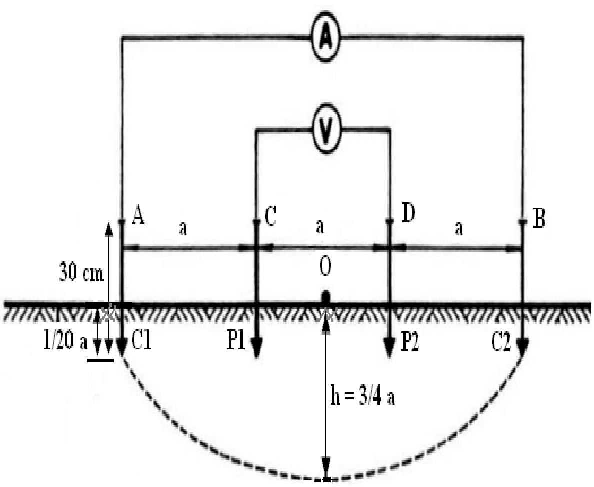


Figura 3 Diagrama esquemático de la aplicación del método de Wenner

Los terminales de inyección de corriente son C1 y C2 y los terminales de medida de potencial, P1 y P2, ubicados sobre una línea recta, separados a una distancia “a” entre ellos, como se ve en la Figura 3. Este método nos permitirá obtener un perfil de los valores de resistividad del terreno para diferentes profundidades, esto se logra mediante la toma de una serie de mediciones para diferentes separaciones entre las picas o electrodos auxiliares. Podremos crear así una tabla de valores donde se tienen las diferentes resistencias de terreno medidas, los valores de las distancia de separación entre las picas y las profundidades de terreno y sus respectivos valores de resistividad aparente calculados por la expresión siguiente:

$$\rho_a = \left(\frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \right) \longrightarrow \boxed{\text{FORMULA COMPLETA - FC}}$$

Los 4 electrodos o picas auxiliares se colocan, igualmente espaciadas en el terreno y de forma simétrica respecto de un punto central "O", debajo del cual, determinaremos la resistividad del terreno. El espesor de la capa de terreno del cual estamos determinando la resistividad aparente es directamente proporcional a la separación entre los electrodos y está determinada por la siguiente expresión: $h' = \frac{3}{4} * a$ (m), donde "a" es la separación entre los electrodos. Al inyectar una intensidad de corriente **I** en el terreno, a través de los electrodos de corriente C1 y C2 (A y B en la Figura 3), el medidor leerá la tensión **V** que se detecta entre los bornes de potencia P1 y P2 (C y D en la Figura 3). La relación entre **V** e **I** es el valor de resistencia que registrara el medidor. El valor de resistividad aparente del terreno se determina para un estrato de espesor **h** y considerando que el valor de resistencia medido por el instrumento corresponde a la de una sección de terreno, de forma semiesférica con centro en “O” y de radio “a”, y está dado por: Si a > 20b la expresión anterior se puede aproximar a:

$$\rho_a = 2\pi aR \longrightarrow \boxed{\text{FORMULA REDUCIDA - FR}}$$

Conociendo todos los datos descrito anteriormente y visto en la Tabla 1, se realizan diferentes pruebas obteniendo los siguientes datos, los cuales se ven en la Tabla 2, Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5.

*ρ*a =Resistividad aparente	(Ω-m)
a=Distancia entre electrodos	(m)
b=Profundidad de los electrodos	(m)
R=Valor de resistencia obtenido en la medición con el telurómetro	(Ω)
Conductor	4/0 AWG
Si a > 20b la expresión anterior se puede aproximar a FR.	

Tabla 1 Datos para calcular la resistividad aparente del terreno

PRUEBA 1 – Realizada en 1 minuto					
VALOR OBTENIDO		DISTANCIA		*P*a – FC (Ω-m)	*ρ*a – FR (Ω-m)
Dato 1: R (Ω)	13.04	a(m)	1	82,1615729	81,9327364
Dato 2: R (Ω)	13.04			82,1615729	81,9327364

Tabla 2 Prueba 1 de resistividad aparente

PRUEBA 2 – Realizada en 5 minutos					
VALOR OBTENIDO		DISTANCIA		*Pa* – FC (Ω-m)	*ρa* – FR (Ω-m)
Dato 1: R (Ω)	2.44	a(m)	2	30,6833942	30,6619443
Dato 2: R (Ω)	2.49			31,3121523	31,2902628

Tabla 3 Prueba 2 de resistividad aparente

PRUEBA 3 – Realizada en 2 minutos					
VALOR OBTENIDO		DISTANCIA		*ρa* – FC (Ω-m)	*ρa* – FR (Ω-m)
Dato 1: R (Ω)	0.51	a(m)	3	9,61626348	9,61327352
Dato 2: R (Ω)	0.50			9,42770930	9,42477796

Tabla 4 Prueba 3 de resistividad aparente

PRUEBA 4 – Realizada en 3 minutos					
VALOR OBTENIDO		DISTANCIA		*Pa* – FC (Ω-m)	*ρa* – FR (Ω-m)
Dato 1: R (Ω)	0.25	a(m)	4	6,28428469	6,28318531
Dato 2: R (Ω)	0.25			6,28428469	6,28318531

Tabla 5 Prueba 4 de resistividad aparente

De los valores obtenidos en cada prueba se calcula el promedio como se ve en la Tabla 6.

Valores de datos	FR – Promedio [Ω-m]	FC – Promedio [Ω-m]
Dato 1:	32,1227849	32,1863788
Dato 2:	32,2327406	32,2964298

Tabla 6 Valor promedio de la resistividad del terreno

Con lo que se concluye que el valor de resistividad del terreno es 32,2 [Ω-m].

Con la formula reducida, se resumen los datos que a continuación vemos en la Tabla 7 o en la Figura 4.

Sentido de medición	Profundidad de Exploración "h′ " [m]	Separación de Electrodos [m]	Resistencia Medida [Ω]	Resistividad [Ω-m]
Primera medición (Norte-Sur)	0,75	1	13,04	81,9327364
	1,5	2	2,44	30,6619443
	2,25	3	0,51	9,61327352
	3	4	0,25	6,28318531
Segunda Medición (Este-Oeste)	0,75	1	13,04	81,9327364
	1,5	2	2,49	31,2902628
	2,25	3	0,5	9,42477796
	3	4	0,25	6,28318531
Valores promedio	0,75	1	13,04	81,9327364
	1,5	2	2,465	30,9761036
	2,25	3	0,505	9,51902574
	3	4	0,25	6,28318531

Tabla 7 Estudio de la resistividad del terreno

Profundidad (m) VS Ohmio - metro

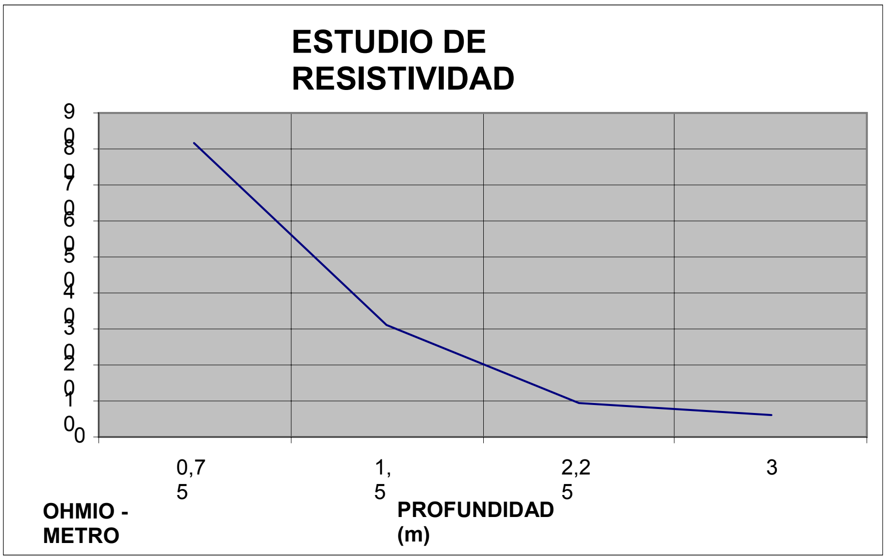


Figura 4 Estudio de la resistividad del terreno

APENDICE D

Medición del sistema de puesta a tierra de la subestación

Para esta medición se aplico el método de caída de potencial o método de 3 terminales. En este método, se realiza la medición mediante la utilización de dos electrodos auxiliares para la determinación del valor de resistencia de nuestra puesta a tierra; el diagrama de conexión básico para este método es el que se ve en la Figura 5.

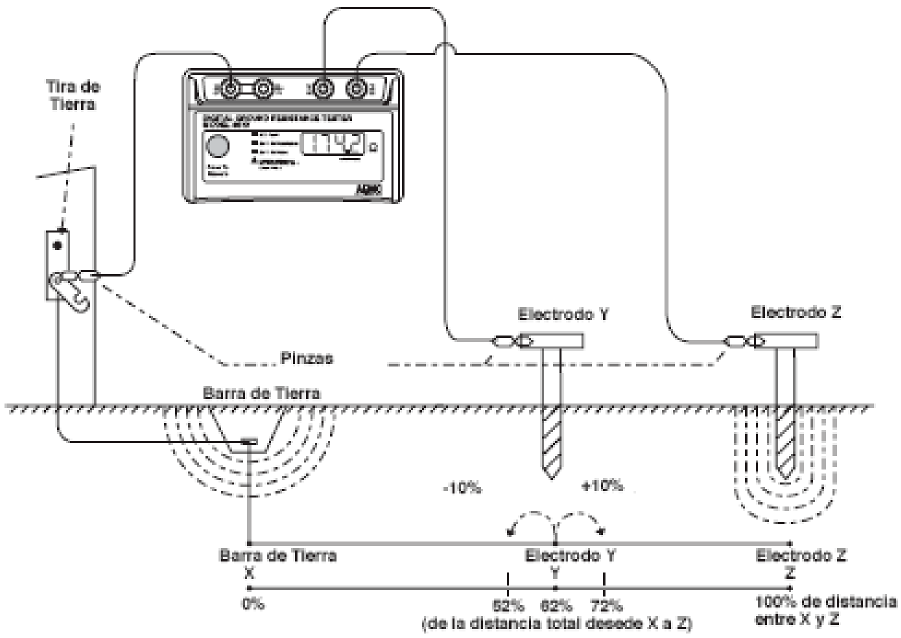


Figura 5 Diagrama esquemático de la medición del sistema de puesta a tierra

Cabe indicar que este método es preciso pero solo si es aplicado cuando los tres electrodos están en línea recta y la tierra es un solo electrodo. Los terminales de potencial y corriente numero 1 (P1 y C1) están unidos entre si y conectados al electrodo bajo prueba o a la varilla enterrada de referencia. El electrodo de referencia P2, denominado de referencia de potencial, se coloca en una línea recta, entre el electrodo de tierra y C2. El valor de tierra correcto es leído de la curva a una distancia del 62% de la distancia total existente entre la toma de tierra que deseamos medir y el electrodo auxiliar de corriente C2. En otras palabras si la distancia total es D, el 62% es 0.62 D. Se tomarán lecturas moviendo el electrodo Y hacia X o Z, dentro de un rango del +/- 10%, como se muestra en la Figura 6. Los resultados obtenidos, mediante esta aplicación se lo ven en la Tabla 8.

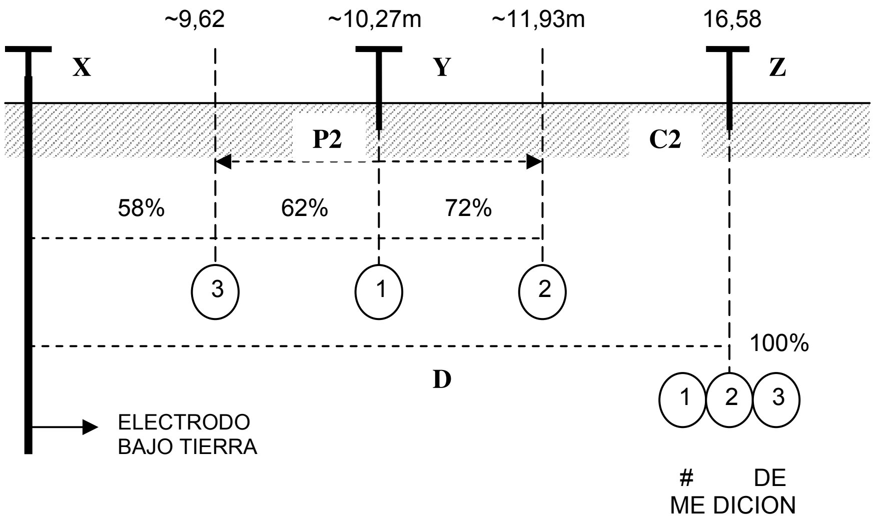


Figura 6 Diagrama esquemático de la aplicación del método de caída de potencial

RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA				
DISTANCIA (m) 100%	# DE MEDICION	PORCENTAJE DE LA DISTANCIA (%)	DISTANCIA (m)	RESISTENCIA DE LA PUESTA A TIERRA [Ω]
16,58	1	62	10,27	0,35 – 0,5
	2	72	11,93	0,48 – 0,5
	3	58	9,62	0,38 – 0,44

Tabla 8 Valores de resistencia del sistema de puesta a tierra

APENDICE E

Cálculo de Corriente de Cortocircuito – Método de Sumas de Impedancias

Para el siguiente cálculo se tomo como referencia el caso en que se produciría la mayor corriente de cortocircuito que es cuando sucede una falla trifásica, como se muestra en la figura 7.

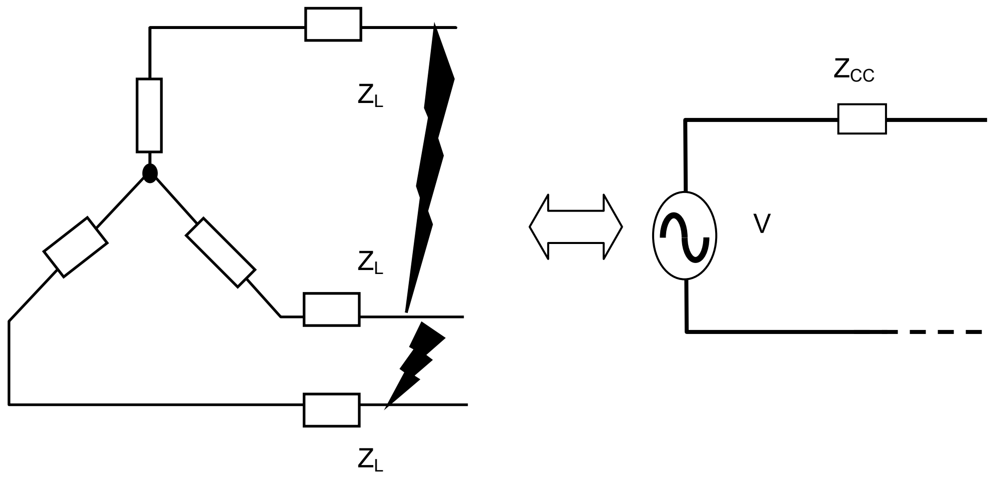


Figura 7 Representacion de una falla electrica trifasica

De donde se obtiene que la falla trifásica es:

$$Icc_{3\phi} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Zcc}$$

De donde $Zcc = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}$ y $\sum R$ es la sumatoria de todas las resistencias en serie del circuito y $\sum X$ es la sumatoria de todas las reactancias en serie del circuito. A continuación se obtiene un diagrama de impedancias de nuestro circuito ver Figura 8, para el cual se toma en cuenta la resistencia y reactancia hasta las barras de distribución de cada Panel de distribución, en el caso del PD2, los disyuntores no están conectados al JdB, por tal motivo se cosidera la reactancia de los disyuntores C12 y C13:

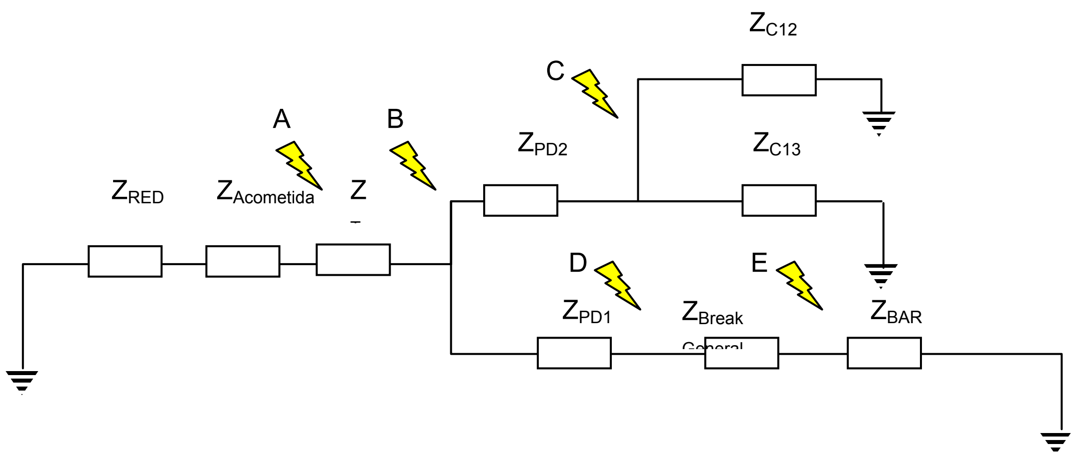


Figura 8 Diagrama de impedancias de la subestacion Quimipac

Datos del diagrama:

Z_{RED}	Impedancia – Red aguas arribas
$Z_{ACOMETIDA}$	Impedancia desde que la alimentación ingresa por la acometida hasta el primario del trasnsformador
Z_T	Impedancia del Transformador desde el lado del primario
Z_{PD1}	Impedancia de los conductores electricos desde el secundario del transformador hasta el PD1
$Z_{Break\ General}$	Impedancia del Disyuntor Principal del PD1
Z_{BAR}	Impedancia del JdB del PD1
Z_{PD2}	Impedancia de los conductores electricos desde el secundario del transformador hasta el PD2
Z_{C12}	Impedancia del Disyuntor del C12
Z_{C13}	Impedancia del disyuntor del C13

El cálculo – falla eléctrica se lo hará para cada punto mostrado en el diagrama de Impedancias.

APENDICE F

Cálculo de Impedancias

Punto 1: Impedancia – Red del Suministro - Z_{RED}

$$Za = \frac{U_{AT}^2}{Scc}$$

Donde**:**

Za	Impedancia – Red
U_{AT}	Voltaje de alimentacion de Alta tensión
Scc	Potecia de C.C. suministrada por la Red
Ra	Resistencia – Red
Xa	Reactancia – Red

De esta impedancia Za, se puede obtener la resistencia y reactancia – Red:

$Xa = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2}$ - Método 1

$Xa = Za \times \sqrt{1 - \left(\frac{Ra}{Za}\right)^2}$ - Método 2

El valor – relacion Ra/Za lo obtenemos de las relaciones de Impedancias, Página 17, sección 2.2 del cuaderno técnico de Schneider CT158-03, ver tabla 9.

Relación de Impedancias	**Aplicado en sistemas de Alimentación de:**
≈ 0.3	0.6 KV
≈ 0.2	20 KV
≈ 0.1	150 KV

Tabla 9 Tabla de relacion de impedancias

El sistema de estudio es de media tensión de 13.2 kV, para obtener un valor más aproximado realizamos una relación líneal de los valores como se muestra en la Tabla 10 para 0.6 y 20 kV:

<table>
<tr><th colspan="4">Ecuación Aproximada</th></tr>
<tr><th colspan="2">X (kV)</th><th colspan="2">Y (Ra/Za)</th></tr>
<tr><td colspan="2">0.6</td><td colspan="2">0.3</td></tr>
<tr><td colspan="2">20</td><td colspan="2">0.2</td></tr>
<tr><td>M</td><td>-0,00515464</td><td>Pendiente
$m = \frac{\Delta Y}{\Delta X}$</td><td>$m = \frac{0.2 - 0.3}{20 - 0.6}$</td></tr>
<tr><td>X*m =
0.6*m =</td><td>-0,00309278</td><td>Cte=0.3 –
0.6*m=</td><td>0,303092784</td></tr>
<tr><td>X*m =
20*m =</td><td>-0,10309278</td><td>Cte=0.2 –
20*m=</td><td>0,303092784</td></tr>
</table>

Tabla 10 Valores de relación lineal

La ecuación lineal para los valores comprendidos entre 0.3 y 0.2 de Ra/Za es:

$$Y = -0.0051546391 \times X + 0.30309278351$$

Como X ≤ 20 kV, entonces para el valor deseado:

kV	Ra/Za
13.2	0,235051546

Scc =	500	MVA
U_{AT} =	13200	V
Za=	0,34848	Ω
Ra/Za =	0,235051546	
Ra =	0,081910763	Ω
Xa =	0,338716603	Método 1 – Ω
Xa/Za =	0,971982907	
Xa =	0,338716603	Método 2 – Ω

Tabla 11 Tabla de Resultados en el punto 1

Como se observa Xa es aproximadamente igual a Za, esto se debe a que Ra es muy pequeño.

Punto 2: Impedancia de Acometida al Primario del Transformador – $Z_{ACOMETIDA}$

Resistividad a 20°C		
rho – Cu	0,018	ohmio.mm^2 / m
rho – Al	0,029	ohmio.mm^2 / m
Para temperaturas diferentes:		
rho1 = rho2 * 1.25	Máxima corriente	
rho1 = rho2 * 1.5	Mínima corriente	

Tabla 12 Resistividad de conductores

Distancia – acometida al Primario del Transformador	D		25	m
Conductor	2/0		AWG	
Sección	S		67.43	mm^2
X_L	$fm*d$	0.14*25	3,5	m Ω
R_L	$\frac{rho*d}{S}$	$\frac{1.25*0.018*25*1000}{67.43}$	8,34198428	m Ω

Tabla 13 Tabla de datos y resultados en el punto 2

El factor multiplicativo – reactancia se lo obtiene de la página 20 del cuaderno técnico de Schneider CT158-03, ver tabla 14.

Tipo de instalación	Juego de barras	Cable trifásico	Cables unipolares separados	Cables unipolares colocados en triángulo	3 cables en línea juntos	3 cables en línea separados «d»: d = 2r	d = 4r
Esquema							
Reactancia unitaria valores extremos en mΩ/m	0,15	0,08	0,15	0,085	0,095	0,145	0,19
Reactancia unitaria valores extremos en mΩ/m	0,12-0,18	0,06-01	0,1-0,2	0,08-0,09	0,09-01	0,14-0,15	0,18-0,20

Tabla 14 Valores de la reactancia segun el tipo de instalacion

Punto 3: Impedancia Interna del Trasnformador – Z_T

Definicion de U_{CC}: Tensión que debemos aplicar al primario del trasnformador para que el secundario sea recorrido por la intensidad Nominal I_n, estando los bornes del secundario de BT en cortocircuito.

u_{CC}			4.5	
Z_T	$\frac{u_{CC}\% * U_{BT}^2}{Sn}$	$\frac{4.5}{100} * \frac{220^2}{800 \times 10^3}$	0,0027225	Ω
R_T	$0.2 * X_T$	0.2*0.00266805	0,00053361	Ω
X_T	$0.98 * Z_T$	0.98*0.0027225	0,00266805	Ω

Tabla 15 Tabla de resultados en el punto 3

El valor de u_{CC} es obtenido de la pagina 18 del cuaderno técnico de Schneider CT158-03, ver tabla 16.

Potencia del transformador MT/BT (en kVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tensión de cortocircuito u_{cc} (en %)	4	4,5	5	5,5	6	7

Tabla 16 Tension de cortocircuito u_{CC} normalizada para los transformadores MT/BT de distribución publica

Punto 4: Impedancia de los conductores electricos desde el secundario del transformador hasta el PD1 – ZPD1

Los datos fueron obtenidos de la tabla de Propiedades de Conductores, de medición de campo, en la tabla # 9 del NEC del **Apendice T** y de de la figura 16 del cuaderno técnico CT158-03 de Schneider se obtuvo el (*fm*) factor multiplicativo, ver tabla 14.

d		7		m
S		235		mm^2
Calibre		350		MCM TW
X_{PD1}	$fm * d$	0,14*7	0,98	mΩ
R_{PD1}	$\frac{rho * d}{S}$	$\frac{1.25 * 0.018 * 7 * 1000}{2 * 235}$	0,33510638	mΩ

Tabla 17 Tabla de datos y resultados en el punto 4

Punto 5: Impedancia de los conductores electricos desde el secundario del transformador hasta el PD2 – ZPD2

Los datos fueron obtenidos de la tabla de Propiedades de Conductores, de medición de campo, en la tabla # 9 del NEC en el **Apendice T** y de de la figura 16 del cuaderno técnico CT158-03 de Schneider se obtuvo el (*fm*) factor multiplicativo, que está en la Tabla 14.

d		17		m
S		235		mm^2
Calibre		350		MCM TW
X_{PD2}	$fm * d$	0,14*17	2,38	mΩ
R_{PD2}	$\frac{rho * d}{S}$	$\frac{1.25 * 0.018 * 17 * 1000}{235}$	1,627659574	mΩ

Tabla 18 Tabla de datos y resultados en el punto 5

Punto 6: Impedancia del Disyuntor General del PD1 - ZBreak General

Estos datos fueron obtenidos de la página 22 del Cuaderno Técnico 158-03 de Schneider, ver Tabla 19.

Rbreaker	0	mΩ
Xbreaker	0,15	mΩ

Tabla 19 Tabla de impedancias de disyuntores

Punto 7: Impedancia –s Barras de Distribución del PD1 – ZBAR

Los datos de lass barras están dados en la tabla de datos en las Barras Conductoras del PD1. El resto de los valores fueron obtenidos de la tabla de Resistividad de los Conductores del **Apendice T** y de la figura 16 del cuaderno técnico CT150-03 de Schneider se obtuvo el (fm) factor multiplicativo de la reactancia, ver Tabla 14.

Sección Transversal - S	$b * a$	9*74	666	mm^2
X_{BAR}	$fm * h$	$\frac{0.15 * 86}{100}$	0,129	mΩ
R_{BAR}	$\frac{rho * h}{S}$	$\frac{1.25 * 0.018 * 86 * 1000}{100 * 666}$	0,02905405	mΩ

Tabla 20 Tabla de datos y resultados en el punto 7

Punto 8 y Punto 9: Impedancia del Disyuntor del Circuito C12 y C13– Z_{C12} y Z_{C13}

Estos datos para los disyuntores del Circuito C12 y C13 fueron obtenidos de la página 22 del Cuaderno Técnico 158-03 de Schneider, ver Tabla 19.

Cabe recalcar que la corriente de corto circuito tiene 3 componentes, la parte subtransitoria, la transitoria y permanente. La subtransitoria es el pico mas alto en el instante – corriente, también conocida como corriente de choque (I_{CH}), la que nos sirve para determinar el corriente que soporta los dispositivos de protección sin que se dañen (I_K). Y la otra componente que nos interesa es la Permanente, que es cuando la corriente de corto circuito se hace estable a la que se ha definido como I_P.

Para los siguientes cálculos, el valor del factor k ayuda a calcular el valor de la componente subtransitoria de la corriente, que es obtenido de la página 11 del Cuaderno Técnico CT158-03 de Schneider, ver figura 9.

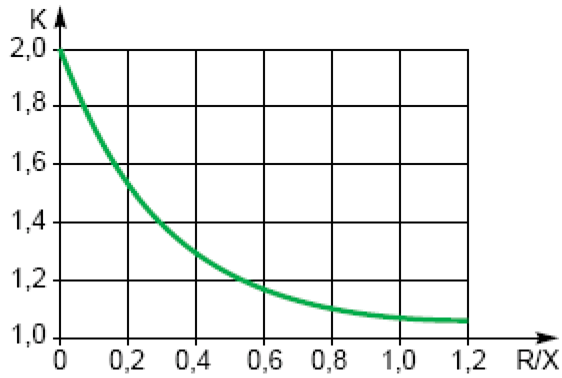


Figura 9 Variación del factor k en función de R/X o R/L

APENDICE G

Cálculo de Fallas

Falla en el Punto A: Punto 1 + Punto 2

R_A	$R_{RED} + R_L$	$0,08193 + 34,19*10^{-3}$	0,09025274	Ω
X_A	$X_{RED} + X_L$	$0,33871 + 3,5*10^{-3}$	0,34221660	Ω
Z_A	$\sqrt{R_A^2 + X_A^2}$	$\sqrt{0.09025^2 + 0.342216^2}$	0,35391773	Ω
I_{CC}	$\frac{U_{LL}}{\sqrt{3} \times Z_A}$	$\frac{13200}{\sqrt{3} * 0,353917}$	21533,31	Amps
R_A / X_A			0,26372989	
K			1,45	
I_{CH}	$k * \sqrt{2} * Icc$	1,45*√2*21533,31	44156,43267	Amps
S_{CC}	$\frac{U_{LL}^2}{Z_A}$	$\frac{13200^2}{0,3539}$	492317800,5	VA

Tabla 21 Tabla de resultados de falla en el punto A

Falla en el Punto B: (Punto 1 + Punto 2) + Punto 3

Primero se necesita referir la impedancia de alta tensión al voltaje del secundario del Transformador, sabiendo que R_A y X_A son igual a R_{A-AT}; = X_{A-AT}, respectivamente:

$R_A^{'} = R_{A-AT} * \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}}\right)^2$	$0{,}0902527 * \left(\frac{220}{13200}\right)^2$	$2{,}507*10^{-5}$	Ω
$X_A^{'} = X_{A-AT} * \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}}\right)^2$	$0{,}3422166 * \left(\frac{220}{13200}\right)^2$	$9{,}506*10^{-5}$	Ω

R_B	$R_A^{'} + R_T$	$2{,}507*10^{-5} + 0{,}00053$	0,00055868	Ω
X_B	$X_A^{'} + X_T$	$9{,}506*10^{-5} + 0{,}00266$	0,00276311	Ω
Z_B	$\sqrt{R_B^2 + X_B^2}$	$\sqrt{0{,}00055^2 + 0{,}00276^2}$	0,00281902	Ω
I_{CC}	$\frac{U_{LL}}{\sqrt{3} \times Z_B}$	$\frac{220}{\sqrt{3} * 0{,}002819}$	45057,0903	Amps
R_B / X_B			0,2021952	
K			1,55	
I_{CH}	$k * \sqrt{2} * Icc$	1,55*√2*45057,09	98766,5396	Amps
S_{CC}	$\frac{U_{LL}^2}{Z_B}$	$\frac{220^2}{0{,}002819}$	17169057,3	VA

Tabla 22 Tabla de resultados de falla en el punto B

Falla en el Punto C: (Punto 1 + Punto 2 + Punto 3) + Punto 5

R_C	$R_B + R_{PD2}$	$0{,}00055 + 1{,}627*10^{-3}$	0,00218634	Ω
X_C	$X_B + X_{PD2}$	$0{,}00276 + 2{,}38*10^{-3}$	0,00514311	Ω
Z_C	$\sqrt{R_C^2 + X_C^2}$	$\sqrt{0{,}0021863^2 + 0{,}005143^2}$	0,00558853	Ω
I_{CC}	$\frac{U_{LL}}{\sqrt{3} \times Z_C}$	$\frac{220}{\sqrt{3} * 0{,}005588}$	22728,1712	Amps
R_C / X_C			0,42510071	
K			1,26	
I_{CH}	$k * \sqrt{2} * Icc$	1,26*√2*22728,1712	40499,5349	Amps
S_{CC}	$\frac{U_{LL}^2}{Z_C}$	$\frac{220^2}{0{,}00558853}$	8660596,42	VA

Tabla 23 Tabla de resultados de falla en el punto C

Falla en el Punto D: (Punto 1 + Punto 2 + Punto 3) + Punto 4

R_D	$R_B + R_{PD1}$	$0,00055 + 3,35*10^{-3}$	0,00089379	Ω
X_D	$X_B + X_{PD1}$	$0,00276 +0,98*10^{-3}$	0,00374311	Ω
Z_D	$\sqrt{R_D^2 + X_D^2}$	$\sqrt{0,00089^2 + 0,003743^2}$	0,00384834	Ω
I_{CC}	$\frac{U_{LL}}{\sqrt{3} \times Z_D}$	$\frac{220}{\sqrt{3} * 0,00384834}$	33005,6667	Amps
R_D / X_D			0,2387818	
K			1,45	
I_{CH}	$k * \sqrt{2} * Icc$	1,45*√2*330055,6667	67681,7391	Amps
S_{CC}	$\frac{U_{LL}^2}{Z_D}$	$\frac{220^2}{0,00384834}$	12576848,2	VA

Tabla 24 Tabla de resultados de falla en el punto D

Falla en el Punto E: (Punto 1 + Punto 2 + Punto 3) + (Punto 4 + Punto 6 + Punto 7)

R_E	$R_D + R_{BAR} + R_{BREAKER}$	$0,00089379 + 0,02905405*10^{-3} + 0,0$	0,00092284	Ω
X_E	$X_D + X_{BAR}$ $X_{BREAKER}$	$0,00374311 + 0,129*10^{-3} + 0,15*10^{-3}$	0,00402211	Ω
Z_E	$\sqrt{R_E^2 + X_E^2}$	$\sqrt{0,00092284^2 + 0,00402211^2}$	0,00412662	Ω
I_{CC}	$\frac{U_{LL}}{\sqrt{3} \times Z_E}$	$\frac{220}{\sqrt{3} * 0,00412662}$	30779,915	Amps
R_E / X_E			0,22944191	
K			1,45	
I_{CH}	$k * \sqrt{2} * Icc$	1,45*√2*30779,915	63117,5912	Amps
S_{CC}	$\frac{U_{LL}^2}{Z_E}$	$\frac{220^2}{0,00412662}$	11728722,9	VA

Tabla 25 Tabla de resultados de falla en el punto E

APENDICE H

Cálculo del esfuerzo electromagnético del Panel Principal

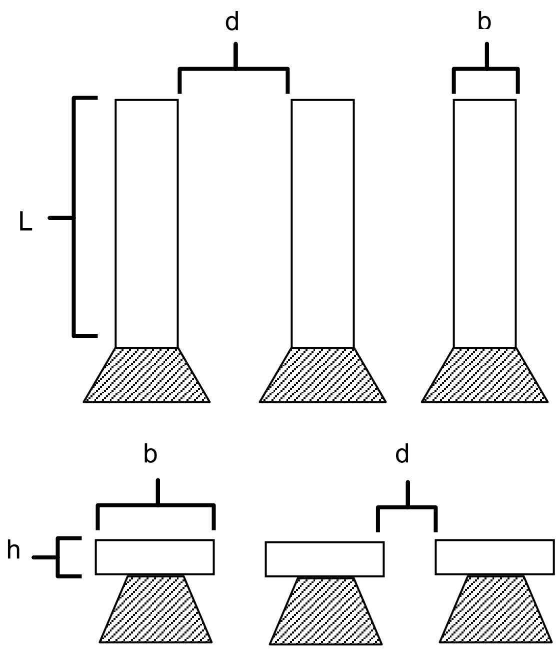


Figura 10 Diagrama de barras de distribución del PD1

Para el siguiente cálculo se toma en cuenta el valor obtenido en la corriente de falla obtenida en el Punto E. Resumiendo los datos de barra tenemos:

d (mm)	h (mm)	b (mm)	L (cm.)
75,4	9	74	86

Esfuerzo Electrodinámico (F); $F = \dfrac{2.04 * Ich^2 * L * 10^{-8}}{d}$ [Kg.], donde Ich viene en amperios, L y d están en cm.

$$F = \frac{2,04 * 63117^2 * 86 * 10^{-8}}{75,4/10} = 926,95[Kg]$$

Momento de Flexión (M); $M = \dfrac{F * L}{16}[Kg.cm]$

$$M = \frac{926,95 * 86}{16} = 4982,38[Kg.cm]$$

Momento Resistivo Necesario (W); $W = \dfrac{M}{K}\left[cm^3\right]$ donde K es la carga admisible y se la obtienen dependiendo del tipo de material que están diseñadas las barras, ver Tabla 26.

K – Carga Admisible		
K Cobre	1000 – 1200	Kg. / cm^2
K Aluminio	400 – 600	Kg. / cm^2

Tabla 26 Valores de la constante K (carga admisible)

Para W obtenemos el valor de K, ver Tabla 26, que corresponde a: 1200Kg / cm^2.

$$W = \frac{4982,38}{1200} = 4,1519cm3$$

Momento Resistente (W_Y); $W_Y = \frac{h*b^2}{6}\left[cm^3\right]$ donde h y b están dados en centímetros:

$$W_Y = \frac{9*\left(\frac{74}{10}\right)^2}{10*6} = 8{,}214\left[cm^3\right]$$

Con estos valores comprobamos que $W < W_Y$, de está forma se puede confirmar que están correctamente diseñadas las barras conductoras.

APENDICE I

Cargabilidad de Barras Conductoras

De acuerdo a la norma DIN43671:

Ancho X espesor mm.	Sección mm2	Peso Kg./m	Cargabilidad –s barras a 60 Hz (A)					
			Barras pintadas (barras/fase)			Barras desnudas (barras/fase)		
			1	2	3	1	2	3
20 x 10	200	1.77	497	924	1320	427	825	1180
30 x 10	300	2.66	676	1200	1670	573	1060	1480
40 x 10	400	3.55	850	1470	2000	715	1290	1770
50 x 10	500	4.44	1020	1720	2320	852	1510	2040
60 x 10	600	5.33	1180	1960	2610	985	1720	2300
80 x 10	800	7.11	1500	2410	3170	1240	2110	2790
100 x 10	1000	8.89	1810	2850	4270	1490	2480	3260

Tabla 27 Tabla de cargabilidad de barras a 60 Hz

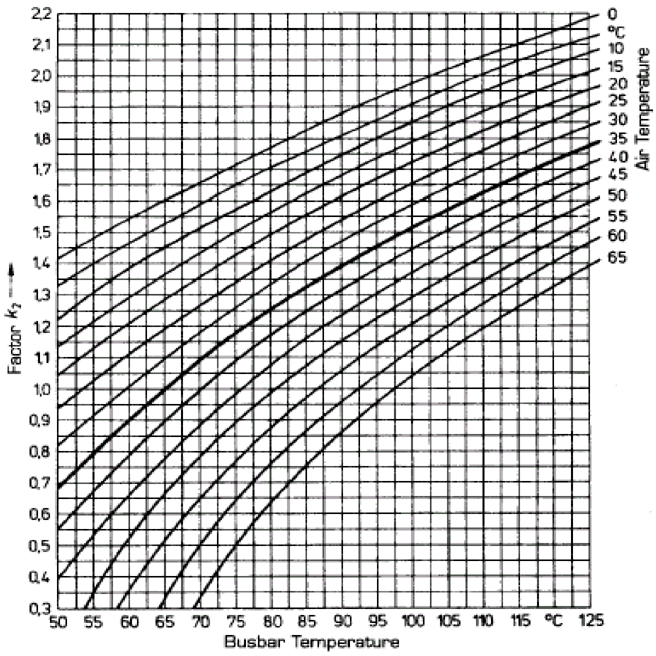
De acuerdo a la sección de la barra S=666mm² (74 x 9), tenemos por la normativa DIN43671 (Standard Copper Bushbar) la cargabilidad máxima para esta barra esta entre 1240 y 985 amperios.

Con esto calculamos el factor K que nos dirá si tenemos que hacer algún tipo de corrección:

Cálculo del Factor K_2 = 985/200 = 4,925 (Valor Mínimo)

Calculo del Factor K_2 = 1240/200 = 6,200 (Valor Máximo)

De acuerdo a la Norma DIN46433, para una temperatura del aire a 35 grados, con un valor de corriente de 200 amperios de trabajo no hay necesidad de hacer ningún tipo de corrección en la barra como se muestra en la figura adjunta.



APENDICE J

Cálculo que soporta el conductor en un Cortocircuito sin averiar su estructura

1. Cálculo de la corriente que soporta el conductor, sin que se dañe su estructura física, en función del tiempo de activación del disyuntor, ver Tabla 28.

<table>
<tr><th>Material</th><th>k</th><th>Tiempo de Disyuntor Principal (segundos)</th><th>Aprox.</th><th colspan="2">Sección (mm^2)</th></tr>
<tr><td>TW (PVC)</td><td>115</td><td>0,5</td><td>Max.</td><td>235</td><td>Panel 1</td></tr>
<tr><td>THW, TTU (EPR)</td><td>135</td><td>0,01</td><td>Min.</td><td>235</td><td>Panel 2</td></tr>
<tr><td colspan="3">Corriente de Corto Circuito Prevista</td><td colspan="3">$I = \frac{k * S}{\sqrt{t}} [Amp]$</td></tr>
<tr><td>Max. T</td><td colspan="2">$\frac{115 * 235}{0,5}$</td><td colspan="2">38.219,22</td><td>A</td></tr>
<tr><td>Min. T</td><td colspan="2">$\frac{115 * 235}{0,01}$</td><td colspan="2">270.250</td><td>A</td></tr>
</table>

Tabla 28 Datos y valores que puede soporta un conductor en un cortocircuito sin averiarse

Donde k, es una constante que depende del tipo de aislamiento del conductor. Los valores encontrados en la corriente de corto circuito prevista para ambos tiempos de mínimo y máximos, son mayores a las corrientes de falla calculadas anteriormente, lo que significa que con el tiempo de protección calculado la estructura física del conductor no se dañará; caso contrario, si la corriente de cortocircuito prevista hubiera sido menor a la falla de cortocircuito calculada, dañaría al conductor quedando este inservible. Resumiendo, en la Tabla 29.

Falla Solo en el punto C (KA)	40,499 ($t_{0,01seg}$) 22,73 ($t_{0,50seg}$)		
Falla Solo en el punto D (KA)	67,681 ($t_{0,01seg}$) 33,01 ($t_{0,50seg}$)	<	38,22 ($t_{0,50seg}$) & 270,25 ($t_{0,01seg}$) KA
Falla Solo en el punto E (KA)	63,117 ($t_{0,01seg}$) 30,78 ($t_{0,50seg}$)		

Tabla 29 Tabla de comparación de las corrientes de fallas con la corriente de cortocircuito

2. Corriente Permisible del conductor para no averiar el aislante en el momento del corto circuito.

Material del Conductor	k	β
Cu	226	234,5
Al	148	228
Material Aislante	Temperatura	
	θi (ºC)	θf (ºC)
Termo Plástico TW	70	160
Termo Estable THW	90	250

Tabla 30 Datos para cálculo de la corriente permisible

Donde k es una constante que depende del material del conductor, β es la inversa del coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura del material conductor, θi es la temperatura inicial de corto circuito y θf es la temperatura final de corto circuito.

La corriente permisible para no averiar el aislante esta definida como:

$$Icc_M = k * S * \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\beta + \theta_F}{\beta + \theta_I}\right)}{t_{CC}}}$$

Donde t_{CC} está definida como la corriente que dura la falla eléctrica que en este caso es el tiempo en el que se activa el disyuntor.

tcc (seg)	Icc_M (A)	Icc_M (A)
0,50	$226 * 235 * \sqrt{\frac{\ln\left(234,5+160 / 234,5+70\right)}{0,5}}$	38.220,61
0,01	$226 * 235 * \sqrt{\frac{\ln\left(234,5+160 / 234,5+70\right)}{0,01}}$	270.260,53

Tabla 31 Tabla de resultados de la corriente permisible

De los resultados obtenidos se puede observar que es mayor que las corrientes de falla encontradas, lo que significa que el aislante del mismo no será afectado, ver Tabla 32.

Falla Solo en el punto C (KA)	40,499 ($t_{0,01seg}$) 22,73 ($t_{0,50seg}$)	<	38,22 ($t_{0,50seg}$) & 270,26 ($t_{0,01seg}$) KA
Falla Solo en el punto D (KA)	67,681 ($t_{0,01seg}$) 33,01 ($t_{0,50seg}$)		
Falla Solo en el punto E (KA)	63,117 ($t_{0,01seg}$) 30,78 ($t_{0,50seg}$)		

Tabla 32 Tabla de comparación de las corrientes de fallas con la corriente permisible

APENDICE K

Temperatura admisible en el instante del Corto Circuito.

<table>
<tr><th colspan="2">Como conductor eléctrico (ºC) – Cu</th><th colspan="2">Como material</th></tr>
<tr><td>ºC</td><td>KV</td><td>Material</td><td>ºC</td></tr>
<tr><td>150</td><td>< 6</td><td rowspan="2">Aluminio</td><td rowspan="2">180</td></tr>
<tr><td>120</td><td>6</td></tr>
<tr><td>115</td><td>10</td><td rowspan="2">Cobre</td><td rowspan="2">200</td></tr>
<tr><td>100</td><td>20</td></tr>
</table>

Tabla 33 Tabla de temperatura admisible en el instante del corto circuito

La temperatura en el conductor en el instante del corto circuito está definida por la formula $\theta = \frac{k}{S^2} \times I_P^2 \times (t + \Delta t)$ [ºC] dónde Δt está definido por la formula $\Delta t = \left(\frac{I_{CH}}{I_P} \right)^2 \times T$ [seg], I_{ch} está definida como la corriente de choque de corto circuito o conocida como la componente subtransitoria de la corriente de falla, I_P es la corriente permanente, ambos valores ya han sido calculados anteriormente. T es el factor de tiempo del cual depende el tipo de falla eléctrica, ver Tabla 34. Para el parámetro S, está seleccionado los conductores que se dirigen al PD1 y al PD2, que en este caso son los mismos.

Factor de Tiempo (T)		
Tipo de Falla de Corto Circuito	T (seg)	T seleccionado
Bipolar	0,3 - 0,15	0,5
Tripolar	0,6 - 0,25	

Tabla 34 Tabla de factor de tiempo

$S\ (mm^2)$	t (seg)		k (Constante del Material)	
235	Max.	0,5	Cobre	0,0059
	Min.	0,01	Aluminio	0,0135

Tabla 35 Tabla de la constante K (del material)

Localización de Fallas	Ip (A)	Ich (A)	Cálculos	Δt (seg)
C	22728,17	40499,53	$\left(\frac{40499,53}{22728,17}\right)^2 \times 0,5$	1,59
D	33005,67	67681,74	$\left(\frac{67681,74}{33005,67}\right)^2 \times 0,5$	2,10
E	30779,92	63117,59	$\left(\frac{63117,59}{30779,92}\right)^2 \times 0,5$	2,10

Tabla 36 Valores necesarios para el cálculo de temperatura admisible en el momento del corto circuito

Cálculos para t = 0,5 seg.	θ (ºC) Max.	Cálculos para t = 0,01 seg.	θ (ºC) Min.
$\frac{0,0059}{235^2}\times 22728,17^2\times(0,5+1,59)$	115,21	$\frac{0,0059}{235^2}\times 22728,17^2\times(0,01+1,59)$	88,17
$\frac{0,0059}{235^2}\times 33005,67^2\times(0,5+2,72)$	75,72	$\frac{0,0059}{235^2}\times 33005,67^2\times(0,01+2,10)$	61,47
$\frac{0,0059}{235^2}\times 30779,92^2\times(0,5+2,69)$	32,80	$\frac{0,0059}{235^2}\times 30779,92^2\times(0,01+2,10)$	26,62

Tabla 37 Cálculo de temperatura admisible en el momento del corto circuito

Los valores de temperatura encontrados para cada falla (C, D, y E) no sobrepasan a los datos mostrados en la Tabla 33 de valores de temperatura permisible en el instante del corto circuito como material pero como conductor eléctrico pierde sus propiedades físicas en caso de que exista la Falla en el punto C.

APENDICE L

Arco Eléctrico

La distancia del arco eléctrico está definida por la siguiente ecuación:

$$Dc = \sqrt{2.65 * MVA_{bf} * t}\,[pies]$$

Donde t es el tiempo que dura la falla eléctrica, que generalmente es el tiempo que dura la activación del dispositivo de protección, y MVA_{bf} es la potencia de corto circuito el mismo que es definido por la siguiente ecuación:

$$MVA_{bf} = \sqrt{3} * V_{L-L} * Icc * 10^{-6}$$

Icc – estable (Ip)	**Cálculo de MVA_{bf}**	**MVA_{bf}**	**Calculo de Dc con t = 0,5 seg**	**Dc (pies)**	**Cálculo a metros**	**Dc (metros)**
Falla en velas del Primario		500,00	$\sqrt{2.65 * 500 * 0,5}$	25,74	25,74/3.3	7,80
Falla en A	√3*13200*21533,31*10^{-6}	492,32	$\sqrt{2.65 * 492,32 * 0,5}$	25,54	25,54/3.3	7,74
Falla en B	√3*220*45057,09*10^{-6}	17,17	$\sqrt{2.65 * 17,17 * 0,5}$	4,77	4,77/3.3	1,45
Falla en C	√3*220*22728,17*10^{-6}	8,66	$\sqrt{2.65 * 8,66 * 0,5}$	3,39	3,39/3.3	1,03
Falla en D	√3*220*33005,67*10^{-6}	12,58	$\sqrt{2.65 * 12,58 * 0,5}$	4,08	4,08/3.3	1,24
Falla en E	√3*220*30779,92*10^{-6}	11,73	$\sqrt{2.65 * 11,73 * 0,5}$	3,94	3,94/3.3	1,19

Tabla 38 Cálculo de la distancia del arco y la potencia de corto circuito,

para t=0,5 seg

Cálculo de Dc con t = 0,01 seg	**Dc (pies)**	**Calculo a metros**	**Dc (metros)**
$\sqrt{2.65*500*0,01}$	3,64	3,64/3.3	1,10
$\sqrt{2.65*492,32*0,01}$	3,61	3,61/3.3	1,09
$\sqrt{2.65*17,17*0,01}$	0,67	0,67/3.3	0,20
$\sqrt{2.65*8,66*0,01}$	0,48	0,48/3.3	0,15
$\sqrt{2.65*12,58*0,01}$	0,58	0,58/3.3	0,17
$\sqrt{2.65*11,73*0,01}$	0,56	0,56/3.3	0,17

Tabla 39 Cálculo de la distancia del arco y la potencia de corto circuito, para t=0,01 seg

Como se puede observar en los valores calculados de la distancia del arco eléctrico, la parte que más peligro existe es en el primario del transformador que con un tiempo de 0,5 – 0,01 segundos la distancia varía entre 7,74 – 1,09 metros y de acuerdo a lo observado en la descripción del cuarto de transformadores, al no existir una barrera para está área, fácilmente puede una persona sufrir un accidente. Para tener valores puntuales para diferentes tiempos de disparos de los dispositivos de protección, como se muestra en la Figura 11, a diferentes valores de corriente de cortocircuito.

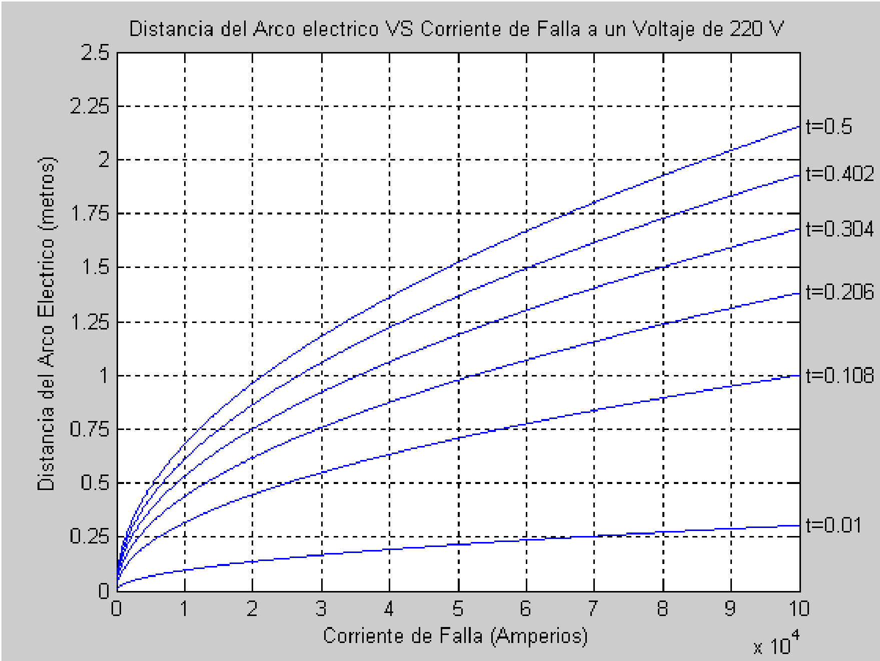


Figura 11 Distancia del arco eléctrico a diferentes tiempos

APENDICE LL

Cálculo de la Corriente del Arco Eléctrico.

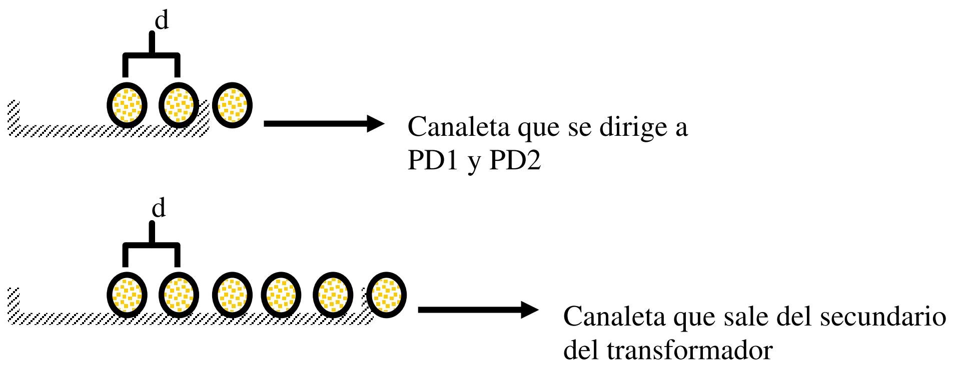


Figura 12 Representación esquemática de separación entre conductores

La corriente del arco eléctrico entre conductores está definida por la siguiente fórmula:

$$I_{ARCO} = \frac{V_{LL} - (40 + 10 * d_{CONDUCTORES})}{Z} [A]$$

Donde Z es la impedancia de los conductores en función – longitud de los mismos, conductores es la distancia entre los conductores eléctricos.

PANEL	**Rcu (ohmio/Km.)**	**Xcu (ohmio/Km.)**	**L (m)**	**Cálculos Rt**	**Cálculos Xt**
PD1	0,128	0,164	7	0,128*7/1000	0,164*7/1000
PD2	0,128	0,164	17	0,128*17/1000	0,164*17/1000

Tabla 40 Tabla de datos para el cálculo de impedancia

Rt(ohmio)	**Xt(ohmio)**	**Cálculo Z**	**Z (ohmio)**
0,00089600	0,00114800	$\sqrt{0,000896^2 + 0,001148^2}$	0,00145627
0,00217600	0,00278800	$\sqrt{0,002176^2 + 0,002788^2}$	0,00353665

Tabla 41 Valores de impedancia para cálculos de la corriente del arco eléctrico

PANEL	**d (cm.)**	**V_{LL}**	**Cálculo I_{ARCO}**	**I_{ARCO} (KA)**
PD1	0	220	$\frac{220-(40+10*0)}{0,00145627*1000}$	123,60
PD2	0	220	$\frac{220-(40+10*0)}{0,00353665*1000}$	50,90

Tabla 42 Tabla de resultados de la corriente del arco eléctrico

APENDICE M

Cálculo de Voltaje, Potencia y Energía emitida por el Arco Eléctrico

La fórmula de voltaje está definida como:

$$V_{ARCO} = 40 + 10 * d_{CONDUCTORES} [V]$$

El voltaje del arco eléctrico para ambos casos es de 40V, pues se asume que la distancia entre los conductores es nula debido a que los mismos presentan irregularidades en su transportación.

La fórmula de potencia del arco eléctrico está definida como:

$$W_{ARCO} = V_{ARCO} * I_{ARCO} * t [W \cdot Seg]$$

Donde t es el tiempo en que dura la falla eléctrica que generalmente es el tiempo de activación de los dispositivos de protección y está dado en segundos.

Dato 1KW.Seg = 0,23892Kcal; además que el tiempo de falla es de 0,01 – 0,5 segundos.

PANEL	Cálculo W_{ARCO} t = 0,5 seg.	Warco (KW*Seg)	Cálculo W_{ARCO} t = 0,01 seg.	Warco (KW*Seg)
PD1	$40*123.60*10^3*0,5/1000$	2472,070	$40*123.60*10^3*0,01/1000$	49,441408
PD2	$40*50,90*10^3*0,5/1000$	1017,911	$40*50,90*10^3*0,01/1000$	20,358227

Tabla 43 Tabla de cálculo de la potencia del arco eléctrico

Cálculo de Energía t = 0,5 seg.	Kcal. Máx.	Cálculo de Energía t = 0,01 seg.	Kcal. Mín.
2472,070/0,23892	103,4685418	49,44/0,23892	2,069371
1017,911/0,23892	42,6046937	20,35/0,23892	0,852094

Tabla 44 Tabla de energía emitida por el Arco Eléctrico

APENDICE N

Cálculo de Iluminación

Para proceder con el cálculo de iluminación se dividió en sectores a la subestación con el fin de poder ubicar correctamente las luminarias, como se observa en la Figura 13.

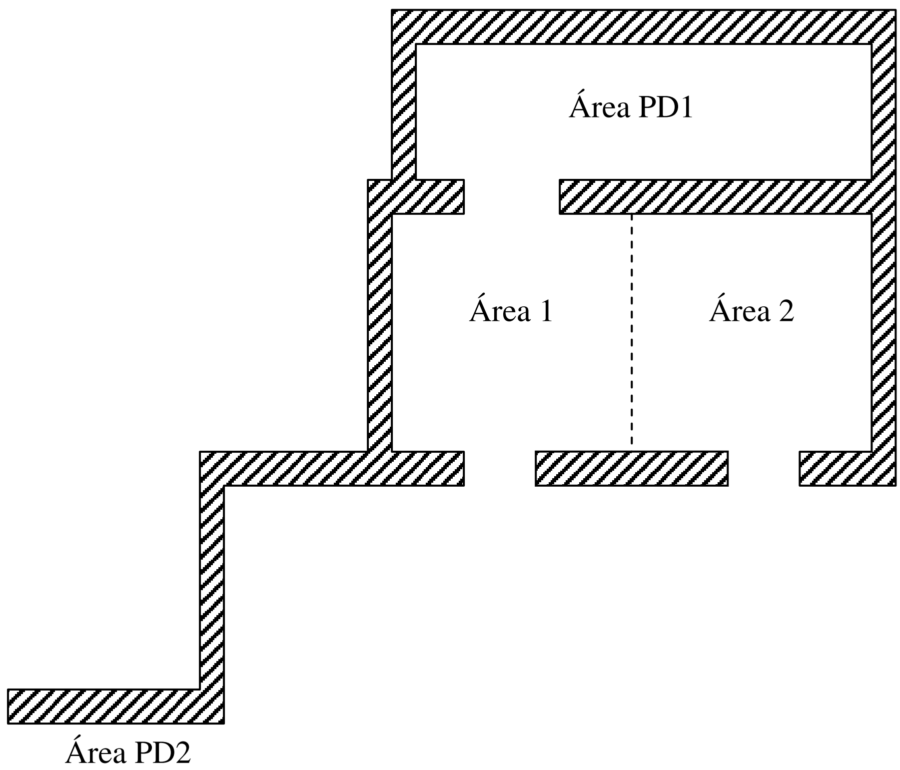


Figura 13 División de la subestación en áreas para cálculo de iluminación

Cálculo de Lux para el Transformador

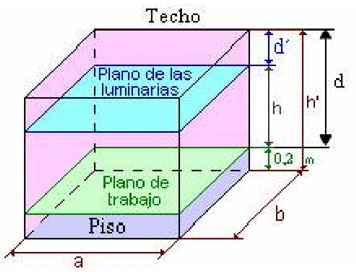


Figura 14 Diagrama esquemático para cálculo de iluminación de PD1 - PD2

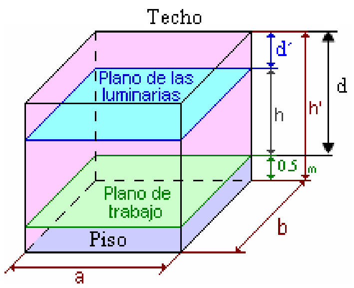


Figura 15 Diagrama esquemático para cálculo de iluminación de Área 1 - 2

d= distancia del techo al plano de trabajo

d´= distancia del techo al plano –s luminarias

h= distancia del plano –s luminarias al plano de trabajo

h´= altura del cuarto del transformador

b= longitud del cuarto del transformador

a= anchura del cuarto del transformador

S = Área del cuarto a iluminar

Φ_t= flujo luminoso total

Φ_l= flujo luminoso – lámpara

E= nivel de iluminancia mínima y recomendada

Fm= factor de mantenimiento

Cu= factor de utilización

K= índice del local

N = numero de luminarias

n = numero de lámparas fluorescentes

De los datos mostrados a continuación tener en cuenta lo siguiente, el valor de flujo es dado por los fabricantes de lámparas y corresponde al de una fluorescente de 40 W, para el Factor de Mantenimiento (Fm,) se obtuvo su valor del **Apéndice R**, el factor de utilización (Cu) fue escogido en base al coeficiente de Reflexión de techo y pared dado en la Tabla 45.

	Color	Factor de reflexion
Techo	Blanco o muy claro	0.7
	claro	0.5
	medio	***0.3- valor seleccionado***
Paredes	claro	0.5
	medio	***0.3- valor seleccionado***
	oscuro	0.1
Suelo	claro	0.3
	oscuro	0.1

Tabla 45 Tabla de Coeficientes de Reflexión

Datos	**Área 1**	**Área 2**	**Área de PD1**	**Área de PD2**
Altura del Piso al Plano de Trabajo [m]	0,5	0,5	0,2	0,2
a [m]	3	3	3,5	2
b [m]	3	3	2,15	2
h [m]	2	1,9	2,7	2,2
d [m]	2	1,9	2,7	2,2
d´ [m]	0	0	0	0
h´ [m]	2,5	2,4	2,9	2,4
Φl [lm]	2600	2600	2600	2600
P [W]	40	40	40	40
Emin [lux]	100	100	270	270
Erec [lux]	150	150	300	300
Fm	1,55	1,55	1,55	1,55
Cu	0,17	0,17	0,16	0,16
n	2	2	4	2

Tabla 46 Tabla de datos para calcular el número de luminaras requeridas en cada área de la subestación

	$K=\frac{a*b}{h*(a+b)}$		$S=a*b$[m²]		$\phi_t=\frac{E*S}{Fm*Cu}$ [lux]		$N=\frac{\phi_t}{n*\phi_l}$	
AREA 1	$\frac{3*3}{2*(3+3)}$	0,75	3*3	9	$\frac{150*9}{1,55*0,17}$	5123,33	$\frac{5123,33}{2*2600}$	0,9852
AREA 2	$\frac{3*3}{1,9*(3+3)}$	0,78947	3*3	9	$\frac{150*9}{1,55*0,17}$	5123,33	$\frac{5123,33}{2*2600}$	0,9852
AREA DE PD1	$\frac{3,5*2,15}{2,7*(4+2,15)}$	0,49328	3,5*2,15	7,525	$\frac{300*7,525}{1,55*0,16}$	9102,82	$\frac{9102,82}{4*2600}$	0,8752
AREA DE PD2	$\frac{2*2}{2,2*(2+2)}$	0,45454	2*2	4	$\frac{300*4}{1,55*0,16}$	4838,70	$\frac{4838,70}{2*2600}$	0,9305

Tabla 47 Tabla de luminarias requeridas en cada área

APENDICE Ñ

Cálculo de la Potencia total de Iluminación por área.

	Redondeo de N	**P_{INST}= $W_{(FLUORESCENTE)}$ * n * N [Wattios]**	
AREA 1	0,9852 ~ 1	40*2*1	80
AREA 2	0,9852 ~ 1	40*2*1	80
AREA DE PD1	0,8752 ~ 1	40*4*1	160
AREA DE PD2	09305 ~ 1	40*2*1	80

Tabla 48 Tabla de potencia de las luminarias en cada área

Resumiendo, de los cálculos realizados se puede concluir lo siguiente; la subestación necesita iluminación en los sectores mostrados anteriormente, con respecto al PD1 tiene una iluminación de 160 W pero el área que ilumina no es la apropiada para realizar trabajos en la parte frontal del PD1 y del Banco de Capacitores del PD1, las mismas deberían ser cambiadas de posición, de acuerdo a lo anunciado en la norma 924.5 – NEC, la iluminación requerida para la superficie de trabajo para un panel de control es mínima de 270 Lux. En las instalaciones actuales está diseñada la iluminación para todo el cuarto del PD1 creando una falta de iluminación en el área de interés.

APENDICE O

Parámetros para cálculo de la Malla de Puesta a Tierra

Tensión de paso.- El circuito equivalente para la tensión de paso se muestra en la Figura 16. La resistencia del circuito de puesta a tierra de la instalación es la suma de los términos R1, R2 y R3 y cuando circula por ellos la corriente de falla I, aparece una tensión de paso Vp, sobre la resistencia equivalente R2, existente entre los puntos de apoyo de los pies del individuo. En la Figura 16 también podemos ver la representación de las resistencias de contacto, es decir, la resistencias que existe en el terreno debajo del pie de la personas (Rc), así como también la de su resistencia equivalente.

La magnitud de la corriente derivada por el individuo (del orden de los mA) no afectara de forma sensible el valor de la corriente por la tierra de forma que puede despreciarse cualquier modificación de la tensión de paso preexistente, por lo cual puede ser considerada para fines de cálculo como una fuente de tensión ideal con impedancia nula. Con lo que se obtiene un circuito simplificado (ver Figura 16) en el cual se va a evaluar el terreno debajo de los pies de las personas. Es decir la tensión de paso, es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona al caminar sobre la tierra por la que esta circulando una corriente eléctrica. Debemos de recordar que la resistencia del cuerpo puede ser considerada del orden de los 1000 Ω.

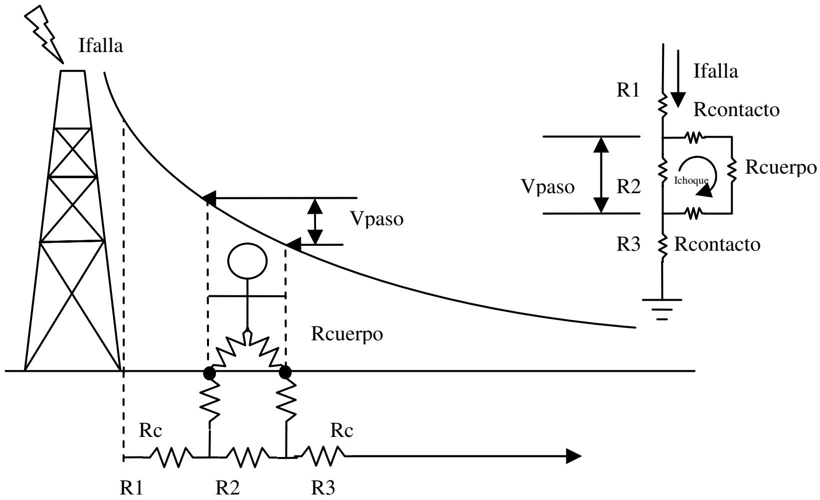


Figura 16 Circuito equivalente para las diferencia de potencial de paso

Tensión de contacto.- El circuito equivalente para la tensión de contacto aplicada (contacto entre mano y pie, entre una masa metálica y el terreno) es el representado en la Figura 17. La resistencia del circuito de puesta a tierra esta formada por la suma de los términos R1 y R2 que al ser recorridas por una corriente de falla I, se origina una diferencia de potencial (tensión de contacto, Vc) sobre la resistencia R1 que es igual a la que existe entre la mano y pie del individuo. A través del mismo razonamiento expuesto para el caso de la tensión de paso aplicada, se llega a un circuito elemental en el que debe evaluarse la resistencia del terreno debajo de los pies del individuo, que si los consideramos juntos será "R_C / 2". Es decir, la tensión de contacto es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que se pueda ser tocado simultáneamente por una persona.

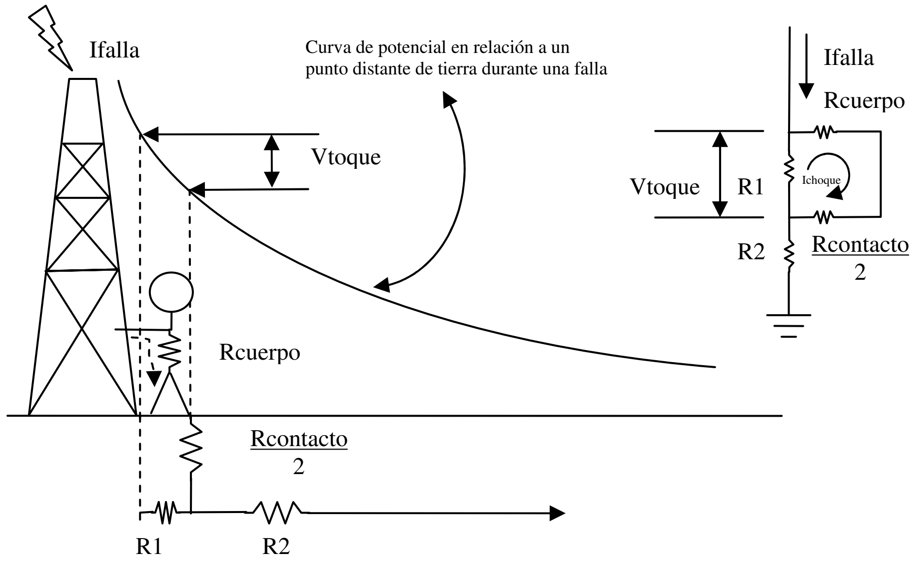


Figura 17 Circuito equivalente para las diferencia de potencial de contacto

Resistividad y Resistencia.- La eficiencia de un sistema de un electrodo enterrado es evaluada en término de resistencia que es una medida de cuan bien el electrodo puede dispersar corriente en el suelo circundante. La resistencia es medida en Ohms. Al hacer una medición de resistencia, se esta probando un sistema particular de tierra. Después se realiza la medición de resistencia para verificar que se ha logrado el valor deseado según los requerimientos. Las propiedades eléctricas del suelo son descritas en términos de resistividad. Al hacer una medición de resistividad se esta haciendo una prueba al propio suelo. La resistividad es dada comúnmente en Ohms-mts.

La medición de resistividad es realizada primero, para identificar un buen sitio para la puesta a tierra y hacer el cálculo teórico para su diseño optimo. Por lo indicado anteriormente es de gran importancia que se investigue la resistividad del suelo cada vez que se tenga como objetivo la instalación de un sistema de puesta a tierra. La resistividad del suelo varia por muchas razones. Entre ellas la profundidad desde la superficie, la naturaleza y composición del terreno **(ver Apéndice S)** y la concentración de químicos en el suelo, el contenido de humedad y la temperatura. Debido a que la resistividad del suelo varía notablemente por el tipo de suelo, así como por las condiciones climáticas, el sistema de puesta a tierra deber ser diseñado para el peor caso posible. Se debe tener en cuenta que el suelo con baja resistividad es normalmente más corrosivo debido a la presencia de sales y agua. Por ello puede destruir los electrodos y sus conexiones. De allí que se recomienda realizar una inspección anual al sistema de puesta a tierra y medir su resistencia. Aunque esta variara dependiendo de la época o estación del año, un aumento mayor al 20% de la resistencia de tierra debe ser investigado y tomar las medidas correctivas para bajar el valor de la misma.

Medida de la Resistividad eléctrica del suelo.- El diseño de una puesta a tierra, requiere conocer previamente los perfiles de resistividad del terreno según la profundidad, donde se va a realizar la instalación de la misma. De esta manera se facilita la elección de la forma y disposición de los electrodos de tierra con la finalidad de lograr los mejores resultados técnicos-económicos.

APENDICE P

Sistema de Pararrayos

El método a emplear es el indicado por el estándar NFC 17-102. Normas Francesas – Método de las Puntas iniciadoras. Es un método que esta en cuestionamiento con la NFPA, ya que se considera de efectividad igual que una punta del tipo Franklin. Se considera en este método todas las descargas positivas, provocadas desde las nubes hacia tierra, cabe recalcar que durante la trayectoria del líder descendente en que se realiza la descarga, justo en un tiempo Δt antes de hacer impacto en algún cuerpo, aparece una punta iniciadora de descarga, también conocido con el nombre de líder escalonado ascendente, después de esto es cuando sucede la respectiva descarga, por lo general el tiempo que dura la punta iniciadora es muy corto y se lo mide en µs. De acuerdo a la norma ANSI / NFPA 78-1989, la cual indica la necesidad de proteger una estructura específica y la subestación entra en la Quinta Clase 5 (ver Método Norteamericano).

ZONA DE PROTECCIÓN (Método Norteamericano)

En Norteamérica, los equipos y estructuras son clasificados según su necesidad de protección contra descargas atmosféricas. Referencia: ANSI/NFPA 78-1989.

PRIMERA CLASE.- Las estructuras de esta clase, requieren de poca o ninguna protección. El requisito es que verdaderamente estén conectados a tierra. Ejemplos de esta clase son:

a) Todas las estructuras metálicas excepto tanques u otras estructuras que contengan materiales inflamables.
b) Tanques de agua, silos y estructuras similares, construidas mayormente de metal.
c) Astas bandera construidas de algún material conductor.

SEGUNDA CLASE.- Esta clase consiste de edificios con cubierta conductora y estructura no conductora, tal como edificios con cubierta metálica. Este tipo requiere de conductores para conectar la cubierta a electrodos en la tierra.

TERCERA CLASE.- Esta clase consiste de edificios con estructura metálica y cubierta no conductora. Este tipo requiere de terminales aéreas conectadas a la estructura y fuera de la cubierta para actuar como terminales pararrayos.

CUARTA CLASE.- Esta clase consiste de estructuras no metálicas, que requieren una protección. Se incluyen en esta clase:

a) Edificios de madera, piedra, ladrillo u otros materiales no conductores, sin elementos de refuerzo metálicos.
b) Chimeneas. Aún con elementos de refuerzo, éstas deben tener una gran protección contra rayos, con terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado.

QUINTA CLASE.- Una quinta clase consiste de aquellas cosas cuya pérdida puede ser de consecuencias, y que normalmente recibe un tratamiento pararrayos completo, incluyendo terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado. Entre éstas están:

a) Edificios de gran valor estético, histórico o intrínsico.
b) Edificios conteniendo combustibles o materiales explosivos.
c) Estructuras conteniendo sustancias que pueden ser peligrosas si se derraman como consecuencia de una descarga.
d) Tanques o conjuntos de tanques.
e) Plantas de energía y estaciones de bombeo.
f) Líneas de transmisión.
g) Subestaciones eléctricas.

Lo que significa que realmente es necesario el Sistema de Protección contra descargas atmosféricas. Según la NFPA 780 existen materiales específicos para conectar los sistemas de protección contra descargas atmosféricas.

	Clase I	**Clase II**
Terminales Aéreas (mm)	9,5 Cobre, 12,7 Aluminio	12,7 Cobre, 15,9 Aluminio
Conductor principal, peso	278 g/m Cu, 141 g/m Al	558 g/m Cu, 283 g/m Al
Calibre	29 mm^2 Cu, 50 mm^2 Al	58 mm^2 Cu, 97 mm^2 Al
Tamaño mínimo de alambre	17 AWG Cu, 14 AWG Al	15 AWG Cu, 13 AWG Al

Tabla 49 Tabla de clase de materiales a utilizar en el sistema de pararrayos

Los materiales Clase I se utilizan en estructuras hasta de 23 metros de altura y los de Clase II en estructuras que sobrepasan dicha altura. En nuestro caso se selección materiales Clase I, ver Tabla 49. Para la trayectoria de la bajante de la conexión a tierra del pararrayos, se debe conectar puentes a toda estructura metálica que esté ubicada menor a 1.8 m de distancia, para evitar arqueos, para que de esta forma quede a un mismo potencial, esto es de acuerdo a la NEC 250.46. Por el tipo de suelo de la subestación, es suficiente con una varilla de 3 m de longitud, según la NFPA 780

Intensidad y frecuencia de rayos

Según estudios de las descargas atmosféricas, la distancia de impacto de una descarga atmosférica está en función de la cantidad de amperios que circulas durante la descarga, esta distancia se la conoce con el nombre de **Distancia de Cebado**, y se la puede determinar con la siguiente formula:

$$\mathbf{D = 10 * I^{2/3}}$$

Intensidad KA	3	10	15	30	60	120
Distancia de cebado en metros	21	46	61	96	153	243

Cuanto mayor es la intensidad del rayo, mayor es su peligrosidad, de ahí que todo pararrayos debe proteger en todo caso de los rayos a partir de una intensidad. Veamos primero una relación de intensidades y frecuencias:

- Solo el 5 % de los rayos negativos tiene una intensidad mayor de 90 KA.
- El 80 % de los rayos negativos tiene una intensidad mayor de 20 KA.
- El 98 % de los rayos negativos tiene una intensidad mayor de 4 KA.

Así pues solo el 2% de los rayos tiene una intensidad menor de 4 KA y serán además los menos dañinos (pero también contra los que será más difícil protegerse).

Nivel de seguridad

Teniendo en cuenta las intensidades de corriente del rayo, frecuencia de esas las intensidades y la distancia de cebado (en función de la intensidad) podemos comprender la Tabla 50 de la norma une 21186: 1996.

E Eficiencia calculada	Nivel de Protección correspondiente	I(KA) Corriente Máxima	D(m) Distancia de Cebado
$0,95 < E \leq 0,98$	Nivel I	2,8	20
$0,80 < E \leq 0,95$	Nivel II	9,5	45
$0 < E \leq 0,80$	Nivel III	14,7	60

Tabla 50 Tabla de nivel de seguridad

Así una intensidad de cresta máxima de 2,8 KA significa que la distancia de cebado son 20 m y que con el nivel de protección tendremos una capacidad de captación entre el 95 y el 98% de todos los rayos que pudieran acceder a un determinado punto.

Cuando pasamos de nivel I a nivel II ó III, aumenta la distancia de cebado (más fácil efectuar la protección pero menos protegido contra los rayos de menor intensidad) pero disminuye la eficacia de la protección. Así a nivel III captaremos menos del 80% de los rayos que pudieran acceder a un determinado punto. La Tabla 51 con los radios de protección, contempla 3 tipos de puntas iniciadoras (25, 40 y 60 μs) y, los valores de altura (h) como se muestra en la Figura 18, en metros, sobre la estructura a proteger, donde de 2 a 4 metros son fijos, los demás se calculan mediante la fórmula:

$$Rp = \sqrt{h \cdot (2 \cdot D - h) + 10^6 \cdot \Delta t \cdot (2 \cdot D + 10^6 \cdot \Delta t)}$$

Considerando que h no puede ser mayor que la D obtenida del tipo de protección.

Radio de Protección siguiendo las normas NF C17-102									
Nivel de Protección	**Nivel I D = 20 m**			**Nivel II D = 45 m**			**Nivel III D = 60 m**		
ΔT (µs)	**25**	**40**	**60**	**25**	**40**	**60**	**25**	**40**	**60**
h (m)	**R_P (m)**								
2	17	24	32	23	30	40	26	33	44
3	25	35	48	34	45	59	39	50	65
4	34	46	64	46	60	78	52	57	87
5	42	58	79	57	75	97	65	84	107
6	43	58	79	58	76	97	66	84	107
8	43	59	79	59	77	98	67	85	108
10	44	59	79	61	77	99	69	87	109

Tabla 51 Tabla de radio de protección

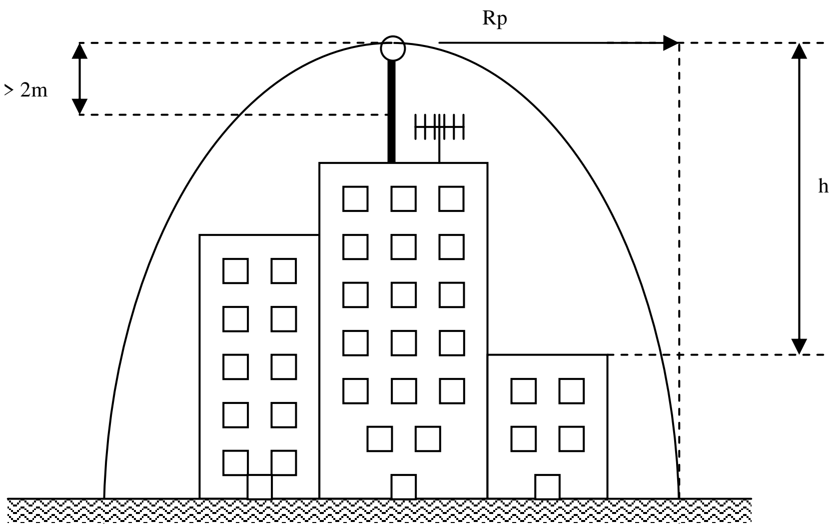


Figura 18 Zona de protección de forma parabólica alrededor de la punta iniciadora, en un plano horizontal

Puntos importantes del estándar NFC 17-102

La punta debe estar por lo menos 2 m más alta que el área que protege, incluyendo antenas, torres de enfriamiento, techos, tanques, etc. Si la instalación comprende algunas puntas, éstas deben estar interconectadas por un conductor de área de por lo menos de 50 mm^2, a menos de que el cable esté rutiado sobre un obstáculo estructural o arquitectónico con una diferencia de más de 1,5 m Cada punta debe estar conectada por lo menos con un conductor bajante. Dos o más bajantes se requieren si:

- La proyección horizontal del conductor es más grande que su proyección vertical.
- El sistema está instalado en una estructura más alta que 28 m.
- Es importante notar que los bajantes deben estar instalados en dos diferentes paredes.

APENDICE Q

Propiedades de los Conductores - NEC

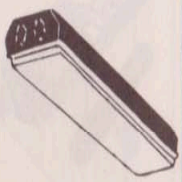
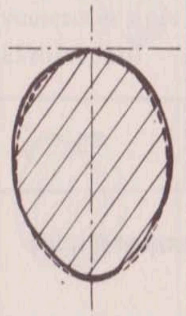
Table 8 Conductor Properties

			Conductors							Direct-Current Resistance at 75°C (167°F)					
			Stranding			Overall				Copper					
Size (AWG or kcmil)	Area			Diameter		Diameter		Area		Uncoated		Coated		Aluminum	
	mm²	Circular mils	Quantity	mm	in.	mm	in.	mm²	in.²	ohm/km	ohm/kFT	ohm/km	ohm/kFT	ohm/km	ohm/kFT
18	0.823	1620	1	—	—	1.02	0.040	0.823	0.001	25.5	7.77	26.5	8.08	42.0	12.8
18	0.823	1620	7	0.39	0.015	1.16	0.046	1.06	0.002	26.1	7.95	27.7	8.45	42.8	13.1
16	1.31	2580	1	—	—	1.29	0.051	1.31	0.002	16.0	4.89	16.7	5.08	26.4	8.05
16	1.31	2580	7	0.49	0.019	1.46	0.058	1.68	0.003	16.4	4.99	17.3	5.29	26.9	8.21
14	2.08	4110	1	—	—	1.63	0.064	2.08	0.003	10.1	3.07	10.4	3.19	16.6	5.06
14	2.08	4110	7	0.62	0.024	1.85	0.073	2.68	0.004	10.3	3.14	10.7	3.26	16.9	5.17
12	3.31	6530	1	—	—	2.05	0.081	3.31	0.005	6.34	1.93	6.57	2.01	10.45	3.18
12	3.31	6530	7	0.78	0.030	2.32	0.092	4.25	0.006	6.50	1.98	6.73	2.05	10.69	3.25
10	5.261	10380	1	—	—	2.588	0.102	5.26	0.008	3.984	1.21	4.148	1.26	6.561	2.00
10	5.261	10380	7	0.98	0.038	2.95	0.116	6.76	0.011	4.070	1.24	4.226	1.29	6.679	2.04
8	8.367	16510	1	—	—	3.264	0.128	8.37	0.013	2.506	0.764	2.579	0.786	4.125	1.26
8	8.367	16510	7	1.23	0.049	3.71	0.146	10.76	0.017	2.551	0.778	2.653	0.809	4.204	1.28
6	13.30	26240	7	1.56	0.061	4.67	0.184	17.09	0.027	1.608	0.491	1.671	0.510	2.652	0.808
4	21.15	41740	7	1.96	0.077	5.89	0.232	27.19	0.042	1.010	0.308	1.053	0.321	1.666	0.508
3	26.67	52620	7	2.20	0.087	6.60	0.260	34.28	0.053	0.802	0.245	0.833	0.254	1.320	0.403
2	33.62	66360	7	2.47	0.097	7.42	0.292	43.23	0.067	0.634	0.194	0.661	0.201	1.045	0.319
1	42.41	83690	19	1.69	0.066	8.43	0.332	55.80	0.087	0.505	0.154	0.524	0.160	0.829	0.253
1/0	53.49	105600	19	1.89	0.074	9.45	0.372	70.41	0.109	0.399	0.122	0.415	0.127	0.660	0.201
2/0	67.43	133100	19	2.13	0.084	10.62	0.418	88.74	0.137	0.3170	0.0967	0.329	0.101	0.523	0.159
3/0	85.01	167800	19	2.39	0.094	11.94	0.470	111.9	0.173	0.2512	0.0766	0.2610	0.0797	0.413	0.126
4/0	107.2	211600	19	2.68	0.106	13.41	0.528	141.1	0.219	0.1996	0.0608	0.2050	0.0626	0.328	0.100
250	127	—	37	2.09	0.082	14.61	0.575	168	0.260	0.1687	0.0515	0.1753	0.0535	0.2778	0.0847
300	152	—	37	2.29	0.090	16.00	0.630	201	0.312	0.1409	0.0429	0.1463	0.0446	0.2318	0.0707
350	177	—	37	2.47	0.097	17.30	0.681	235	0.364	0.1205	0.0367	0.1252	0.0382	0.1984	0.0605
400	203	—	37	2.64	0.104	18.49	0.728	268	0.416	0.1053	0.0321	0.1084	0.0331	0.1737	0.0529
500	253	—	37	2.95	0.116	20.65	0.813	336	0.519	0.0845	0.0258	0.0869	0.0265	0.1391	0.0424
600	304	—	61	2.52	0.099	22.68	0.893	404	0.626	0.0704	0.0214	0.0732	0.0223	0.1159	0.0353
700	355	—	61	2.72	0.107	24.49	0.964	471	0.730	0.0603	0.0184	0.0622	0.0189	0.0994	0.0303
750	380	—	61	2.82	0.111	25.35	0.998	505	0.782	0.0563	0.0171	0.0579	0.0176	0.0927	0.0282
800	405	—	61	2.91	0.114	26.16	1.030	538	0.834	0.0528	0.0161	0.0544	0.0166	0.0868	0.0265
900	456	—	61	3.09	0.122	27.79	1.094	606	0.940	0.0470	0.0143	0.0481	0.0147	0.0770	0.0235
1000	507	—	61	3.25	0.128	29.26	1.152	673	1.042	0.0423	0.0129	0.0434	0.0132	0.0695	0.0212
1250	633	—	91	2.98	0.117	32.74	1.289	842	1.305	0.0338	0.0103	0.0347	0.0106	0.0554	0.0169
1500	760	—	91	3.26	0.128	35.86	1.412	1011	1.566	0.02814	0.00858	0.02814	0.00883	0.0464	0.0141
1750	887	—	127	2.98	0.117	38.76	1.526	1180	1.829	0.02410	0.00735	0.02410	0.00756	0.0397	0.0121
2000	1013	—	127	3.19	0.126	41.45	1.632	1349	2.092	0.02109	0.00643	0.02109	0.00662	0.0348	0.0106

APENDICE R

Calculo de proyectos de iluminación interior. Lámparas fluorescentes.

Iluminación directa con armadura de pantalla difusora

Aparato de alumbrado		Indice del local	Factores de utilización									Factores δ depreciación		
			$\rho_T=0,7$			$\rho_T=0,5$			$\rho_T=0,3$			Limpieza cada		
Tipo	Rend. η A	K	$\rho_p=0,5$	$\rho_p=0,3$	$\rho_p=0,1$	$\rho_p=0,5$	$\rho_p=0,3$	$\rho_p=0,1$	$\rho_p=0,5$	$\rho_p=0,3$	$\rho_p=0,1$	1 año	2 años	3 años
DIRECTO con pantalla de metacrilato		1	0,24	0,19	0,16	0,23	0,19	0,16	0,23	0,19	0,16			
		1,2	0,28	0,23	0,20	0,27	0,23	0,20	0,27	0,23	0,20			
		1,5	0,33	0,29	0,25	0,32	0,29	0,25	0,32	0,28	0,25			
		2	0,40	0,36	0,33	0,39	0,35	0,32	0,38	0,35	0,32			
		2,5	0,44	0,40	0,37	0,43	0,40	0,37	0,42	0,39	0,37	Ensuciamiento bajo		
		3	0,47	0,43	0,40	0,46	0,43	0,40	0,45	0,42	0,40	1,30	1,45	1,65
	0,5 ↑ 65 ↓ 64,5	4	0,51	0,48	0,45	0,50	0,47	0,45	0,49	0,47	0,45	Ensuc normal		
		5	0,53	0,51	0,48	0,53	0,50	0,48	0,52	0,50	0,48	1,55	1,90	2,15
		6	0,55	0,53	0,51	0,54	0,52	0,50	0,54	0,52	0,50			
		8	0,57	0,55	0,54	0,57	0,55	0,54	0,56	0,55	0,53	Ensuciamiento alto		
		10	0,59	0,57	0,56	0,58	0,57	0,55	0,58	0,56	0,55	×	×	×
		1 aparato de alumbrado en el centro del local												
		1	0,26	0,22	0,19	0,25	0,21	0,18	0,25	0,21	0,18			
		1,2	0,31	0,27	0,24	0,30	0,26	0,24	0,30	0,26	0,24			
		1,5	0,37	0,34	0,31	0,37	0,33	0,31	0,36	0,33	0,31			
		2	0,46	0,42	0,40	0,45	0,42	0,40	0,44	0,42	0,40			

APENDICE S

Clases de terreno y su resistividad correspondiente

Naturaleza del terreno	Resistividad (Ω×m)
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcilloso	50 a 500
Arena silicea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

APENDICE T

Resistencia y Reactancia de los conductores – NEC

Table 9 Alternating-Current Resistance and Reactance for 600-Volt Cables, 3-Phase, 60 Hz, 75°C (167°F) — Three Single Conductors in Conduit

Size (AWG or kcmil)	Ohms to Neutral per Kilometer / Ohms to Neutral per 1000 Feet														Size (AWG or kcmil)
	X_L (Reactance) for All Wires		Alternating-Current Resistance for Uncoated Copper Wires			Alternating-Current Resistance for Aluminum Wires			Effective *Z* at 0.85 *PF* for Uncoated Copper Wires			Effective *Z* at 0.85 *PF* for Aluminum Wires			
	PVC, Aluminum Conduits	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	
14	0.190 0.058	0.240 0.073	10.2 3.1	10.2 3.1	10.2 3.1	— —	— —	— —	8.9 2.7	8.9 2.7	8.9 2.7	— —	— —	— —	14
12	0.177 0.054	0.223 0.068	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	10.5 3.2	10.5 3.2	10.5 3.2	5.6 1.7	5.6 1.7	5.6 1.7	9.2 2.8	9.2 2.8	9.2 2.8	12
10	0.164 0.050	0.207 0.063	3.9 1.2	3.9 1.2	3.9 1.2	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	5.9 1.8	5.9 1.8	5.9 1.8	10
8	0.171 0.052	0.213 0.065	2.56 0.78	2.56 0.78	2.56 0.78	4.3 1.3	4.3 1.3	4.3 1.3	2.26 0.69	2.26 0.69	2.30 0.70	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	8
6	0.167 0.051	0.210 0.064	1.61 0.49	1.61 0.49	1.61 0.49	2.66 0.81	2.66 0.81	2.66 0.81	1.44 0.44	1.48 0.45	1.48 0.45	2.33 0.71	2.36 0.72	2.36 0.72	6
4	0.157 0.048	0.197 0.060	1.02 0.31	1.02 0.31	1.02 0.31	1.67 0.51	1.67 0.51	1.67 0.51	0.95 0.29	0.95 0.29	0.98 0.30	1.51 0.46	1.51 0.46	1.51 0.46	4
3	0.154 0.047	0.194 0.059	0.82 0.25	0.82 0.25	0.82 0.25	1.31 0.40	1.35 0.41	1.31 0.40	0.75 0.23	0.79 0.24	0.79 0.24	1.21 0.37	1.21 0.37	1.21 0.37	3
2	0.148 0.045	0.187 0.057	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1.05 0.32	1.05 0.32	1.05 0.32	0.62 0.19	0.62 0.19	0.66 0.20	0.98 0.30	0.98 0.30	0.98 0.30	2
1	0.151 0.046	0.187 0.057	0.49 0.15	0.52 0.16	0.52 0.16	0.82 0.25	0.85 0.26	0.82 0.25	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.79 0.24	0.79 0.24	0.82 0.25	1
1/0	0.144 0.044	0.180 0.055	0.39 0.12	0.43 0.13	0.39 0.12	0.66 0.20	0.69 0.21	0.66 0.20	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1/0
2/0	0.141 0.043	0.177 0.054	0.33 0.10	0.33 0.10	0.33 0.10	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	2/0
3/0	0.138 0.042	0.171 0.052	0.253 0.077	0.269 0.082	0.259 0.079	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.289 0.088	0.302 0.092	0.308 0.094	0.43 0.13	0.43 0.13	0.46 0.14	3/0
4/0	0.135 0.041	0.167 0.051	0.203 0.062	0.220 0.067	0.207 0.063	0.33 0.10	0.36 0.11	0.33 0.10	0.243 0.074	0.256 0.078	0.262 0.080	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	4/0
250	0.135 0.041	0.171 0.052	0.171 0.052	0.187 0.057	0.177 0.054	0.279 0.085	0.295 0.090	0.282 0.086	0.217 0.066	0.230 0.070	0.240 0.073	0.308 0.094	0.322 0.098	0.33 0.10	250
300	0.135 0.041	0.167 0.051	0.144 0.044	0.161 0.049	0.148 0.045	0.233 0.071	0.249 0.076	0.236 0.072	0.194 0.059	0.207 0.063	0.213 0.065	0.269 0.082	0.282 0.086	0.289 0.088	300
350	0.131 0.040	0.164 0.050	0.125 0.038	0.141 0.043	0.128 0.039	0.200 0.061	0.217 0.066	0.207 0.063	0.174 0.053	0.190 0.058	0.197 0.060	0.240 0.073	0.253 0.077	0.262 0.080	350
400	0.131 0.040	0.161 0.049	0.108 0.033	0.125 0.038	0.115 0.035	0.177 0.054	0.194 0.059	0.180 0.055	0.161 0.049	0.174 0.053	0.184 0.056	0.217 0.066	0.233 0.071	0.240 0.073	400
500	0.128 0.039	0.157 0.048	0.089 0.027	0.105 0.032	0.095 0.029	0.141 0.043	0.157 0.048	0.148 0.045	0.141 0.043	0.157 0.048	0.164 0.050	0.187 0.057	0.200 0.061	0.210 0.064	500
600	0.128 0.039	0.157 0.048	0.075 0.023	0.092 0.028	0.082 0.025	0.118 0.036	0.135 0.041	0.125 0.038	0.131 0.040	0.144 0.044	0.154 0.047	0.167 0.051	0.180 0.055	0.190 0.058	600
750	0.125 0.038	0.157 0.048	0.062 0.019	0.079 0.024	0.069 0.021	0.095 0.029	0.112 0.034	0.102 0.031	0.118 0.036	0.131 0.040	0.141 0.043	0.148 0.045	0.161 0.049	0.171 0.052	750
1000	0.121 0.037	0.151 0.046	0.049 0.015	0.062 0.019	0.059 0.018	0.075 0.023	0.089 0.027	0.082 0.025	0.105 0.032	0.118 0.036	0.131 0.040	0.128 0.039	0.138 0.042	0.151 0.046	1000

BIBLIOGRAFÍA

[1]. NEC. National Electrical Code 2002.

[2]. ANSI / IEEE. American National Standards Institute.

[3]. RETIE. Reglamento Técnico de instalaciones eléctricas.

[4]. NATSIM. Normas de acometidas, cuartos de transformadores y sistemas de medición para el suministro de electricidad, Empresa Eléctrica del Ecuador.

[5]. NFPA 70E. Handbook of the National Electrical Code.

[6]. Cuaderno técnico de Schneider.

[7]. Elementos de Diseño de una Subestación por Enrique Harper, capítulo 2 y 5.

[8]. Calculo de la malla de puesta a tierra de una subestación, por John Asdrúbal Herrera y Omar castro Hernández.

[9]. Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia, por Universidad Nacional de Rio Cuarto.

[10]. Luminotecnia enciclopedia CEAC de Electricidad por José Ramírez Vázquez.

[11]. http://edison.upc.edu/curs/llum/interior/iluint2.html, tabla de coeficientes de reflexión de techo y paredes.

[12]. www.megawatt.com.pe , sección artículos, Teoría y aplicación de los Conectores.

[13]. DESCARGAS ATMOSFERICAS TEORIA Y DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA Roberto Ruelas.htm

[14]. www.labelident.com/catalog/products/es/s_advertencia.php, Señales de advertencia de peligro

[15]. Cálculos en iluminación de interiores1.mht, por OSRAM

[16]. Fundamentos de Seguridad Industrial, por Tecsup Virtu@l.

[17]. www.proteccioncivil.org/centrodoc/guiatec/Metodos_cualitativos/cuali_212.htm , Teoría del Check List.

[18]. Tópico de graduación “Estudios para valorización de riesgos de sistemas eléctricos industriales y comerciales en baja tensión”